PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 13, NUMÉRO 3 2025

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, Court d'appel de l'Ontario

Rowland J. Harrison, c.r., LLB, LLM, Conseiller en règlementation 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, Professor, Doyen, Faculty of Public Affairs, Carleton University

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 2025

Nigel Bankes, LLM, Professeur émérite de droit à l'Université de Calgary

Sam Brothwell, BSc, Vice-président de la Stratégie et du Conseil Financier, MCR Performance Solutions

Daliana Coban, BA, JD, Avocat, Torys LLP, Toronto

Kenneth Costello, BSc., MA, économiste réglementaire et consultant indépendant

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

Carl R. Danner, BA en Économie et Science Politique, MPP, PhD

Ahmad Faruqui, BA, MA, PhD, économiste itinérant, San Francisco

Daniel Gralnick, JD, LLL, Associé Senior, Troys LLP, Toronto

Rowland Harrison, cr, LLB, LLM, conseiller en réglementation de l'énergie, Calgary

Mark Kolesar, BA, MBA, Président émérite de la Commission des Services Publics de l'Alberta

Joe McKinnon, BA, MA, Électricité Canada

David Morton, BSc, PEng., ancien Président du conseil d'administration et chef de la direction, British Columbia Utilities Commission

Dwight Newman, cr, BA, MATS, JD, MSc., BCL., MA, PhD, Professeur de droit et titulaire de la Chaire de recherche du Canada sur les droits, les communautés et le droit constitutionnel, Université de la Saskatchewan

Martin Olszynski, BSc, LLB, LLM, Professeur agrégé et titulaire de la Chaire en énergie, ressources et durabilité, Faculté de droit, Université de Calgary

Philip Quadrini, Analyste Principal en Réglementation, Pacific Gas and Electric Company

Jenna Renwick, BA, JD (en cours), Assistant de Recherche en Droit Constitutionnel, Université de la Saskatchewan

Byron Reynolds, BSc, JD, Associé, Dentons, Calgary

Hazel Saffery, BSc, LLB, Associé, Dentons, Calgary

Tim Sargent, BA, MA, PhD, Directeur des politiques intérieures et chercheur principal, Institut Macdonald-Laurier, Ottawa

Edgardo Sepulveda, BA, MA, Consultant, Sepulveda Consulting

Zoe Thoms, BA, LLB, Avocate-conseil, Borden Ladner Gervais LLP, Toronto

Ian Thomson, BSc, BA, MPP, JD, Associé entrant, Torys LLP

John Vellone, BSc, MBA, LLB, Avocat, Borden Ladner Gervais LLP, Toronto

David Wright, BA, JD, LLM, Professeur Agrégé, Université de Calgary

ÉNONCÉ DE MISSION

La mission de la publication trimestrielle sur la règlementation 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 règlementation 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 règlementation de l'énergie (www.energyregulationquarterly.ca).

PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

ÉDITORIAL

Éditorial 6
Karen J. Taylor et Moin A. Yahya

ARTICLE

Un addenda à l'article « Raccordement des centres de données en Ontario : principaux défis et éléments à considérer » 10
Daliana Coban, Daniel Gralnick et Ian T. D. Thomson

Prix en temps réel de l'électricité pour les ménages : une analyse internationale 12
Ahmad Faruqui, Ph.D.

Défis actuels en matière de tarification pour les organismes de règlementation des services publics 25
Kenneth W. Costello

Hausse du nombre de raccordements : politique du logement, infrastructure énergétique et évolution du rôle de la CEO 38
John Vellone et Zoë Thoms

L'Alberta Utilities Commission approuve la première installation industrielle de valorisation énergétique des déchets avec captage du carbone au Canada 48
Byron Reynolds et Hazel Saffery

La situation est-elle différente cette fois-ci ? Réflexions sur une carrière dans le secteur de la règlementation de l'énergie 55
Rowland J. Harrison, c.r.

Commentaires sur l'article « La situation est-elle différente cette fois-ci ? Réflexions sur une carrière dans le secteur de la règlementation de l'énergie » 59
Tim Sargent, Ph.D.

Loi visant à bâtir le Canada : « agir rapidement et bâtir » ou « agir rapidement et détruire » ? 64
David V. Wright et Martin Z. Olszynski

Usages et abus de la DNUDPA dans les salles d'audience canadiennes 75
Dwight Newman, c.r. et Jenna Renwick

ÉDITORIAL

Rédacteurs en chef

Karen J. Taylor et Moin A. Yahya

À l'aube de l'été 2025, le rythme effréné des changements se poursuit, sous l'effet des événements géopolitiques et des attentes élevées des Canadiens à l'égard du gouvernement Carney, nouvellement élu. Le premier ministre a tenu une réunion des Premières Nations le 2 juin à Saskatoon[1] qui avait pour objectif de « bâtir une économie canadienne plus forte, plus compétitive et plus résiliente », notamment en supprimant les barrières commerciales, en faisant avancer les grands projets d'intérêt national et en déposant des projets de loi qui visent à rendre le Canada plus fort sur son territoire et à l'étranger[2].

La nécessité d'une réponse unifiée à l'évolution des relations entre le Canada et les États-Unis et l'impératif de nouvelles relations en matière de commerce et de sécurité ont été pleinement mis en évidence lors du 51e sommet du G7, qui s'est tenu du 15 au 17 juin à Kananaskis, en Alberta. Bien que ce sommet avait pour objectif de « renforcer les économies et de rendre les communautés plus sécuritaires et le monde plus sûr, et ce, en favorisant la sécurité énergétique et en accélérant la transition numérique, de même que les partenariats d'avenir »[3], les questions relatives à « l'utilité et à l'avenir du G7 dans un monde où Trump est président des États-Unis »[4] [traduction] sont restées sans réponse, et les résultats concrets obtenus « pâlissent en comparaison de ce qui ne s'est pas produit » [traduction][5].

Le dépôt (6 juin 2025) et la sanction royale (26 juin 2025) du projet de loi C-5, intitulé « *Loi édictant la Loi sur le libre-échange et la mobilité de la main-d'œuvre au Canada et la Loi visant à bâtir le Canada* »[6], représentent la première et peut-être même la plus importante mesure prise par le nouveau gouvernement pour relever les défis pressants du pays en matière d'énergie et d'infrastructure et atteindre ses objectifs ambitieux. La partie 1 du projet de loi C-5 édicte la *Loi sur le libre-échange et la mobilité de la main-d'œuvre au Canada*, qui

---

* Karen J. Taylor est consultante indépendante dans le secteur de l'énergie. Elle possède une vaste expérience des marchés financiers, de la politique règlementaire et de l'investissement dans les infrastructures. Elle est vice-présidente du Council for Clean and Reliable Energy, un organisme sans but lucratif qui offre une tribune pour le dialogue et l'analyse publics sur des sujets liés à la politique énergétique et à la gouvernance. Elle a également été conseillère exécutive auprès du président de la Commission de l'énergie de l'Ontario et membre de cette Commission.

Moin A. Yahya est professeur de droit à l'Université de l'Alberta. Il a été membre et membre intérimaire de l'Alberta Utilities Commission de 2009 à 2018. Il enseigne et fait de la recherche dans différents domaines du droit.

[1] Premier ministre du Canada, « Notes à l'intention des médias » (2 juin 2025), en ligne : <pm.gc.ca/fr/nouvelles/avis-aux-medias/2025/06/02/lundi-2-juin-2025>.

[2] Premier ministre du Canada, « Déclaration des premiers ministres du Canada, des provinces et des territoires sur le renforcement de l'économie canadienne et l'avancement des grands projets » (2 juin 2025), en ligne : <pm.gc.ca/fr/nouvelles/declarations/2025/06/02/declaration-des-premiers-ministres-du-canada-des-provinces-et-des-territoires>.

[3] Cabinet du premier ministre, « Résumé de la présidence » (Kananaskis: G7, 2025), en ligne (pdf) : <g7.canada.ca/assets/ea689367/Attachments/NewItems/pdf/g7-summit-statements/chair-fr.pdf>.

[4] Murray Brewster, « Where the G7 came from — and where it might go in the era of Trump » (15 juin 2025), en ligne : <cbc.ca/news/politics/g7-trump-history-1.7561633>; Aaron Wherry, « In Kananaskis, the G7 held together, but showed signs of strain » (18 juin 2025), en ligne : <cbc.ca/news/politics/g7-summit-kananaskis-carney-trump-analysis-1.7564156>.

[5] Madison Minges, « Key Takeaways from the 2025 G7 Summit » (18 juin 2025), en ligne : <american.edu/sis/news/20250618-key-takeaways-from-the-g7-summit.cfm>.

[6] Projet de loi C-5 « *Loi édictant la Loi sur le libre-échange et la mobilité de la main-d'œuvre au Canada et la Loi visant à bâtir le Canada* » (26 juin 2025), et son amendement en vertu de la *Loi sur l'unité de l'économie canadienne*, 2025, en ligne (pdf) : <parl.ca/Content/Bills/451/Government/C-5/C-5_4/C-5_4.PDF>.

« établit un cadre législatif pour éliminer des obstacles fédéraux au commerce interprovincial des biens et des services et pour améliorer la mobilité de la main-d'œuvre au Canada »[7]. La partie 2 édicte la *Loi visant à bâtir le Canada*, dont on traite largement dans le présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie.*

Le présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* commence par une brève mise à jour de l'article rédigé par Daliana Coban, Daniel Gralnick et Ian Thomson, tous de Torys, S.E.N.C.R.L., publié dans le numéro précédent de notre publication. L'addenda à l'article « Raccordement des centres de données en Ontario : principaux défis et éléments à considérer » fait ressortir les principaux changements politiques et législatifs que les participants du secteur de l'énergie devraient connaître et qui ont trait au raccordement des centres de données en Ontario.

Les articles du présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* portent généralement sur deux thèmes. Le premier consiste en la nature évolutive de la règlementation économique — quatre des sept articles traitent de la façon dont changent les objectifs qui orientent la discrétion règlementaire, même dans un contexte traditionnel d'établissement des tarifs.

Le premier de ces articles est rédigé par Ahmad Faruqui, un contributeur de longue date aux discussions sur l'énergie aux États-Unis, au Canada et dans notre publication. M. Faruqui écrit sur le sujet toujours complexe du « Prix en temps réel de l'électricité pour les ménages : une analyse internationale ». Dans son article, il examine les divers modèles de prix en temps réel aux États-Unis, au Canada et en Europe, puis discute de l'adoption de ces modèles par les consommateurs et des défis qui y sont associés.

Kenneth Costello, ancien responsable de la règlementation à l'Illinois Commerce Commission et chercheur au U.S. National Regulatory Research Institute, s'appuie sur ses travaux antérieurs dans l'article intitulé « Défis actuels en matière de tarification pour les organismes de règlementation des services publics » pour discuter de la façon dont la tarification traditionnelle a évolué. Celle-ci est, en effet, passée d'une approche axée sur la détermination prudente de coûts raisonnables, la répartition des coûts et la conception des tarifs ainsi que sur l'établissement de tarifs justes et raisonnables à un nouveau paradigme, où les organismes de règlementation doivent maintenant composer avec un plus grand nombre d'objectifs découlant des nouvelles politiques publiques, des changements technologiques et des développements économiques. Tous ces facteurs compliquent d'autant l'établissement de tarifs justes et raisonnables pour ces organismes. Costello souligne les principaux défis et les observations à retenir à ce sujet.

John Vellone, associé et spécialiste national en matière d'énergie, de ressources et d'énergies renouvelables, et Zoë Thoms, avocate chez Borden Ladner Gervais LLP, discutent de l'intervention la plus récente dans le mandat et l'orientation de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») pour instaurer de nouvelles priorités favorisant l'abordabilité et la croissance du logement dans leur article intitulé « Hausse du nombre de raccordements : politique du logement, infrastructure énergétique et évolution du rôle de la CEO ». M. Vellone et Mme Thoms se sont penchés sur le contexte stratégique de la « poussée pour le logement » de l'Ontario; la façon dont la décision de la CEO concernant la phase I de la demande tarifaire de 2024 d'Enbridge Gas Inc. est devenue un tournant sur le plan règlementaire; la réponse législative; la réforme règlementaire qui en a découlé; et l'harmonisation avec les politiques du gouvernement de l'Ontario. Ils concluent par des commentaires réfléchis sur la façon dont l'orientation du gouvernement peut redéfinir les limites de la discrétion règlementaire.

Le dernier article, qui traite du cadre en évolution de la discrétion règlementaire, est un commentaire de Byron Reynolds et de Hazel Saffery, tous deux associés chez Dentons Canada LLP. Dans l'article « L'Alberta Utilities Commission approuve la première installation industrielle de valorisation énergétique des déchets avec captage du carbone au Canada », M. Reynolds et Mme Saffery décrivent brièvement la nature des installations assujetties à l'approbation de l'AUC, les approbations particulières demandées et les décisions

[7] *Ibid.*

de la Commission relativement à celles-ci. Ils examinent également l'importance de l'approbation de cette installation, notamment parce qu'elle a des ramifications sur la résolution d'autres problèmes de la société, ou contribue à les résoudre, ce qui comprend la gestion des déchets solides municipaux, les marchés du carbone ainsi que l'amélioration de la viabilité du captage et du stockage du carbone.

Le deuxième thème correspond au processus d'examen règlementaire pour les nouveaux projets et la question de savoir si le projet de loi C-5, maintenant proclamé, peut mener à un processus d'examen plus rapide et simplifié des grands projets d'intérêt national par rapport à ses prédécesseurs — la *Loi sur l'évaluation d'impact* de 2019[8] et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* de 2012, et si oui, à quel coût. Les autres articles du présent numéro traitent de façon générale de la partie 2 (*Loi visant à bâtir le Canada*) du projet de loi C-5, y compris ses répercussions éventuelles sur les obligations du Canada envers les Premières Nations.

Dans un article composé de deux sections distinctes, Rowland Harrison, c.r., ancien rédacteur en chef adjoint de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie,* reprend d'abord son discours-programme du Forum du droit de l'énergie 2025 de notre Publication. Dans l'article intitulé « La situation est-elle différente cette fois-ci? Réflexions sur une carrière en règlementation de l'énergie », Harrison s'appuie sur sa carrière de cinq décennies consacrée à l'énergie et à la règlementation pour examiner un certain nombre de décisions règlementaires fondamentales et de mesures énergétiques connexes prises par le gouvernement pour donner au lecteur une perspective historique. La deuxième partie est une réponse aux observations de M. Harrison, formulée par Tim Sargent, directeur du secteur de la politique nationale de l'Institut Macdonald-Laurier. M. Sargent s'appuie sur ses 28 années d'expérience au sein du gouvernement fédéral pour examiner les arguments et les observations présentés par M. Harrison. Il fait remarquer qu'il est possible d'établir de façon convaincante que bon nombre des défis sous-jacents associés à l'approbation des projets n'ont pas changé au cours des deux dernières décennies et laisse entendre que les défis auxquels est confronté le gouvernement Carney sont plus difficiles à relever que ceux du gouvernement Harper en raison de l'évolution du contexte depuis 2015. M. Sargent conclut par une discussion pointue sur le projet de loi C-5 et formule un certain nombre de suggestions pour l'améliorer.

L'article intitulé « Loi visant à bâtir le Canada : agir rapidement et bâtir ou agir rapidement et détruire ? » par David V. Wright, professeur agrégé à la faculté de droit, et Martin Olszynski, professeur agrégé et titulaire de la Chaire en énergie, ressources et durabilité à la faculté de droit de l'Université de Calgary, consiste en un examen exhaustif de la *Loi visant à bâtir le Canada.* M. Wright et M. Olszynski examinent la structure et l'approche de la *Loi*, discutent des modifications apportées au projet de loi C-5 à mesure de sa progression rapide dans le processus législatif et soutiennent que la *Loi* ne correspond pas à une évaluation d'impact. Ils soulèvent un certain nombre de questions sur la façon dont le processus accéléré prévu dans la *Loi* fonctionnerait réellement et à quel coût.

Ce numéro se termine par un article de Dwight Newman et de Jenna Renwick, professeur de droit et étudiante au doctorat en jurisprudence au collège de droit de l'Université de la Saskatchewan, intitulé « Recours et recours abusif à la DNUDPA ». Dans leur article, les auteurs discutent du statut jurisprudentiel de la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones (« DNUDPA »). L'article porte sur les lois pertinentes qui incorporent la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones ou y font référence, ainsi que les affaires où elle a été invoquée dans les jugements les concernant. Les auteurs discutent de ces jugements récents et des lacunes méthodologiques dans les énoncés des motifs des tribunaux, qui créeront une incertitude juridique pour ceux qui œuvrent dans les domaines de l'énergie et des mines. Ils concluent en conséquence que les cours d'appel, y compris la Cour suprême, doivent donner plus de clarté sur le statut de la

[8] Projet de loi C-69 « *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois* », 21 juin 2019, modifié dans la *Loi d'exécution du budget* de 2024.

DNUDPA et sur la façon dont elle s'inscrit dans le droit canadien.

Nous espérons que ce numéro vous informera sur ce qui caractérise la période que nous vivons présentement : un changement géopolitique rapide et sans précédent, ainsi qu'un soutien au réexamen et à la refonte des processus de droit administratif du Canada. ■

UN ADDENDA À L'ARTICLE « RACCORDEMENT DES CENTRES DE DONNÉES EN ONTARIO : PRINCIPAUX DÉFIS ET ÉLÉMENTS À CONSIDÉRER »

*Daliana Coban, Daniel Gralnick et Ian T. D. Thomson**

Dans le numéro précédent de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*, notre article intitulé : « Raccordement des centres de données en Ontario : principaux défis et éléments à considérer » traitait des diverses exigences règlementaires et considérations relatives à la création et au raccordement de centres de données en Ontario. L'article soulignait l'importance pour les parties de demeurer vigilantes à l'égard des changements règlementaires et législatifs qui ont une incidence sur les processus de raccordement et la responsabilité en matière de coûts, et de comprendre les répercussions des changements apportés au marché de gros de l'électricité en Ontario par le Programme de renouvellement du marché (« PRM ») administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE »). Depuis la publication de cet article, plusieurs annonces ont été faites, et celles-ci auront une incidence sur le raccordement des centres de données en Ontario. Le présent addenda souligne les principaux changements politiques et législatifs auxquels devrait prêter attention le secteur de l'énergie.

Le 3 juin, le gouvernement a présenté la *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en garantissant l'accès à l'énergie abordable pour les générations futures* (le « projet de loi 40 »), qui traite

* Daliana Coban est avocate chez Torys LLP et exerce dans le domaine de pratique de la règlementation de l'énergie. Avant de rallier les rangs de Torys, Daliana était directrice des applications règlementaires et du soutien opérationnel chez Toronto Hydro. Pendant son mandat, elle a également été membre du comité de modernisation des processus décisionnels, qui a été mis sur pied en 2021 afin de fournir des conseils, des commentaires et de la rétroaction à une étape précoce aux fins de l'amélioration des processus d'arbitrage et des politiques à la Commission de l'énergie de l'Ontario. Forte de plus d'une décennie d'expérience dans le secteur règlementé de l'électricité, elle offre des conseils pratiques sur un large éventail de questions règlementaires complexes, notamment dans les domaines du droit public et administratif, de la règlementation économique et de la conformité règlementaire.

Daniel Gralnick est associé principal chez Torys LLP et exerce dans le domaine de pratique de la règlementation de l'énergie. Il se spécialise notamment dans la prestation de conseils à des acteurs des secteurs public et privé de l'énergie sur des questions liées aux marchés de l'électricité, aux procédures règlementaires, notamment celles relatives aux requêtes de hausse tarifaire, à l'approvisionnement en énergie, ainsi qu'aux enjeux règlementaires et commerciaux découlant des transactions d'énergie et au développement de projets.

Ian T. D. Thomson est un nouvel associé chez Torys LLP et se consacre aux domaines de pratique de l'énergie et des infrastructures. Auparavant, il travaillait comme consultant en politique publique et assurait la prestation de recherches, d'analyses et de conseils stratégiques à des gouvernements, à des médias et à des instituts de recherche sur les questions de politique énergétique. Les points de vue exprimés dans le présent article sont exclusivement ceux des auteurs et ne représentent pas nécessairement ceux de Torys ou de toute autre personne ou entité.

explicitement du raccordement des centres de données[1]. Bien que le réseau d'électricité de l'Ontario obéisse à l'impératif fondamental de fournir un accès non discriminatoire (c'est-à-dire que tout participant peut s'y raccorder, peu importe son identité ou ses caractéristiques), le projet de loi 40 crée une exception à ce droit d'accès pour « des installations de charge précisées » qui se raccordent au réseau électrique de l'Ontario[2]. L'article 28.1 proposé de la *Loi de 1998 sur l'électricité* précise que les transporteurs ou les distributeurs ne doivent pas raccorder (ou raccorder de nouveau) une « installation de charge précisée » au réseau électrique à moins que les exigences en matière de raccordement énoncées dans les règlements ne soient respectées[3]. Une « installation de charge précisée » s'entend d'une installation ou d'une catégorie d'installations « qui est un centre de traitement de données » et qui satisfait aux critères fixés par les règlements[4]. Au moment de sa publication, le projet de loi n'avait franchi que l'étape de la première lecture et aucun règlement n'énonçait d'exigences précises en matière de raccordement. Toutefois, si le projet de loi 40 est adopté, les promoteurs de centres de données qui désirent se raccorder au réseau de l'Ontario pourraient bientôt être assujettis à des exigences supplémentaires.

Le 12 juin, le gouvernement a publié son premier Plan intégré de l'énergie, « *L'énergie pour les générations à venir : Le plan intégré de l'Ontario pour alimenter la plus forte économie du G7* » (le « Plan »)[5]. Le Plan, qui est exigé par la nouvelle *Loi de 2024 sur l'énergie abordable*, énonce plusieurs nouveaux programmes et nouvelles initiatives visant à offrir une énergie « abordable, sûre, fiable et propre »[6]. En ce qui concerne les centres de données, le Plan fait mention de l'augmentation prévue de la demande provenant du secteur des centres de données et du nouveau projet de loi 40. Plus précisément, le Plan souligne le projet de loi 40 présenté et la façon dont il « permettra à l'Ontario de gérer les demandes de raccordement au réseau électrique et de donner la priorité aux centres de données qui apportent de réels avantages locaux, stratégiques et économiques, et pas seulement une hausse de la consommation d'électricité » [7]. Cet objectif s'harmonise avec la proposition énoncée dans le projet de loi 40 d'introduire de nouveaux objets dans la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et la *Loi sur l'électricité* pour soutenir la croissance économique, et pourrait offrir un aperçu des objectifs stratégiques que les exigences en matière de raccordement éventuellement établies par règlement pourraient viser à promouvoir. Compte tenu de ces détails et du fait que les exigences applicables ne sont pas encore connues, les promoteurs de centres de données devraient envisager des façons de démontrer leur potentiel économique dans la région où ils désirent se raccorder.

Le paysage règlementaire du développement et du raccordement des centres de données en Ontario continue d'évoluer. Avec le dépôt du projet de loi 40, la publication du premier Plan intégré de l'énergie de l'Ontario et une plus grande expérience du marché à la suite du Programme de renouvellement du marché de la SIERE, les promoteurs de centres de données doivent demeurer attentifs aux nouvelles exigences et aux changements de la politique publique. Même si l'étendue de ces répercussions est encore inconnue — d'autant plus que les règlements d'application pris en vertu du projet de loi 40 n'ont pas encore été publiés — l'information disponible prête à penser qu'il pourrait être important pour les promoteurs de centres de données de démontrer la valeur économique d'un accès sécurisé au réseau. Les promoteurs devraient continuer de suivre de près l'évolution de la situation et consulter la CEO et la SIERE à une étape précoce pour s'y retrouver plus facilement dans ce nouveau cadre. ■

---

[1] Gouvernement de l'Ontario, « L'Ontario garantit l'accès à l'énergie abordable pour les générations futures » (consulté le 4 juin 2025), en ligne : <news.ontario.ca/fr/release/1005988/lontario-garantit-lacces-a-lenergie-abordable-pour-les-generations-futures>.

[2] Assemblée législative de l'Ontario, « Projet de loi 40 : Loi modifiant diverses lois en ce qui concerne l'énergie, le secteur de l'électricité et les services publics » (consulté le 4 juin 2025), annexe 1, article 28.1 en ligne (pdf) : <ola.org/sites/default/files/node-files/bill/document/pdf/2025/2025-06/b040_f.pdf>.

[3] *Ibid*.

[4] *Ibid* à l'art 28.1(1).

[5] Gouvernement de l'Ontario, « L'énergie pour les générations à venir : Le plan intégré de l'Ontario pour alimenter la plus forte économie du G7 » (consulté le 30 juin 2025), en ligne (pdf) : <ontario.ca/files/2025-06/mem-energy-for-generations-fr-2025-06-20.pdf>.

[6] *Ibid* à la p 6.

[7] *Ibid* à la p 22.

PRIX EN TEMPS RÉEL DE L'ÉLECTRICITÉ POUR LES MÉNAGES : UNE ANALYSE INTERNATIONALE

*Ahmad Faruqui, Ph.D.**

RÉSUMÉ

Le présent article porte sur l'expérience de plusieurs pays à l'égard de la tarification en temps réel de l'électricité pour les ménages. Dans les études économiques, la tarification en temps réel est considérée comme la « meilleure » forme de tarification si l'on veut maximiser l'efficience économique. Cependant, du point de vue du client, elle n'a pas suscité beaucoup d'engouement aux États-Unis ou au Canada. Ce type de tarification a surtout été largement déployé en Europe, où il a été employé par des détaillants qui se livraient concurrence; mais même là, il s'agit d'un phénomène relativement récent. Il fait l'objet d'un essai en Australie. Dans le présent article, je compare l'incidence de la tarification en temps réel sur la demande de pointe à des formes plus simples de tarifs variables en fonction du temps, comme la tarification pour les heures de pointe critiques et les tarifs établis en fonction de l'heure de la consommation.

QU'EST-CE QUE LA TARIFICATION EN TEMPS RÉEL?

Sur les marchés de gros, les prix de l'électricité changent de minute en minute « en temps réel », d'où les termes « tarifs en temps réel » ou « tarification en temps réel » (« TTR »). Même lorsqu'il n'y a pas de marché de gros, la TTR peut être définie en l'assimilant à des variations du coût marginal de l'énergie, qui est parfois mesuré par « le lambda du système » dans les modèles d'établissement des coûts de production. Souvent, les tarifs en temps réel ou les coûts marginaux varient aussi selon l'endroit, ce qui donne lieu à une tarification selon les coûts marginaux propre à l'emplacement.

Lorsque ces prix de gros sont refilés aux consommateurs au détail, on les appelle aussi tarifs en temps réel. Parfois, on les appelle simplement des prix fortement dynamiques.

OÙ LA TTR EST-ELLE OFFERTE?

Au Canada, la TTR a été offerte dans deux provinces, l'Alberta et l'Ontario. Cependant, il était difficile de mettre en œuvre la TTR sans compteurs intelligents, même si la forme de la charge pour l'ensemble du réseau ou pour la catégorie résidentielle avait été utilisée. Une fois les compteurs intelligents mis en place, il devenait techniquement possible pour les consommateurs de s'abonner à la TTR. Il reste toutefois difficile de trouver des traces que cette solution a été choisie. En Ontario, la grande majorité des répondants préféraient acheter de l'électricité selon la grille tarifaire réglementée (« GTR »), qui consistait en une tarification selon l'heure de la consommation (« THC ») basé sur trois périodes. Récemment, on a instauré une quatrième période pour offrir un tarif beaucoup plus bas que celui appliqué durant les heures creuses afin de répondre aux besoins des conducteurs de véhicules

* L'auteur est un économiste général qui a publié de nombreux articles sur les tarifs variables en fonction du temps et sur des sujets connexes comme la prévision de la demande, la gestion de la demande, la souplesse de la charge, les véhicules électriques (« VE ») et les ressources énergétiques distribuées (« RED »). Il a conseillé plus d'une centaine de clients situés sur six continents, publié de nombreux articles sur le sujet et a été mentionné dans de nombreux commentaires dans les journaux. Il a travaillé au sein de plusieurs institutions, dont la California Energy Commission, EPRI, Barakat & Chamberlin, Charles River Associates et Brattle Group.

électriques (« VE ») et des clients qui travaillent la nuit. Environ 90 % des clients utilisent la THC standard, 10 % le tarif variable (qui est antérieur à la THC), et moins de 1 % la THC fondée sur quatre périodes.

En Alberta, l'option de tarifs réglementés (« OTR ») était auparavant le tarif standard pour les clients résidentiels qui ne voulaient pas passer à un fournisseur d'énergie au détail. En janvier 2025, elle a été remplacée par le tarif de dernier recours. L'OTR était un tarif fixe qui fluctuait d'un mois à l'autre en fonction des conditions du marché de gros. Le tarif de dernier recours est un tarif fixe établi pour la période du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2026, et il ne peut augmenter ou diminuer que de 10 %, au maximum, à la fin de chaque période de deux ans. Il est établi tous les deux ans pour éviter des pics de prix soudains pour les clients[1].

Aux États-Unis, la TTR n'a été offerte qu'à des clients résidentiels dans un seul État : l'Illinois. Deux services publics appartenant à des investisseurs l'offrent : Commonwealth Edison (« ComEd ») et Ameren Illinois. En 2007, Commonwealth Edison a commencé à offrir la TTR aux clients résidentiels et, plus tard, Ameren Illinois a emboîté le pas.

La TTR s'applique uniquement à l'énergie vendue. Les coûts de transport et de distribution continuent d'être recouvrés au moyen d'une conception tarifaire traditionnelle.

En Europe, au moins cinq pays offrent la TTR : le Danemark, les Pays-Bas, la Norvège, l'Espagne et le Royaume-Uni. Au Danemark, aux Pays-Bas, en Norvège et au Royaume-Uni, elle est offerte par des distributeurs d'électricité[2]. En Espagne, elle est demeurée la méthode de tarification par défaut d'octobre 2015 à décembre 2023. Le tarif par défaut a été éliminé en raison de plaintes de la clientèle.

En France, la TTR était offerte avant la crise énergétique de 2021–2022. À l'heure actuelle, elle n'est plus offerte. Les détaillants offrent plutôt une tarification pour les heures de pointe critiques (la « THPC »).

En Australie, une forme de la TTR appelée Dynamic Operating Envelops[3] est mise à l'essai dans le cadre d'un projet pilote appelé Project Edith[4]. Celui-ci est dirigé par Ausgrid[5], un réseau qui dessert la Nouvelle-Galles du Sud, et par Reposit Power. Elle est offerte uniquement aux clients qui ont installé des panneaux solaires, et s'applique aux importations et aux exportations vers le réseau. Les tarifs sont fixés pour chaque intervalle de cinq minutes et peuvent être positifs ou négatifs (récompenses).

COMBIEN DE CLIENTS ONT ADOPTÉ LA TTR?

En Illinois, moins de 2 % des clients se sont abonnés à la TTR. Cela en dépit des conclusions d'une étude qui a révélé qu'une proportion écrasante de clients auraient des factures moins élevées s'ils souscrivaient à la TTR au lieu de tarifs non-fonction des heures[6]. Plus précisément, l'étude concluait :

« En utilisant 12 mois de données sur la consommation d'énergie provenant des compteurs intelligents, rendus anonymes par le code postal, l'Environmental Defense Fund ("EDF") et la Citizens Utility Board ("CUB") ont calculé le montant des factures d'électricité de 300 000 nouveaux clients résidentiels de

[1] Alberta Utilities Commission, « Electricity rates: The AUC ensures regulated customers receive safe and reliable service at just and reasonable rates" (consulté le 14 juillet 2025), en ligne : <auc.ab.ca/current-electricity-rates-and-terms-and-conditions>.

[2] Nordic Energy Research, « Evaluation of Nordic Electricity Retail Markets » (12 avril 2024), en ligne : <nordicenergy.org/publications/evaluation-of-nordic-electricity-retail-markets>.

[3] Enea, « Project Edith: Project Overview Report » (juillet 2022), en ligne (pdf) : <ausgrid.com.au/-/media/Documents/Reports-and-Research/Project-Edith/Project-Edith-2022.pdf?rev=42030a3921274632910a9fbf6ff1e2ac>.

[4] Renew Economy, « Project that calmed network fears about rooftop solar wins innovation award » (26 septembre 2023), en ligne : <reneweconomy.com.au/project-that-calmed-network-fears-about-rooftop-solar-wins-innovation-award>.

[5] Ausgrid, « Making electricity accessible for all » (consulté le 14 juillet 2025), en ligne : <ausgrid.com.au>.

[6] Environmental Defense Fund, « Data reveals real-time electricity pricing would help nearly all ComEd customers save money » (14 novembre 2017) en ligne (blog) : <blogs.edf.org/energyexchange/2017/11/14/data-reveals-real-time-electricity-pricing-would-help-nearly-all-comed-customers-save-money>.

ComEd en 2016 si ceux-ci s'étaient abonnés au programme de tarification horaire. » L'étude a révélé ce qui suit :

- 97 % des ménages étudiés auraient économisé, ce qui représente une économie totale de 29,8 millions de dollars.
- Le client moyen aurait économisé 86,63 $ durant l'année en question, soit 13,2 % de moins que ce qu'il a payé selon la facturation traditionnelle.
- La tranche des 5 % de clients ayant économisé le plus aurait réduit ses factures de 104 $ par année en moyenne, ou 31 %.
- Parmi les clients qui auraient perdu de l'argent (environ 3 % de l'échantillon), l'augmentation médiane des factures était estimée à 6,23 $ au total pour l'année.
- Il n'y a pas de différence importante entre les effets des tarifs en temps réel sur les factures des clients à faible revenu et celles d'autres clients [traduction].

« En somme, la grande majorité des nouveaux clients en 2016 auraient tiré des avantages financiers de leur participation au programme de tarification horaire ».

Malgré ce résultat positif, pourquoi seulement 1 à 2 % des clients se sont-ils abonnés à un service fondé sur la TTR ? Personne n'a de réponse à cette question. Les enquêtes auprès des clients qui utilisent la TTR montrent que la plupart d'entre eux ont constaté que certaines heures de la journée sont plus coûteuses et que d'autres le sont moins. Ils réagissent à la TTR comme s'il s'agissait d'une tarification en fonction du moment de la journée (« TMJ »), ce qui va à l'encontre de l'objectif d'envoyer des signaux de prix horaires. Autrement dit, les mêmes résultats auraient été obtenus si le client avait eu une conception tarifaire beaucoup plus simple. Il est intéressant de noter que relativement peu de clients vivant en Illinois ont même une TMJ simple.

Le Danemark compte environ 40 détaillants d'électricité. Ceux-ci offrent plus de 143 produits de tarification aux clients, y compris des prix fixes, des prix au comptant et des prix au comptant avec un plafond. Environ 70 % des clients ont choisi une forme quelconque de TTR. Toutefois, la TMJ ne vise que la portion relative à l'énergie de la facture. La plupart des services publics de distribution offrent des TMJ. Les coûts de distribution correspondent au tiers de la facture du client, et les taxes représentent un pourcentage semblable.

La facture danoise type comporte cinq éléments :

- Coût de l'électricité : La plupart des clients obtiennent le prix horaire défini par le marché au comptant, mais les consommateurs peuvent aussi choisir d'obtenir un prix fixe ou d'obtenir le prix horaire avec un plafond de prix.
- Coût de distribution : Ces tarifs varient habituellement selon moment de la journée. Les tarifs typiques comportent trois niveaux selon la saison. L'hiver est la saison de pointe. Voici un exemple de Radius, qui exploite le réseau de distribution dans la région de Copenhague[7].
    - Été : Heures creuses (de 21 h à 6 h) 12,15 øre/kWh ou 1,9 c/kWh, heures normales (de 6 h à 19 h) 18,22 øre/kWh ou 2,8 c/kWh, heures de pointe (de 17 h à 21 h) 47,38 øre/kWh ou 7,2 c/kWh. Le ratio des tarifs entre les heures de pointes et les heures creuses est de 3,9:1.
    - Hiver : Heures creuses (de 21 h à 6 h) 12,15 øre/kWh ou 1,9 c/kWh, heures normales (de 6 h à 19 h) 36,45 øre/kWh ou 6,5 c/kWh, heures de pointe (de 17 h à 21 h) 109,34 øre/kWh ou 16,8 c/kWh. Le ratio des tarifs entre les heures de pointes et les heures creuses est de 9:1.
    - En plus de la charge volumétrique, Radius applique une charge fixe de

[7] Radius, « Tariffs and network subscriptions » (14 juillet 2025), en ligne : <radiuselnet.dk/elnetkunder/tariffer-og-netabonnement>. Une couronne danoise équivaut à 0,16 dollar américain.

537 couronnes danoises ou 83 $ par année.

- Coût de transmission : En 2023, le tarif fixe était de 11,2 øre/kWh.

- Taxes : Il existe une taxe sur l'énergie (69,7 øre/kWh ou 10,7 c/kWh en 2023, qui devrait diminuer progressivement à 56,10 øre/kWh ou 8,6 c/kWh d'ici 2030) et une taxe sur la valeur ajoutée (TVA), qui correspond à 25 % de la facture totale incluant la taxe.

- Frais d'abonnement : Les entreprises de distribution ajoutent des frais pour le compteur (environ 100 $ par année), tandis que les détaillants peuvent aussi, dans certains cas, ajouter des frais fixes selon le plan tarifaire du client (habituellement entre 4 $ et 6 $ par mois).

Les clients paient la facture à l'entreprise de vente au détail, qui paie ensuite l'exploitant du réseau de distribution et l'exploitant du réseau de transport.

En Norvège, environ 75 % des clients utilisent la TTR, mais les tarifs ne sont pas communiqués activement aux clients. Il n'y a pas de tarif par défaut pour l'électricité. Les entreprises de distribution fixent les prix des services du réseau et les clients paient une facture pour l'électricité et une facture pour le réseau, mais certains détaillants combinent les deux prix.

En Espagne, à partir d'octobre 2015, la TTR a commencé à être offerte comme tarif par défaut aux clients qui ne s'étaient pas abonnés à un détaillant. Environ la moitié des clients étaient assujettis au tarif par défaut. Les choses ont toutefois changé en raison des préoccupations des clients au sujet de la volatilité des prix. Le 1er janvier 2024, la TTR a été remplacée par une TMJ fondée sur trois périodes dont les prix changent quotidiennement, car ils sont indexés aux prix du marché de gros[8].

Au Royaume-Uni, Octopus Energy[9] propose la TTR. Son offre de produits est appelée « Agile Octopus ». Il s'agit d'un « tarif intelligent bêta novateur ». Selon les renseignements figurant sur le site Web de l'entreprise, elle aide à « fournir une énergie moins coûteuse et plus verte à tous nos clients, mais elle est directement touchée par la volatilité du marché de gros » [traduction]. Agile offre des prix demi-horaires qui peuvent grimper jusqu'à 100 p/kWh en tout temps, bien qu'en moyenne, un ménage type aurait payé environ 35 p/kWh au cours de l'hiver 2022-2023[10]. En devise américaine, cela représenterait un prix de pointe de 1,30 $/kWh, comparativement à un tarif moyen de 45,5 cents/kWh. Les prix sont établis entre 16 h et 20 h la veille et reflètent les prix du marché de gros.

Le tarif intelligent bêta est commercialisé auprès des clients qui sont en mesure de détourner une grande partie de leur énergie des périodes de pointe en utilisant des technologies intelligentes comme l'énergie solaire et les batteries, les VE et le stockage d'énergie thermique. Il comporte un plafond tarifaire qui garantit que les tarifs ne dépasseront pas 100 p/kWh, ou 1,38 $ US/kWh.

La figure ci-dessous illustre le type de variation de prix associé au tarif Agile[11].

[8] Red Eléctrica, "Voluntary pric e for the small consumer (PVPC)" (consulté le 14 juillet 2025), en ligne : <redeia.com/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/precio-voluntario-pequeno-consumidor-pvpc#:~:text=Es%20el%20nuevo%20sistema%20de%20fijación%20del%20precio,a%20la%20anterior%20Tarifa%20de%20Último%20Recurso%20%28TUR%29>.

[9] Octopusenergy, « Join the UK's most popular energy supplier: Enter your postcode to get a quote » (consulté le 17 juillet 2025), en ligne : <octopus.energy>.

[10] Octopusenergy, « The 100% green electricity tariff with Plunge Pricing » (consulté le 14 juillet 2025), en ligne : <octopus.energy/smart/agile>.

[11] Octopusenergy, « Dashboard » (consulté le 17 juillet 2025), en ligne : <agile.octopushome.net/dashboard>.

Figure 1 : Variation des prix en temps réel au Royaume-Uni[12]

QUELS ONT ÉTÉ LES RÉSULTATS ?

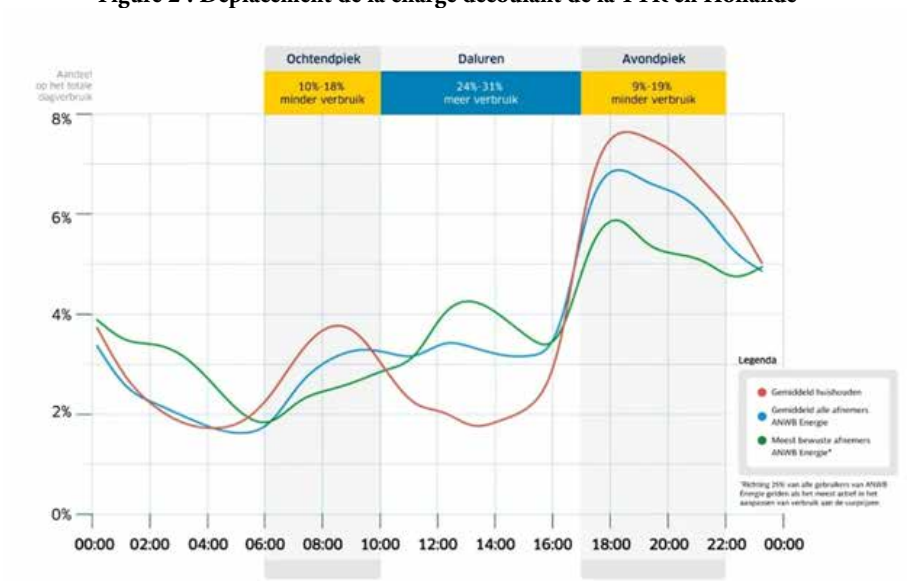
En Illinois, une élasticité du prix de -0,05 a été estimée pour la TTR.

Au Danemark, aucune étude quantifiant la réaction des clients à la TTR n'a été publiée. On ne sait pas non plus combien d'argent les clients économisent grâce à la TTR. Bon nombre d'entre eux ont opté par défaut pour la TTR lorsqu'ils sont passés à des fournisseurs de détail.

En Hollande, selon ANWB Energie, les clients de la TTR ont économisé en moyenne plus de 200 euros par an. Pour les ménages disposant d'un VE, l'épargne a dépassé 1 000 euros par an[13].

La figure ci-dessous illustre les changements dans les formes de charge qui découlent de la TTR. Elle montre que les consommateurs détournent leur consommation d'énergie des heures de pointe aux heures creuses.

Figure 2 : Déplacement de la charge découlant de la TTR en Hollande[14]



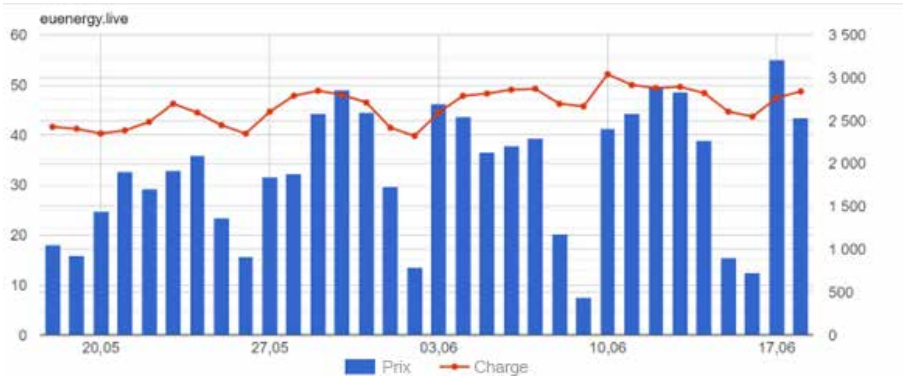
[12] *Ibid.*

[13] Solar Storage Mazazine, « ANWB: more conscious use of energy through dynamic contracts with hourly prices » (26 octobre 2023), en ligne : <solarmagazine.nl/nieuws-zonne-energie/i35666/anwb-bewuster-gebruik-energie-door-dynamische-contracten-met-uurprijzen?trk=article-ssr-frontend-pulse_publishing-image-block>.

[14] *Ibid.*

Les économies sur les factures des clients sont calculées par rapport à ce qu'ils paieraient en fonction de tarifs fixes, et non pas en fonction de la TMJ. En Norvège, où l'hydroélectricité est abondante, il y a une certaine variation des prix horaires, mais dans une mesure moindre que ce qu'on pourrait observer ailleurs, comme l'illustre la figure ci-dessous[15]. La variation des prix est en phase avec les variations entre les ratios des TMJ entre les heures de pointes et les heures creuses qui existent dans de nombreux pays. Il n'est donc pas surprenant que la charge horaire ne varie pas beaucoup en fonction des prix horaires.

Figure 3 : Variation des prix ($/MWh) et de la charge (MW) en Norvège[16]



Le graphique ci-dessus illustre comment la charge varie selon les prix : l'axe vertical gauche représente le prix en $/MWh; l'axe vertical droit correspond à la charge en MW; et l'axe horizontal indique les intervalles au fil des mois.

Des études économétriques ont révélé des élasticités de prix très faibles avec la TTR dans la fourchette de -0,01 à -0,07. Cependant, les journées les plus froides, il n'y a pas eu d'élasticité du prix. La recherche a révélé que le ménage moyen ne réagit pas à la TTR. Toutefois, certains segments de la population en général y réagissent, y compris ceux qui vérifient fréquemment les prix horaires sur des applications ou ceux qui utilisent des véhicules électriques.

Une expérience sur le terrain avec des rabais établis en fonction des heures de pointe[17] a été réalisée en Norvège pour mesurer la réaction des clients de la TTR aux rabais qui leur étaient offerts[18]. Il y avait deux ensembles de résultats, l'un pour la période de pointe de 2 heures et l'autre pour la période de pointe de 13 heures, comme illustré ci-dessous. La figure ci-dessous illustre la réduction de la demande de pointe à mesure que le ratio des tarifs entre les heures de pointes et les heures creuses augmentait.

---

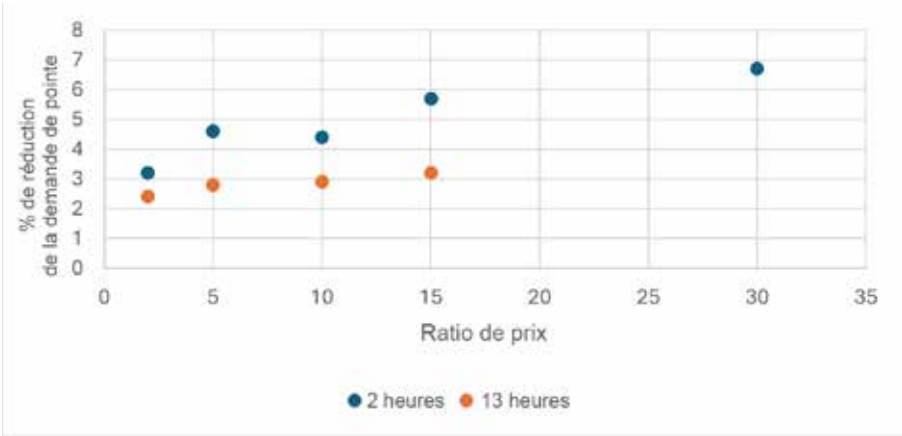
[15] Euenergy, « Electricity prices no Norway » (consulté le 17 juillet 2025), en ligne : <euenergy.live/country.php?a2=NO1>.

[16] *Ibid*.

[17] Les rabais établis en fonction des heures de pointe (RHP) ont été déployés avec succès au Maryland par BGE, Delmarva Power et Pepco. Par défaut, tous les clients bénéficient des RHP. Plus de 80 % des clients réagissent activement aux RHP et réduisent leur demande pendant les heures critiques pour le réseau, en plus d'être indemnisés à raison de 1,25 $/kWh.

[18] Matthias Hofmann & Karen Byskov Lindberg, *Evidence of households' demand flexibility in response to variable electricity prices – Results from a comprehensive field experiment in Norway*, Energy Policy, 2024.

Figure 4 : L'arc des prix en Norvège (2 h et 13 heures)[19]



Il est utile de comparer ces résultats à ceux d'autres expériences et d'un déploiement à grande échelle. Au moment de la rédaction du présent article, quelque 400 tarifs variables en fonction du temps ont été mis en œuvre à l'échelle mondiale, et leurs effets sur la demande de pointe ont fait l'objet de rapports. Une méta-analyse de ces données est présentée dans *Arcturus*[20]. La méta-analyse produit six « arcs de réaction au prix » qui : (a) représentent le pourcentage de réduction de la demande de pointe par rapport au ratio des tarifs entre les heures de pointes et les heures creuses; (b) diffèrent selon (i) le rapport mesuré lorsque la mesure est fondée uniquement sur le signal de prix ou (ii) l'utilisation en parallèle d'une technologie habilitante et (iii) le type de tarification, à savoir la THC, la tarification pour les heures de pointe critiques (« THPC ») ou le rabais sur les heures de pointe (« RHP »)[21].

En règle générale, plus le ratio des tarifs entre les heures de pointes et les heures creuses est élevé, plus la réaction au prix est importante. Cependant, la relation entre la réaction au prix et le ratio des prix n'est pas linéaire, elle est curviligne. La réaction au prix augmente avec le ratio des prix, mais à un rythme décroissant.

Une technologie habilitante comme un thermostat intelligent intensifie la réaction au prix. Enfin, la réaction au prix dépend également du type de signal de prix transmis au client — c.-à-d. qu'il varie selon le type de tarification, à savoir la THC, la THPC et les RHP.

Lorsqu'on les compare à ceux dont il est question dans la méta-analyse d'*Arcturus* illustrée ci-dessus, les effets observés en Norvège sont beaucoup moins prononcés, comme l'illustre la figure ci-dessous. Les points verts proviennent de l'analyse des données de 400 déploiements de tarifs variables en fonction du temps (« TVT ») partout dans le monde à la figure 5.

[19] Ahmad Faruqui, « Flexible Demand in Norway: A conversation with Matthias Hofmann » (consulté le 26 juillet 2025), en ligne : <energycentral.com/energy-management/post/flexible-demand-norway-conversation-matthias-hofmann-ucF8AEYtaQpYfVS>.

[20] Sanem Sergici et coll., « DO Customers Respond to Time-Varying Rates: A Preview of Arcturus 3.0 » (2023) Brattle, en ligne (pdf) : <brattle.com/wp-content/uploads/2023/02/Do-Customers-Respond-to-Time-Varying-Rates-A-Preview-of-Arcturus-3.0.pdf>.

[21] Les clients qui réduisent leur charge pendant des périodes critiques se voient offrir un rabais dans le cadre d'un programme de RHP et évitent ainsi d'être exposés à un prix plus élevé dans le cadre d'une THPC.

Figure 5 : Arcs de la réaction au prix pour divers tarifs variables en fonction du temps[22]

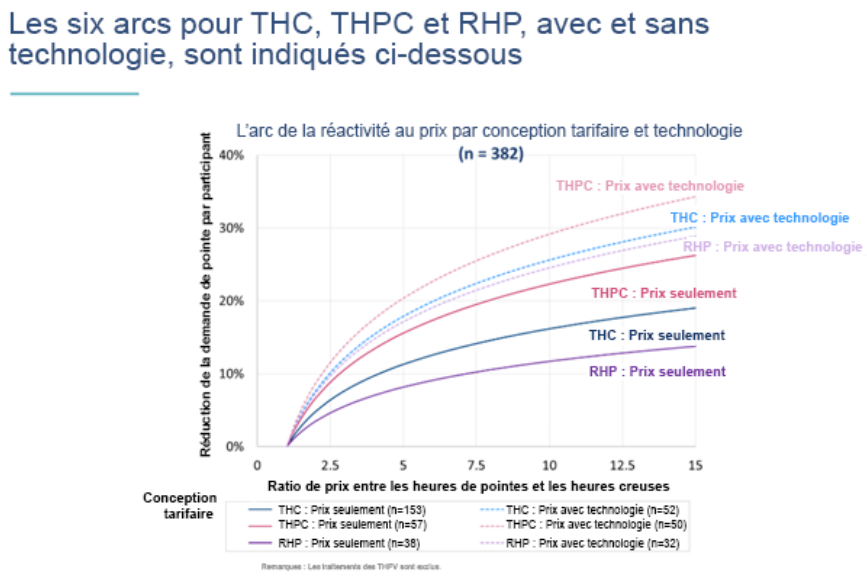
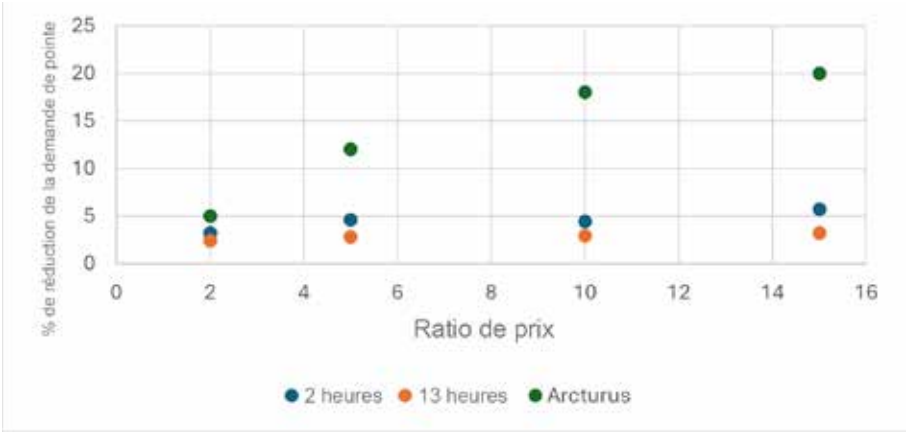


Figure 6 : Arc de la réaction au prix en Norvège (2 h et 13 h) et dans Arcturus[23]



[22] *Supra* note 20 à la p 9.

[23] *Supra* note 21.

En Espagne, de 2015 à 2023, la TTR était la tarification utilisée par défaut, comme indiqué précédemment. Environ la moitié des ménages y sont inscrits, mais 77 % d'entre eux ne savaient même pas que c'était le cas. La plupart des clients de la TTR ne savaient pas quel tarif ils payaient. La figure ci-dessous présente le ratio entre les prix les plus élevés et les prix les plus bas pendant la journée. Il ne dépasse pas 2:1. La figure 8 illustre la variation du prix au cours de la période d'échantillonnage.

Figure 7 : Ratio entre le prix le plus élevé et le prix le plus bas chaque jour en Espagne[24]

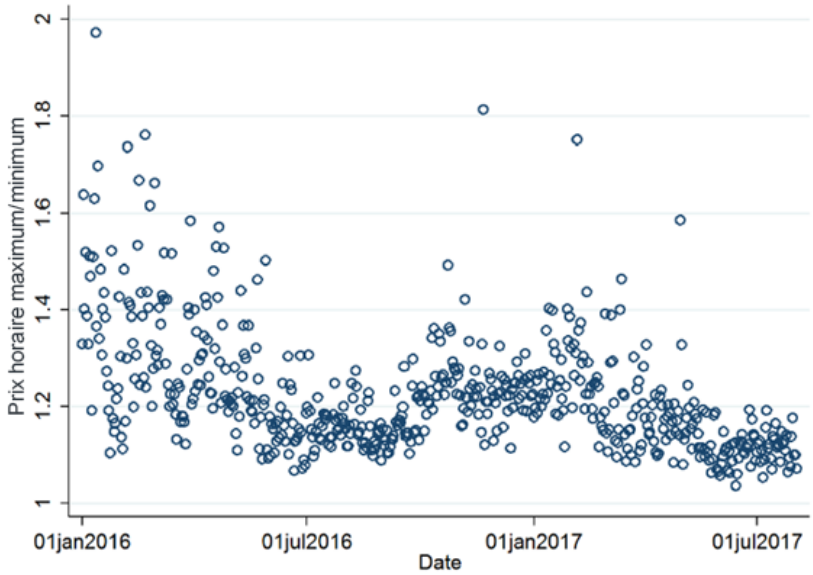
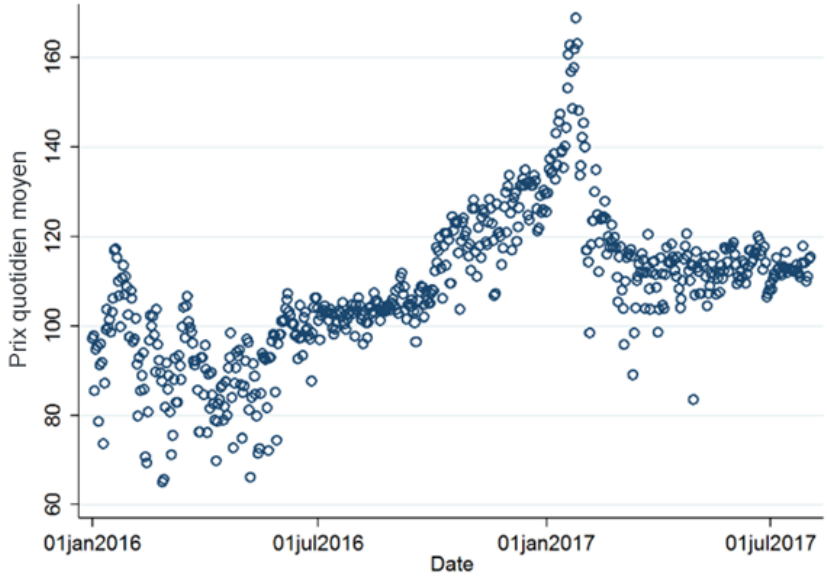


Figure 8 : Prix quotidien moyen au cours de la même période en Espagne (Euro/MWh)[25]



[24] Natalia Fabra et coll., « Estimating the Elasticity to Real Time Pricing: Evidence from the Spanish Electricity Market » (2021) 111:1 AEA Papers and Proceedings 425; Natalia Fabra, « Real Time Pricing for Everyone: Evidence from the Spanish Electricity Market » (2019), en ligne (pdf) : <mreguant.github.io/em-course/materials/day4/slides_rtp.pdf>.

[25] *Ibid.*

L'analyse économétrique de la forme de la charge et des données sur le tarif pour quatre millions de ménages n'a pas permis de mesurer de valeur statistiquement significative pour ce qui est de l'élasticité du prix du côté de la demande[26].

DANS QUELLE MESURE LA RÉDUCTION DE LA CHARGE DE POINTE SUPPLÉMENTAIRE EST-ELLE ATTRIBUABLE AU TARIF DANS UN RÉGIME DE TTR PAR RAPPORT À UN RÉGIME DE TMJ ?

La réponse dépend de la mesure dans laquelle la TTR varie selon les heures de l'année et si, pendant les heures de pointe, les valeurs de la TTR sont supérieures aux tarifs dans un régime de THC et de THPC. Il est probable que les tarifs du régime de TTR seront plus élevés que ceux pour la période de pointe dans un régime de THC, car ces derniers sont calculés sur une moyenne de 600 à 1 000 heures pendant la saison de pointe. Cependant, les tarifs dans un régime de TTR et ceux dans un régime THPC pourraient être d'une ampleur assez semblable, car dans ce dernier régime, les tarifs sont principalement déterminés en fonction des 50 à 100 premières heures de la saison de pointe. Par conséquent, il ne faut pas s'attendre à ce que la TTR entraîne comme réaction une charge supplémentaire supérieure à la THPC fondée sur le coût.

Pour obtenir la réaction la plus importante à la TTR, trois choses doivent se produire.

1. Les clients doivent être pleinement informés des tarifs horaires, de préférence au moyen d'une application sur leur téléphone et d'un portail Web.

2. Ils doivent être sensibilisés aux avantages de la TTR et être motivés à prendre le temps de consulter l'application.

3. Ils doivent apprendre à programmer leurs charges d'utilisation finale de manière à ce qu'elles réagissent automatiquement aux tarifs, un processus appelé « getting prices-to-devices » (transmettre le tarif jusqu'à l'appareil). Cela peut se faire avec des thermostats intelligents et des bornes de recharge pour VE, mais ce n'est pas parce que le client en a la possibilité qu'il le fait. Les mêmes concepts s'appliquent à la THPC.

Il convient de mentionner que l'entreprise Oklahoma Gas & Electric (« OGE »), en Oklahoma, a mis en œuvre un concept plus avancé de la tarification pour les heures de pointe critiques appelé tarification aux heures de pointe variables ou THPV. Cependant, il ne faut pas confondre la THPV et les centrales électriques virtuelles[27]. La THPV comportent quatre niveaux de tarification pour les heures de pointe critiques, selon l'achalandage du réseau. OGE transmet les prix directement au thermostat du client, mettant ainsi en œuvre le concept de prix variables pour les appareils, mais de façon beaucoup plus simple qu'une TTR. S'il le souhaite, le client peut programmer le thermostat de manière à ce que ses réglages de température varient selon les tarifs, mais il n'est pas tenu de le faire. Il convient par ailleurs de préciser qu'OGE ne maîtrise pas le thermostat du client.

Le programme est facultatif. 10 % des ménages se sont inscrits à ce programme. Les économies réalisées sur les montants facturés sont considérables, tout comme la réduction de la demande en période de pointe.

Les taux de participation à la tarification pour les heures de pointe critiques sont beaucoup plus bas. En Californie, les taux de participation sont estimés à environ 2 % des ménages[28].

[26] Natalia Fabra et al., « Estimating the Elasticity to Real Time Pricing: Evidence from the Spanish Electricity Market » (2021) 111:1 AEA Papers and Proceedings 425; Natalia Fabra, « Real_Time Pricing for Everyone: Evidence from the Spanish Electricity Market » (2019), en ligne (pdf) : <mreguant.github.io/em-course/materials/day4/slides_rtp.pdf>.

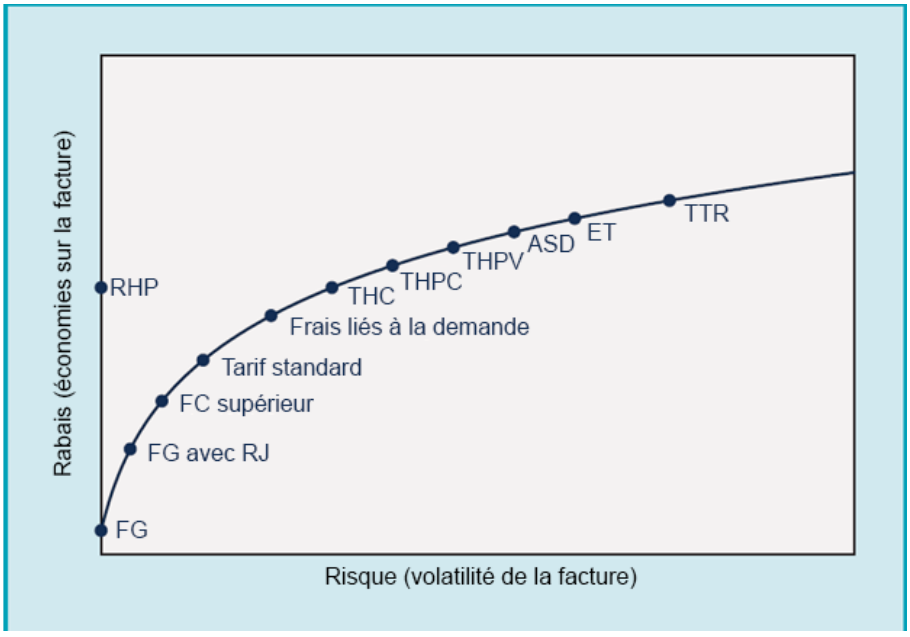
[27] OGE Energy Corp., « Pricing Options » (2025) en ligne : <oge.com/wps/portal/ord/residential/pricing-options/smart-hours>.

[28] D'après des entretiens avec le personnel de l'une des trois entreprises d'électricité appartenant à des investisseurs.

LES SERVICES PUBLICS DEVRAIENT-ILS OFFRIR AUX CLIENTS DES OPTIONS EN MATIÈRE DE CONCEPTION TARIFAIRE ?

En règle générale, il est avisé d'offrir un choix de tarifs aux clients[29]. Les clients n'ont pas tous les mêmes besoins. Différentes raisons de nature démographique et psychographique expliquent pourquoi certains clients préfèrent des tarifs fixes, alors que d'autres choisissent des tarifs en fonction du moment de la journée, et que certains optent pour des tarifs dynamiques. Chaque tarif offert devrait être fondé sur les coûts. Lorsque ces tarifs sont considérés en fonction des risques et des récompenses qui leur correspondent, il en ressort une frontière de tarification efficace, comme l'illustre la figure 9.

Figure 9 : Compromis entre le risque et la récompense le long de la frontière de la tarification efficace[30]



[29] Ahmad Faruqui & Cecile Bourbonnais, « The Tariffs of Tomorrow: Innovations in Rate Designs » Institute of Electrical and Electronics Engineers, en ligne : <ieeexplore.ieee.org/document/9069846>.

[30] Conceptualisation de l'auteur.

Les termes sont définis dans le tableau 1 ci-dessous.

Tableau 1 : Éléments d'une conception tarifaire[31]

Conception tarifaire	Définition
FG	Les clients paient la même facture chaque mois, peu importe l'usage.
Tarif forfaitaire	Un tarif uniforme en $US/kWh est appliqué à tous les usages.
Frais liés à la demande	Les clients se font facturer en fonction de la consommation d'électricité de pointe, habituellement sur une période de 15, 30 ou 60 minutes.
THC	La journée est divisée en périodes, qui définissent les heures de pointe et les heures creuses. Les tarifs sont plus élevés pendant la période de pointe pour tenir compte du coût plus élevé de l'approvisionnement en énergie durant cette période.
THPC	Les clients paient des tarifs plus élevés lors d'événements critiques, lorsque les coûts du système sont les plus élevés ou lorsque le réseau électrique est soumis à de graves contraintes.
TV	Les clients doivent payer un tarif plus élevé pour chaque bloc supplémentaire de consommation.
RHP	Les clients sont payés pour les réductions de charge les jours critiques, lesquelles sont estimées par rapport à une projection de l'énergie qu'ils auraient autrement consommée (leur base de référence).
THPV	Pendant des périodes de pointe prédéfinies, les clients paient un tarif qui varie selon le service public pour refléter le coût réel de l'électricité.
ASD	Les clients s'abonnent à un niveau de demande en kilowatts basé sur la taille de leur charge raccordée. Si leur consommation dépasse le niveau de leur abonnement, ils doivent réduire leur demande pour rétablir le service électrique.
ET	Les clients s'abonnent à une forme de charge de référence en fonction de leurs habitudes d'utilisation, puis achètent ou vendent les écarts par rapport à leur base de référence.
TTR	Les clients paient des prix qui varient d'une heure à l'autre pour refléter le coût réel de l'électricité.
FG : facture garantie; TV : tarif variable; RHP : rabais établis en fonction des heures de pointe; ASD : abonnement au service à la demande; ET : énergie transactive	

CONCLUSIONS

Le déploiement de la TTR n'a pas fait beaucoup de progrès aux États-Unis, même si des formes plus simples de tarifs variables en fonction du temps gagnent en popularité dans une grande partie du monde, principalement les tarifs statiques établis en fonction de l'heure de la consommation, mais aussi les modèles de tarification dynamique, comme la tarification pour les heures de pointe critiques et les rabais établis en fonction des heures de pointe.

La TTR se répand beaucoup plus rapidement en Europe, principalement en raison de la concurrence du commerce de détail. Cependant, au moment de la rédaction du présent rapport, aucune preuve empirique ne permet de croire que la TTR entraîne une réduction plus importante de la demande de

[31] Conceptualisation de l'auteur.

pointe ou de la quantité de charge déplacée des périodes de pointe aux périodes creuses que des formes beaucoup plus simples de tarifs variables en fonction du temps ou qu'il permet aux clients de réaliser des économies plus substantielles sur les montants facturés. ■

DÉFIS ACTUELS EN MATIÈRE DE TARIFICATION POUR LES ORGANISMES DE RÈGLEMENTATION DES SERVICES PUBLICS

*Kenneth W. Costello**

INTRODUCTION

La tarification doit tenir compte de trois éléments distincts : les besoins en revenus, la répartition des coûts et la conception tarifaire. En fait, elle consiste à déterminer : la somme des revenus que les entreprises de services publics devraient obtenir de leurs clients; qui paie combien; et selon quelle méthode. Au cours des dernières années, tous ces éléments ont été passés sous la loupe. Par exemple, en Amérique du Nord, un nombre accru d'administrations publiques se fondent maintenant sur les « années de référence[1] futures » plutôt que sur les « années de référence historiques » pour établir les nouveaux tarifs d'un service public et intègrent une certaine forme de règlementation axée sur le rendement (« RAR ») à leur portefeuille de tarification[2].

La tarification est une fonction règlementaire de base qui touche tous les aspects des activités liées

* Kenneth W. Costello a travaillé près de dix ans au sein d'une commission de services publics d'État (l'Illinois Commerce Commission), vingt-huit ans à la National Regulatory Research Institute (le service de recherche, d'éducation et de technologie de toutes les commissions de services publics d'État des États-Unis) et plus de six ans à titre d'expert-conseil indépendant. Au cours de ces années, M. Costello a mené des recherches et rédigé des articles sur une vaste gamme de sujets, dont certains sont abordés dans le présent article.

[1] Les années de référence futures s'appuient sur des prévisions qui sont susceptibles de comporter des erreurs et contiennent certains éléments de coûts et de ventes difficiles à prévoir. Ce type de période de référence pourrait également inciter les entreprises de services publics à présenter des prévisions biaisées; et ces biais ne sont pas toujours faciles à mettre au jour pour le personnel responsable de la règlementation et les intervenants. Il serait donc présomptueux de la part d'un organisme de règlementation de supposer que les prévisions de coûts et de ventes sont plus précises que les données modifiées des années de référence historiques, qui tiennent compte des changements « connus et mesurables ». En fait, plusieurs organismes de règlementation américains ont adopté cette position, expliquant que l'utilisation d'une année de référence historique est plus conforme à leur mandat d'établir des tarifs « justes et raisonnables ». Voir Maryluz Hoyos E., « Future Test Year: MOST Policy Initiative Science Note », 19 mars 2025; Ken Costello, « Future Test Years: Challenges Posed for State Utility Commissioners », document d'information no 13-08, juillet 2013.

[2] Les nouveaux buts et objectifs de politique publique ainsi que les nouvelles technologies sont à l'origine d'une grande partie de l'intérêt récent pour la RAR. Certains observateurs se sont dits préoccupés par le fait que les mesures incitatives dominantes orientent les entreprises de services publics vers des actions précises qui vont à l'encontre de ces buts et objectifs. Par exemple, les entreprises de services publics peuvent être incitées à engager des dépenses en immobilisations excessives, alors qu'il existe des solutions de rechange moins coûteuses (p. ex. l'électricité achetée). Elles peuvent aussi faire l'objet de mesures incitatives inadéquates, et même de mesures dissuasives, pour promouvoir de nouvelles technologies, comme l'énergie propre, qui profiteraient aux clients et à la société. Voir Advanced Energy Economy, « Performance-Based Regulation: Aligning Utility Incentives with Policy Objectives and Customer Benefits » (5 juin 2018), en ligne (pdf) : <evtransportationalliance.org/wp-content/uploads/2021/11/2018-Performance-Based-Regulation-by-staff-of-Advanced-Energy-Economy-AEE.pdf>; Cara Goldenberg et Kaja Rebane, « Building a Brighter Future by Changing Utility Incentives » (12 juillet 2024), en ligne : <rmi.org/building-a-brighter-future-by-changing-utility-incentives>.

aux services publics. Elle a également de vastes conséquences variables sur les objectifs que les organismes de règlementation poursuivent, soit en raison de lois, soit en raison de directives auto-imposées. Dans la poursuite de ces objectifs, les organismes de règlementation (du moins en théorie) s'efforcent de promouvoir l'intérêt public[3]. L'établissement d'une bonne tarification est un exercice difficile qui exige à la fois des analyses solides et un bon jugement de la part des organismes de règlementation.

Pendant la majeure partie de son histoire, la règlementation des services publics a mis l'accent sur la tarification pour assurer la viabilité financière des entreprises de services publics et garantir l'équité pour les clients[4]. Une bonne tarification protège donc les clients contre une gestion incompétente de la part d'une entreprise de services publics, tout protégeant les actionnaires de celle-ci contre un refus arbitraire du recouvrement des coûts. La viabilité financière exige habituellement qu'une entreprise de services publics ait une occasion raisonnable d'obtenir un rendement équitable[5].

Un mantra souvent entendu dans le domaine de la règlementation est celui de tarifs « justes et raisonnables », ce qui se traduit par une occasion pour une entreprise de recouvrer les coûts raisonnables et prudents engagés pour fournir un service public. Cependant, comme nous l'expliquons ci-dessous, la tarification a dû répondre à des objectifs additionnels récemment établis qui découlent de nouvelles politiques publiques, des changements technologiques et des développements économiques, lesquels ont rendu l'établissement d'une tarification « juste et raisonnable » encore plus complexe pour les organismes de règlementation[6]. L'établissement de tels tarifs exige que les ces organismes réexaminent les trois éléments dont doit tenir compte la tarification, soit les besoins en revenus, la répartition des coûts et la conception tarifaire.

On s'entend largement pour définir l'intérêt public comme le souci du bien-être commun

---

[3] On peut soutenir que le bien-être à long terme de la clientèle est l'un des intérêts les moins bien représentés dans l'arène règlementaire et politique. Les entreprises de services publics protègent leurs intérêts financiers, et les défenseurs des consommateurs ont tendance à adopter une vision à court terme. Un écart dans la représentation adéquate des intérêts à long terme des clients devient évident. On pourrait alors soutenir que la tâche principale des organismes de règlementation est de combler ce vide en protégeant les clients contre le monopole des services publics. Ainsi, selon cette prémisse, l'intérêt public est aligné sur le bien-être à long terme de la clientèle. La situation a gagné en complexité à mesure que les organismes de règlementation ont dû composer avec des pressions accrues au cours des dernières années pour apaiser d'autres intervenants qui entraient dans l'arène de la règlementation et pour se conformer aux mandats politiques et aux directives auto-imposées. La perception décrite ci-dessus de l'intérêt public n'en est qu'une parmi beaucoup d'autres. Ces autres comprennent le bien commun, la durabilité environnementale, l'abordabilité du service fourni par l'entreprise de services publics pour tous les clients, l'application régulière de la loi offerte à tous les intervenants dans le processus règlementaire et l'équité des résultats.

[4] Les économistes perdent parfois de vue le fait que l'objectif principal de la règlementation n'est pas simplement de promouvoir l'*efficience économique* : la règlementation a vu le jour et a été élaborée avant la naissance des idées d'efficience économique et les principes de l'économie du bien-être. La plupart des lois habilitantes exigent des tarifs justes et raisonnables, et non pas des tarifs efficients en tant que tels. À titre d'exemple, tout au long de l'histoire de la règlementation des services publics aux États-Unis, l'« équité » est restée un facteur important dans la tarification. Il existe plusieurs raisons pour lesquelles des organismes de règlementation pourraient ne pas vouloir maximiser le bien-être économique (c.-à-d. de prendre les mesures les plus efficaces pour corriger les déficiences du marché), que certains économistes associent d'ailleurs à l'intérêt public, notamment : (1) les particuliers poursuivent, en plus d'objectifs économiques, des objectifs non économiques (p. ex. l'application régulière de la loi) qui sont touchés par la règlementation, mais qui ne sont pas pris en compte par l'économie du bien-être; et (2) les institutions politiques et les processus administratifs influencent les mesures règlementaires. Ces deux raisons peuvent expliquer pourquoi il est peu probable qu'un organisme de règlementation rationnel cherche à maximiser les mesures classiques du bien-être économique (c.àd. la somme des surplus du consommateur et du producteur).

[5] Légalement, aux États-Unis, les organismes de règlementation des services publics doivent fixer des tarifs raisonnables qui permettent à une entreprise de services publics prudent d'exploiter ses activités de façon efficace, de maintenir son intégrité financière, d'attirer des capitaux et d'indemniser ses investisseurs en fonction des risques réels. [La Cour suprême des États-Unis a énoncé ces conditions dans son ordonnance dans l'arrêt *Federal Power Commission v. Hope Natural Gas Co.* (1944) 320 US 591, 605 (US SC)]. On met l'accent sur les résultats obtenus plutôt que sur les méthodes ou les moyens utilisés pour les obtenir. Une autre contrainte est le fait que les organismes de règlementation fixent les tarifs en fonction du coût du service, ce qui est le deuxième aspect des « tarifs justes et raisonnables ». Les organismes de règlementation sont également confrontés à des contraintes en matière de tarification imposées par les législatures. Par exemple, dans certains États, les organismes de règlementation doivent établir des tarifs qui sont conformes aux incitatifs offerts par les entreprises de services publics pour promouvoir l'efficacité énergétique et l'énergie propre. Voir *supra* note 2 à ce sujet.

[6] Les organismes de règlementation ont dû revoir leur interprétation des tarifs « justes et raisonnables » et redéfinir l'intérêt public. Ils ont dû composer avec l'impératif de faire avancer des objectifs additionnels, imposés par une source externe ou auto-imposés.

ou du bien-être général. Cette notion est au cœur des débats en Chambre, de la politique, de la démocratie et de la raison d'être même du gouvernement[7].

Cette définition de l'intérêt public pour les besoins de la tarification des services publics correspond à l'indicateur composite du bien-être public, qui combine les effets individuels d'une mesure sur les intervenants directs, comme les clients et les actionnaires d'une entreprise de services publics, et d'autres intérêts sociétaux (p. ex. l'environnement)[8]. On définit également l'intérêt public comme le consentement collectif des intervenants à la mise en œuvre d'une mesure règlementaire. Pour chaque définition, l'intérêt global de la société est celui qui prime[9].

Bien que peu de gens contestent le fait que la promotion de l'intérêt public est un objectif louable, il y a peu de consensus quant à façon de le définir et de l'atteindre. De nombreux organismes de règlementation des services publics associent l'intérêt public au respect des exigences minimales en matière d'équité. Par exemple, le traitement équitable des investisseurs dans les entreprises de services publics et la protection des clients principaux[10]. Même si l'équité est un terme subjectif, les organismes de règlementation doivent établir des limites et des règles pour faire la distinction entre les actions justes et injustes[11].

Lorsque la tarification part en déroute, les mauvais résultats deviennent inévitables. Une mauvaise tarification[12] peut entraîner des conséquences indésirables telles qu'une discrimination indue, des inégalités, de piètres incitations à l'innovation, un contournement non économique[13] et des difficultés financières pour les services publics. Par exemple, à mesure que la concurrence augmente, une mauvaise tarification peut amener les consommateurs à choisir des fournisseurs dont les prix sont plus bas, mais les coûts plus élevés. Un service public règlementé ayant une société affiliée non règlementée pourrait être incité à subventionner la société affiliée en refilant une partie des coûts de la société affiliée à ses principaux clients (p. ex. les consommateurs d'électricité résidentiels). Pour reprendre les mots d'un économiste de renom : « L'interfinancement devient une

---

[7] Paul M. Hogan, « Utilities, the State, and the Public Interest », (1958) 10:2 UC LJ 176, en ligne (pdf) : <repository.uclawsf.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1579&context=hastings_law_journal>; Eric Filipink, « Serving the "Public Interest »– Traditional vs Expansive Utility Regulation. » (2009) Harrison Institute for Public Law Georgetown Law, NRRI 10-02; Johny Ghasemi, « Importance of Public Interest in Developing Policies and Governing Institutions », (2023) 11:2 J of Political Sciences & Pub Affairs, en ligne (pdf) : <longdom.org/open-access/importance-of-public-interest-in-developing-policies-and-governing-institutions.pdf>.

[8] Édition de l'automne 2007 de *Daedalus* (Journal of the American Academy of Arts & Sciences).

[9] *Supra* note 7 et *ibid*. La définition de l'intérêt collectif de la société ou de ce que certains analystes appellent le bien commun correspond, dans une certaine mesure, à un jugement de valeur. Les préférences, l'information disponible et la position dans la société sont le propre unique de chaque individu ou chaque groupe. Même si tous peuvent s'entendre sur des objectifs, il est probable qu'ils ne soient pas d'accord sur l'importance relative de ces objectifs.

[10] La raison en est que les marchés des services publics présentent ce que les économistes appellent une « déficience du marché » qui oblige les organismes de règlementation à protéger les clients (surtout les clients vulnérables comme les ménages) contre le pouvoir monopolistique des services publics. Les organismes de règlementation savent également que les entreprises de services publics doivent demeurer financièrement viables pour attirer des capitaux et maintenir leur réseau afin d'offrir un service fiable à leurs clients.

[11] Étant donné que la notion d'équité est insaisissable et entre dans le domaine de la philosophie, il devient difficile de savoir ce qui est juste et d'affirmer qu'une politique est plus équitable qu'une autre. Comme les perceptions des intervenants en matière d'équité diffèrent, les organismes de règlementation sont confrontés à la tâche difficile de trouver un juste équilibre afin de déterminer ce qui est dans l'intérêt public. En fin de compte, ce sont les organismes de règlementation qui définissent l'équité. Au lieu d'évaluer les mesures et les politiques en fonction de l'équité, les organismes de règlementation pourraient trouver plus facile d'éliminer les politiques qui sont clairement injustes avant de déterminer si une politique donnée répond à un critère d'« équité ».

[12] Un exemple de mauvaise tarification est l'opportunisme politique, où l'organisme de règlementation tente d'apaiser les groupes industriels influents en exigeant que les entreprises de services publics offrent à ces groupes des tarifs subventionnés payés par les autres clients.

[13] Un contournement n'est pas économique lorsqu'un client se tourne vers un fournisseur qui n'est pas en soi une entreprise de services publics pour obtenir un ou plusieurs services, tandis qu'un autre fournisseur (p. ex. détaillant) assume des coûts totaux plus élevés, tout en demandant des prix inférieurs. La société doit alors assumer des coûts plus élevés pour répondre aux demandes d'un client. La principale cause de contournement non économique est probablement l'incapacité de l'entreprise de services publics de réduire ses tarifs en deçà des coûts structurels entièrement répartis, ce qui dans certaines circonstances (p. ex. une entreprise de services publics a une capacité excédentaire élevée) pourrait dépasser de loin son coût marginal. Une autre cause de contournement non économique est la mauvaise conception tarifaire, en particulier les frais liés à l'usage ou au volume excessifs, où certains clients d'un groupe (p. ex. les clients à forte utilisation dans la catégorie industrielle) paient plus que ce qu'il en coûte à l'entreprise de services publics pour les servir, et peut-être à un taux plus élevé que celui des fournisseurs concurrentiels.

possibilité bien réelle lorsqu'une entreprise multiproduit vend certains produits pour lesquels il existe des fournisseurs concurrents, mais jouit d'un véritable monopole dans la vente d'autres produits qu'elle offre » [traduction][14].

Les sections suivantes soutiennent que les changements dans l'industrie de l'électricité exigeront des organismes de règlementation qu'ils réexaminent leurs pratiques actuelles et parfois établies depuis longtemps en matière de tarification. Cela est particulièrement pertinent compte tenu des nouveaux objectifs que les organismes de règlementation doivent atteindre. Ces objectifs, en plus des anciens objectifs de viabilité financière, de fiabilité et de résilience du service public, comprennent l'abordabilité du service, l'adaptation à de nouvelles technologies qui font concurrence aux activités de base des services publics et même le subventionnement de celles-ci, la décarbonisation du portefeuille de production des services publics et le subventionnement des clients des services publics pour réduire leur consommation d'électricité. Il ne vient à l'esprit aucune autre entreprise privée à qui la société exige de s'attaquer à un aussi vaste éventail d'enjeux sociaux. Bien que les organismes de règlementation aient par le passé adapté leurs décisions en matière de tarification aux nouvelles réalités économiques, politiques et technologiques, ils ont adopté une position prudente qui cadre avec l'un des principes de Bonbright pour la tarification, le *gradualisme*[15].

TARIFICATION TRADITIONNELLE

La transformation de l'industrie de l'électricité soulève la question de savoir si la tarification[16] traditionnelle peut répondre à l'intérêt public en établissant des tarifs justes et raisonnables[17]. Dans les années 1990, lorsque l'industrie de l'électricité a fait l'objet d'une restructuration majeure, de nombreux experts pensaient que la tarification traditionnelle allait graduellement mettre fin à sa longue histoire[18]. Ces experts pensaient que les plafonds de prix (une forme de plans pluriannuels de tarification) ou d'autres mécanismes plus « novateurs » de tarification la remplaceraient, mais cela ne s'est pas produit, notamment parce que la plupart des organismes de règlementation des services publics d'État ne voulaient pas renoncer à la tarification traditionnelle, bien qu'ils l'aient modifiée en périphérie[19]. Au cours de leur histoire, les

[14] William J. Baumol, *Superfairness: Applications and Theory* (Cambridge : The MIT Press, 1988), 112.

[15] James C. Bonbright et al., *Principles of Public Utility Rates*, 2e édition, Public Utilities Reports, Inc., (Columbia University Press, 1988), la première édition, ayant pour seul auteur Bonbright, a été publiée en 1961.

[16] La tarification traditionnelle, parfois appelée règlementation du coût de rendement (« RCR »), fait référence à l'application des principes du coût du service pour établir les tarifs qui déterminent le taux de rendement autorisé pour ce service. Ses caractéristiques comprennent les suivantes : a) les nouveaux tarifs demeurent fixes jusqu'à ce que l'organisme de règlementation approuve les nouveaux tarifs après une demande complète portant sur les tarifs; b) l'entreprise de services publics a une possibilité raisonnable (mais aucune garantie) d'obtenir son taux de rendement autorisé; c) l'équilibre entre les intérêts des clients et des actionnaires est un objectif primordial; d) l'année de référence retenue correspond aux revenus et aux coûts de la première année des nouveaux tarifs; e) le taux de rendement réel du service public entre les demandes portant sur les tarifs s'écarte du rendement autorisé lorsque les ventes et les coûts réels sont différents de leurs niveaux à l'année de référence; f) le retard règlementaire peut avantager ou désavantager les entreprises de services publics, selon que le coût moyen diminue ou augmente. Alfred E. Kahn, « The Economics of Regulation » (1971) 2:2 The Bell J of Econ and Management Science 678 [*Kahn*]. Les caractéristiques supplémentaires harmonisées avec les applications du monde réel sont l'utilisation limitée des outils de suivi des coûts ou avenants tarifaires pour permettre aux entreprises de services publics de recouvrer des coûts précis en dehors d'une affaire générale portant sur les tarifs et une conception tarifaire qui intègre la plupart des coûts fixes d'un service public dans les frais liés au volume ou à l'utilisation. Voir Ken Costello, « How Should Regulators View Cost Trackers? » (2009) 22:10 The Electricity J 20 [*Costello*]; et Scott P. Burger et coll., « The Efficiency and Distributional Effects of Alternative Residential Rate Design » (2020) 44:1 The Energy J 199 [*Burger et al.*].

[17] Peter Kind, *Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business*, (Edison Electric Institute, 2013), en ligne (pdf) : <ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2013/09/disruptivechallenges-1.pdf>.

[18] Severin Borenstein & James Bushnell, « The US Electricity Industry after 20 Years of Restructuring » (2015) 7 Annual Rev of Econ 437, en ligne : <doi.org/10.1146/annurev-economics-080614-115630>.

[19] Le rejet ou la non-considération par les organismes de règlementation des variantes de la tarification traditionnelle, comme les plafonds de prix et les plans tarifaires pluriannuels (« PTP »), peut constituer une réponse plus rationnelle que l'inertie. (David E. M. Sappington et Dennis L. Weisman, « The Disparate Adoption of Price Cap Regulation in the U.S. Telecommunications and Electricity Sectors » (2016) 49:2J of Regulatory Econ, aux pp 250–64.) L'inertie sous-tend une position règlementaire rigide à l'égard de ces mécanismes tarifaires, peu importe les circonstances ou ce que la preuve montre; c'est-à-dire un biais du statu quo dans lequel les organismes de règlementation adhèrent au processus traditionnel de tarification, quel que soit le contexte dans lequel un service public exploite ses activités ou le résultat attendu. Il semble plausible que le manque d'acceptation généralisée des plafonds de prix et des PTP dans le secteur américain de l'électricité reflète la réticence des organismes de règlementation réfractaires au risque à accepter un mécanisme dont les résultats sont incertains et qui pourrait empirer la situation, un scénario concevable dans le cas d'un plan mal structuré et exécuté.

organismes de règlementation ont eu tendance à privilégier une approche gradualiste en matière de tarification plutôt qu'une approche radicale qui élimine un mécanisme de tarification maintenu de longue date.

Quatre facteurs expliquent la popularité de la tarification traditionnelle aux États-Unis au fil du temps : 1) l'équité perçue à l'égard de toutes les parties dans des conditions normales de marché et d'affaires; 2) la facilité avec laquelle elle est comprise; 3) l'acceptation générale par le public des approches du coût moyen qui établissent un lien entre les tarifs et les coûts, même s'il en va autrement du point de vue de l'efficience économique; 4) l'équité de la procédure établie pour les différents intervenants; et 5) sa tentative d'obtenir un résultat équilibré qui évite, dans la plupart des cas, le mécontentement extrême de chaque intervenant. Les organismes de règlementation tentent d'établir un équilibre entre les droits des entreprises de services publics et ceux de leurs clients en tenant compte de trois grands facteurs : 1) les *contrôles légaux* – par exemple, les entreprises d'électricité ont le droit constitutionnel de se voir offrir une possibilité raisonnable d'être financièrement viables et les clients ont le droit à des prix justes et raisonnables; 2) la *perception qu'a l'organisme de règlementation de l'équité*; et 3) la *compatibilité avec un intérêt plus large*. Les organismes de règlementation s'efforcent d'en arriver à des décisions équilibrées dont l'objectif ultime est de promouvoir le bien général; c'est du moins la prémisse qui sous-tend la théorie de la règlementation axée sur l'intérêt public[20].

PRÉOCCUPATIONS RÉCENTES LIÉES À LA TARIFICATION TRADITIONNELLE

Le mécontentement à l'égard de la tarification traditionnelle, au fil des ans, provient de différentes sources : de la théorie économique, des expériences du monde réel et des développements récents des marchés et autres éléments qui déclenchent le besoin de réexaminer les « vieilles » pratiques de tarification. De nombreux critiques estiment que la tarification traditionnelle est rétrograde et déconnectée de la réalité d'aujourd'hui.

Certains intervenants ont exprimé de la frustration à l'égard des caractéristiques rigides de la tarification traditionnelle. À titre d'exemple, elle offre aux entreprises de services publics des incitatifs inadéquats pour investir dans de nouvelles technologies qui sont rentables (p. ex. offrir de nouveaux services aux clients, tenir compte des nouveaux règlements environnementaux à coût moindre). Plus précisément, elle pourrait éliminer bon nombre des avantages économiques qui incitent les entreprises non règlementées à apporter des améliorations technologiques[21]. Par ailleurs, la tarification traditionnelle limite également le risque lié à de nouvelles technologies qui ne

[20] *Kahn, supra* note 16.

[21] Les politiques de règlementation peuvent décourager ou stimuler les investissements des entreprises de services publics dans l'innovation, ce qui a une incidence sur le montant que celles-ci consacrent à l'innovation, la vitesse à laquelle elles innovent et la nature des innovations. Les outils de règlementation qui influent sur l'innovation sont la tarification, les mandats et les normes de rendement. En imposant des limites aux profits et au risque des entreprises de services publics, la règlementation peut soit limiter, soit stimuler l'innovation. Les entreprises de services publics règlementées doivent composer avec des contraintes de profit plus importantes que leurs homologues non règlementés, ce qui en soi diminue leur volonté d'innover. Les analystes ont critiqué la méthode de tarification traditionnelle selon le coût de rendement au motif qu'elle a donné aux entreprises de services publics de faibles incitations à innover. Voir, GE Digital Energy and Analysis Group, « Results-Based Regulation: A Modern Approach to Modernize the Grid » (2013), Programme des Nations unies pour l'environnement, document de travail. Pour une analyse des options de règlementation visant à encourager les ressources énergétiques distribuées, voir Commission de l'énergie de l'Ontario, *Cadre d'innovation énergétique : Setting a Path Forward for DER Integration*, 2023, en ligne (pdf) : <oeb.ca/sites/default/files/FEI-Report-20230130.pdf>.

D'autre part, les politiques de règlementation peuvent aussi encourager l'innovation, parfois avec des résultats médiocres. Les entreprises de services publics d'électricité, par exemple, ont toujours investi de façon dynamique dans les nouvelles technologies lorsque leurs incitatifs économiques étaient tangibles (c.-à-d. que le rendement attendu était élevé par rapport au risque). Par le passé, certaines de ces nouvelles technologies ont produit de mauvais résultats, et les clients des entreprises de services publics ont dû assumer des coûts excessifs en raison du recouvrement. Voir par exemple, H. Stuart Burness, W. David Montgomery, & James P. Quirk, « Capital Contracting and the Regulated Firm » (1980) 70:3 Am Econ Rev, aux pp 342–54. Par exemple, au cours des années 1960 jusqu'au milieu des années 1970, les entreprises de services publics estimaient que l'énergie nucléaire était attrayante en raison du potentiel de rendement élevé qu'elle promettait et des faibles risques connexes durant cette période où l'examen rétrospectif était rare. Voir aussi Paul Joskow, « Productivity Growth and Technical Change in the Generation of Electricity » (1987) 8:1 The Energy J aux pp 17–38.

remplissent pas leur promesse, ce qui compense au moins partiellement, sinon parfaitement, l'absence de profit potentiellement élevé. Dans l'ensemble, la tarification traditionnelle tend à socialiser les avantages et les risques liés aux nouvelles technologies, ce qui est contraire à la façon dont les marchés qui fonctionnent bien exploitent normalement leurs activités[22].

Voici un résumé des principaux arguments contre la tarification traditionnelle au fil des ans :

- La tarification traditionnelle ne met pas à jour les tarifs pour tenir compte des changements de coûts au-delà de ce que les praticiens de la règlementation appellent la « période de référence », surtout lorsqu'elle est de nature historique; cela signifie que dans un environnement de coût dynamique, les entreprises de services publics auraient tendance à présenter fréquemment des demandes portant sur les tarifs[23].

- Elle incite peu les entreprises de services publics à innover[24].

- Cela retarde de façon excessive le recouvrement des coûts pour les projets d'immobilisations.

- Compte tenu des demandes fréquentes portant sur les tarifs qui réduisent le décalage règlementaire, les entreprises de services publics sont peu incitées à contrôler leurs coûts[25].

- Elle fixe le prix du service public en fonction du coût moyen plutôt que du coût marginal plus correct, en théorie[26].

- Elle peut créer un choc tarifaire dans des conditions inflationnistes et autres (entraînant des difficultés politiques pour les organismes de règlementation et un effet perturbateur sur les clients).

- Sa conception tarifaire standard (c.-à-d. les tarifs liés au volume) amplifie les problèmes d'efficience et d'équité liés à la disponibilité de la production décentralisée et d'autres formes de production non liées au service public.

- Elle impose des exigences élevées au personnel de l'organisme de règlementation et aux ressources de l'entreprise de services publics.

- Elle motive les entreprises de services publics à augmenter à la fois les ventes et la base tarifaire[27].

---

[22] Voir Ken Costello, « New Technologies: Challenges for State Utility Regulators and What They Should Ask » (2012) 12:1 NRRI.

[23] En règle générale, les organismes de règlementation n'apprécient pas les demandes portant sur les tarifs, car celles-ci les exposent à un examen public et les confrontent à la tâche difficile de concilier les intérêts d'intervenants actifs sur la scène politique. Les demandes portant sur les tarifs sont également exigeantes en temps et coûteuses, ce qui laisse moins de ressources aux organismes de règlementation pour mener d'autres activités essentielles à la réalisation de leur mandat.

[24] La tarification traditionnelle peut également motiver les entreprises de services publics à investir de façon excessive dans l'innovation lorsque le rendement attendu est élevé par rapport au risque (voir *supra* note 21).

[25] S'entend de « décalage règlementaire » la période qui s'écoule entre le moment où il y a un changement dans les coûts ou les niveaux de vente d'une entreprise de services publics et le moment où celle-ci peut refléter ces changements dans les nouveaux tarifs.

[26] Les organismes de règlementation hésitent à passer du coût moyen au coût marginal, notamment en raison de tarifs plus élevés pour certains clients ou de tarifs beaucoup plus élevés pour tous les clients pendant des périodes précises (p. ex. périodes de pointe estivales pour le service d'électricité). Pour d'autres problèmes liés aux prix marginaux, voir Ronald H. Coase, « The Marginal Cost Controversy: Some Further Comments » (1946) 13:51 Economica, à la p 169.

[27] Une critique importante vient de l'effet Averch-Johnson (A-J), selon lequel une entreprise de services publics utiliserait un apport en capital excessif par rapport à d'autres intrants comme la main-d'œuvre, le carburant et les matières. Ce résultat suppose qu'une entreprise de services publics est confrontée à un taux de rendement contraignant sur sa base tarifaire et que le taux de rendement autorisé dépasse son coût réel en immobilisations. [Harvey Averch et Leland L. Johnson, « Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint » (1962) 52:5 Am Eco R, 1052.]

- Elle permet aux entreprises de services publics de décider du moment où elles présentent leurs demandes portant sur les tarifs[28].

La section suivante illustre les problèmes éventuellement causés par les organismes de règlementation des services publics qui conservent une conception tarifaire de longue date, mais qui est maintenant discutable dans la nouvelle industrie de l'électricité. Des intervenants influents comme les consommateurs et les défenseurs de la qualité de l'air se sont opposés aux changements apportés à la conception tarifaire[29].

PROBLÈMES LIÉS À LA CONCEPTION TARIFAIRE STANDARD

L'intérêt accru pour les frais fixes et les frais liés à la demande pour les consommateurs résidentiels d'électricité découle en grande partie des lacunes dans la conception tarifaire en vigueur pour le service électrique résidentiel, à savoir les tarifs liés au volume[30]. Cela est d'autant plus vrai que ces lacunes se sont amplifiées avec l'évolution récente des marchés de l'électricité et de la politique publique.

L'expression suivante représente le tarif type en deux parties pour les tarifs de base établis par les entreprises de services publics :

$$B_i = C + p \cdot q_i$$

Le tarif de base pour le client i, B_i, est égal à la somme des frais facturés au client (C)[31] applicables à tous les clients, et les frais liés au volume (p) multipliés par l'utilisation quantifiée du service public par le client i (q_i)[32]. Cette tarification exclut le carburant, les dépenses en immobilisations particulières et les autres coûts recouvrés par une entreprise de services publics au moyen d'un outil de suivi ou d'un autre mécanisme tarifaire non inclus dans une demande générale portant sur les tarifs.

Le tarif de base recouvre les coûts liés à l'investissement dans le réseau de l'entreprise de services publics et à son exploitation. Les frais facturés au client comprennent habituellement le coût direct du service, y compris le coût des compteurs, de la lecture des compteurs, de la facturation et de la perception, de l'entretien d'un compte, des centres d'appels et d'autres coûts indépendants de l'utilisation[33]. Les frais liés au volume recouvrent les autres coûts d'une

[28] Lorsque l'entreprise de services publics entreprend un examen des tarifs, elle peut manipuler le processus règlementaire à son avantage. Pourtant, si les examens ont lieu à intervalles fixes, comme dans le cadre d'un régime de plafonnement des prix, l'entreprise de services publics serait incitée à gonfler les coûts juste avant un examen afin d'obtenir des tarifs plus élevés au cours de la période suivante, ce que les analystes définissent comme l'« effet de cliquet ».

[29] Severin Borenstein, « Energy Hogs and Energy Angels: What Does Residential Electricity Usage Really Tell Us About Profligate Consumption? » (2024) National Bureau of Economic Research, document de travail no 32023, en ligne (pdf) : <nber.org/system/files/working_papers/w32023/w32023.pdf>; Kayla Carroway et coll., « Costs, Benefits, And Methods Of Implementing Alternative Rate Mechanisms For Utility Ratemakin » (2022), Kentucky Legislative Research Commission, Research Memorandum No 531, en ligne (pdf) : <legislature.ky.gov/LRC/Publications/Research%20Memoranda/RM531.PDF>.

[30] Les prix non linéaires (avec un tarif en deux parties) sont utilisés dans la tarification des services du service public depuis le début du 20e siècle. Les premiers promoteurs, comme Samuel Insull, considéraient cette conception tarifaire comme un moyen d'accroître la demande et de réduire les coûts moyens tout en respectant une contrainte d'équilibre (c.-à-d. une possibilité viable sur le plan financier). Auparavant, les services publics utilisaient un tarif non mesuré : un client se voyait facturer une somme fixe pour un service pendant une période déterminée, peu importe l'utilisation. Cette pratique de facturation a été utilisée avant l'introduction des compteurs. Cette structure tarifaire était simple et facile à administrer, mais elle était à la fois très peu économique et inéquitable, car deux clients ayant des niveaux de consommation d'électricité très différents pouvaient recevoir la même facture mensuelle. La structure tarifaire adoptée ensuite était les tarifs fixes (c.-à-d. le tarif lié au volume en une partie) où les services publics facturaient le service à un client en fonction d'un prix constant fondé sur l'électricité consommée et enregistrée au moyen d'un compteur. Il s'agissait de la méthode la plus simple de toutes les méthodes de tarification au compteur. Elle comportait également de graves problèmes, notamment en ce qui concerne l'instabilité des revenus, les signaux de prix inadéquats et le subventionnement de clients à faible utilisation par des clients à forte utilisation.

[31] Certains services publics appellent cet élément tarifaire « frais de service mensuels » ou lui donnent un autre nom qui représente les frais minimaux facturés aux clients même lorsqu'ils n'utilisent pas le service.

[32] La formule ci-dessus suppose des frais de distribution liés au volume uniformes. De nombreux services publics utilisent une tarification par blocs où les frais de distribution liés au volume varient entre les blocs de consommation. Ces conceptions tarifaires comprennent des structures de consommation pas blocs croissantes et décroissantes.

[33] Les frais mensuels facturés au client sont égaux aux coûts annuels attribués au client divisés par le nombre de mois-clients.

entreprise de services publics. Ils incluent à la fois les coûts d'exploitation et les coûts en immobilisations non recouvrés dans les frais facturés au client[34].

Voici les principales raisons de cette structure tarifaire de longue date : 1) la facilité de compréhension par les clients (qui est l'un des critères de tarification de Bonbright); 2) la perception que d'autres modèles de conception tarifaire, comme les frais fixes, sont défavorables aux clients vulnérables, comme les ménages à faible revenu, et découragent l'efficacité énergétique ainsi que l'utilisation de panneaux solaires installés sur le toit[35] et 3); des règles moins que définitives pour l'attribution des coûts fixes ou communs à différents clients et services.

Les tarifs liés au volume présentent un certain nombre de problèmes sociaux liés à l'efficience économique et à l'équité. Ces problèmes se sont aggravés avec les nouveaux développements dans l'industrie de l'électricité. Ils comprennent les suivants :

- *Il existe une disparité importante entre les coûts d'un service public et sa structure tarifaire*, et des coûts fixes ou liés au réseau excessifs sont recouvrés dans les frais liés au volume. La conséquence de ce type de recouvrement est devenue plus dommageable avec la croissance de l'autogénération comme la production décentralisée. Une conception tarifaire plus rationnelle qui tient compte du principe de la causalité des coûts dans l'établissement des tarifs peut empêcher le transfert des coûts et le passage non rentable des clients à l'autogénération.

- *Les tarifs liés au volume qui ne varient ni en fonction du temps ni en fonction de l'emplacement* supposent que chaque kWh consommé, – peu importe l'heure ou l'emplacement, – impose le même coût à une entreprise de services publics; en réalité, les coûts de l'énergie et de la capacité dans le monde réel sont plus élevés pendant les périodes de pointe d'utilisation du réseau. Le coût marginal de la production et de la distribution d'électricité varie considérablement d'une heure à l'autre, d'une saison à l'autre et de différents endroits sur un réseau électrique[36].

- *Les clients qui assurent leur propre production évitent leur juste part des coûts fixes*; lorsqu'elles se génèrent leur propre électricité, les entreprises de services publics recouvrent une partie moindre des coûts fixes même si ceux-ci ont déjà été approuvés comme étant prudents par l'organisme de règlementation, et le client qui assure sa propre production continue de dépendre du réseau pour importer de l'électricité du réseau et exporter de l'électricité vers le réseau, et pour d'autres services du réseau (le raccordement au réseau électrique, que le client assure ou non sa propre production, équivaut à l'achat d'une option d'appel 24 heures sur 24, 7 jours sur 7). Le résultat est que l'entreprise de services publics continue généralement à recouvrer ses coûts fixes, mais auprès de clients qui n'assurent pas leur propre production (qui sont en moyenne moins bien nantis que les clients qui produisent leur propre énergie[37]), ce qui a tendance à mener à une spirale où les tarifs plus élevés accélèrent l'autogénération, laquelle impose des coûts fixes plus élevés à un nombre décroissant de clients.

- *L'interfinancement se produit lorsque des clients dont la demande est relativement constante d'une heure à l'autre subventionnent des clients dont la demande est « plus élevée » en période de pointe*. Dans le cas des clients dont la consommation en kWh est relativement élevée, mais qui contribuent relativement peu à la demande du réseau aux heures de pointe, leurs factures diminueront probablement avec une tarification selon des frais fixes ou liée à la demande. Dans le cas des clients dont

[34] Les frais liés au volume sont égaux aux coûts totaux (moins les coûts recouvrés dans les frais facturés au client) divisés par le chiffre d'affaires annuel tel que déterminé à la dernière demande portant sur les tarifs.

[35] *Burger et al.*, *supra* note 16.

[36] Ahmad Faruqui, « Rate Design 3.0 » (mai 2018), Public Utilities Fortnightly, en ligne : <fortnightly.com/fortnightly/2018/05/rate-design-30>.

[37] *Burger et al., supra* note 16.

la consommation est faible, mais qui contribuent relativement à la demande du réseau aux heures de pointe, leurs factures augmenteront probablement. Dans le cadre de la tarification liée au volume, deux clients résidentiels ayant la même consommation mensuelle d'électricité, mais des demandes de pointe différentes sur le réseau, auraient des factures presque identiques, même si l'un des clients avait besoin d'une plus grande capacité (et donc de coûts fixes plus élevés) de la part de l'entreprise de services publics.

- *Lorsqu'un client réduit sa consommation de kWh, il peut éviter de payer sa juste part du service du réseau*, c'est-à-dire qu'il ne paie pas ce qu'il utilise ou ce qui est disponible pour son utilisation.

- *Les clients reçoivent des signaux de prix erronés en raison de frais liés au volume excessifs qui les amènent à sous-consommer de l'électricité*. L'établissement de tarifs liés au volume supérieurs au coût marginal à court terme crée ce que les économistes appellent une perte sèche en entravant une consommation d'électricité qui améliore le bien-être.

- *Il y a un incitatif supplémentaire pour le contournement non économique, exacerbé par les possibilités d'autogénération*. Le contournement non économique réduit non seulement l'efficience économique, mais il entraîne également un transfert des coûts, probablement de clients fortunés à des clients à faible revenu.

Malgré ces problèmes que pose la tarification liée au volume, la plupart des organismes de règlementation américains ont peu fait pour la remplacer. Les opposants au changement ont réussi à convaincre les organismes de règlementation que les solutions de rechange défavoriseraient les clients à faible revenu et les efforts visant à promouvoir l'« énergie verte ».

LES ORGANISMES DE RÈGLEMENTATION S'ADAPTENT-ILS?

L'histoire nous montre que les organismes de règlementation des services publics s'adaptent, bien que graduellement, à un environnement économique, technologique et politique en pleine évolution en appuyant les nouvelles conceptions tarifaires et les nouveaux mécanismes de tarification. Les changements se présentent lorsque l'équilibre politique a été perturbé (c.-à-d. que les intervenants sont si insatisfaits de la situation courante qu'ils dépensent des ressources importantes pour changer le statu quo)[38]. Cependant, l'expérience a démontré la réticence des organismes de règlementation à prendre des mesures draconiennes sans d'abord avoir une bonne idée des effets. Les organismes de règlementation préfèrent habituellement une approche gradualiste de la tarification. Après tout, l'héritage de la tarification des services publics est le prix en fonction du coût moyen ou le tarif fondé sur le coût historique intégré[39].

Par exemple, nous avons vu dans le passé comment l'évolution du paysage des services publics a obligé les organismes de règlementation à modifier leur tarification. Joskow a expliqué comment la combinaison de l'inflation, des chocs des prix du pétrole, des changements technologiques et des normes environnementales plus strictes avait entraîné une forte augmentation des coûts de production d'électricité aux États-Unis à la fin

[38] Un exemple est la restructuration du secteur américain de l'électricité, à partir des années 1970, déclenchée par le mécontentement de groupes de consommateurs (par exemple des clients industriels) à l'égard de la hausse continue des tarifs d'électricité et par les problèmes rencontrés par les entreprises de services publics pour obtenir des organismes de règlementation l'approbation du transfert de coûts, même ceux qui ont été engagés prudemment, mais dont le caractère prudent a été remis en cause en raison de circonstances imprévues. Voir Paul L. Joskow, « Regulatory Failure, Regulatory Reform and Structural Change In The Electric Power Industry » (1989) Brookings Papers on Economic Activity : Microeconomic, document de travail no 02139 aux pp 125–99. Joskow a fait remarquer : « après 1973, les entreprises de services publics ont demandé des augmentations de tarifs beaucoup plus importantes en raison d'un accroissement important, imprévu et, surtout, incontrôlable des coûts. Ces demandes ont intensifié la résistance politique aux augmentations de tarifs et créé des pressions en faveur de changements règlementaires qui permettraient de régler les problèmes causés par l'augmentation rapide des coûts de l'électricité. La résistance règlementaire à l'augmentation des prix a entraîné une baisse rapide du rendement financier des services publics. À la fin des années 1970, le réseau qui semblait fonctionner si bien depuis si longtemps était sur le point de s'effondrer, miné par des controverses qui n'avaient pas été associées à cette industrie depuis le début des années 1930 (aux pp 126 et 127) [traduction]. »

[39] *Supra* note 15.

des années 1960 et au début des années 1970[40]. Les services publics ne pouvaient pas intégrer ces coûts (dans une large mesure hors de leur contrôle) dans les tarifs assez rapidement pour empêcher leurs bénéfices de chuter à un niveau critique. Les organismes de règlementation ont fini par autoriser des clauses de rajustement pour le carburant (et, dans une mesure moindre, pour les années de référence futures) afin de réduire le décalage règlementaire et éviter des difficultés financières plus graves. Les organismes de règlementation ont également réexaminé les structures tarifaires existantes (p. ex. la baisse des tarifs par bloc) afin d'évaluer si elles satisfaisaient aux nouveaux objectifs, comme ceux liés à l'efficacité énergétique et à la qualité de l'air, et si elles étaient toujours dans l'intérêt public. De façon générale, Joskow a discuté de la façon dont l'évolution du contexte politique, technologique et économique exerçait des pressions sur les organismes de règlementation pour qu'ils adaptent leurs mécanismes tarifaires à ce nouvel environnement.

DÉFIS QUE DOIVENT RELEVER LES ORGANISMES DE RÈGLEMENTATION POUR CONCILIER LES OBJECTIFS

Dans le monde d'aujourd'hui, pour concilier les intérêts des intervenants, il faut reconnaître 1) que les entreprises de services publics concurrentes veulent des « règles du jeu équitables », 2) que de nombreux clients ne veulent plus simplement un service de base (p. ex. des prix plus bas et un service fiable), mais bien des possibilités comme une plus grande maîtrise de leur facture du service public, la capacité de générer eux-mêmes leur énergie et l'obtention en temps réel d'information de la part de leur entreprise de services publics, 3) que les entreprises de services publics veulent des tarifs qui leur permettent de demeurer en bonne santé financière, et 4) que les environnementalistes veulent une énergie propre et l'efficacité énergétique. Les clients engagés ont tendance à mieux exploiter les conditions concurrentielles accrues et à avoir accès à plus d'information et de nouvelles technologies, et sont plus conscients des conditions du marché. Ils exigent des entreprises de services publics qu'elles fournissent 1) un plus large éventail de produits et de services, et 2) davantage d'occasions de maîtriser leur consommation d'électricité et le prix qu'ils paient pour celle-ci[41]. Toutes ces nouvelles demandes pour l'« équilibre/conciliation » ont rendu la tarification plus complexe pour les organismes de règlementation.

Ces organismes ont pour grand défis de pondérer ou de prioriser les objectifs sous-jacents à la tarification et de mesurer (si possible) l'effet d'un mécanisme tarifaire sur chacun d'eux, ainsi que sur l'intérêt public global. L'attribution de facteurs de pondération exige du jugement de la part des organismes de règlementation, tandis que l'examen de l'effet exige des données et d'autres renseignements impartiaux issus de méthodes analytiques rigoureuses. Si un organisme de règlementation accorde une priorité absolue à l'efficience économique, par exemple, il aura tendance à privilégier des mécanismes qui fixent des prix compatibles avec les principes du coût marginal et qui fournissent aux entreprises de services publics de solides incitatifs pour les progrès technologiques et la productivité.

De fait, tous les mécanismes de tarification ont des effets mitigés sur l'intérêt public. On présume que lorsqu'un mécanisme de tarification nuit à un objectif règlementaire, il nuit à l'intérêt public et qu'il favorise celui-ci lorsqu'il fait avancer un tel objectif. Par exemple, les outils de suivi des coûts ou avenants tarifaires permettent un compromis entre le recouvrement rapide des coûts par les entreprises de services publics et de solides incitatifs : Les outils de suivi des coûts ou avenants tarifaires permettent aux entreprises de services publics de recouvrer leurs coûts plus rapidement et avec plus de certitude, mais ils peuvent aussi créer des problèmes d'incitation lorsque 1) les organismes de règlementation n'examinent pas adéquatement ces coûts et 2) les méthodes de recouvrement des coûts

[40] Paul L. Joskow, « Inflation and Environmental Concern: Structural Changes in the Process of Public Utility Regulation » (1974), J of L and Econ, 17:2 à la p 291.

[41] Voir Darrell Proctor, « The POWER Interview: What Energy Consumers Want from Utilities » (25 décembre 2022), en ligne : <powermag.com/the-power-interview-what-energy-consumers-want-from-utilities>; Bill LeBlanc, « What market research is telling utilities about consumers and solar, Part 1 » (11 juin 2015) Smart Electric Power Alliance, en ligne : <sepapower.org/knowledge/what-market-research-is-telling-utilities-about-consumers-and-solar-part-1>.

diffèrent d'un secteur fonctionnel à l'autre de l'entreprise de services publics[42].

Un autre exemple de résultats conflictuels pour l'intérêt public provient des entreprises de services publics qui offrent des tarifs réduits et d'autres traitements spéciaux aux ménages à faible revenu[43]. Les solutions de rechange en matière d'aide liée aux coûts de l'énergie offertes par les entreprises de services publics comprennent un changement dans la conception tarifaire, une réduction du tarif, un plafonnement du tarif fondé sur le revenu, un paiement forfaitaire, une renonciation au coût et l'intempérisation subventionnée ainsi que d'autres formes de mesures favorisant l'efficacité énergétique[44]. Ces options ont des effets uniques sur les ménages à faible revenu, d'autres clients et l'entreprise de services publics. Les organismes de règlementation doivent se poser les questions suivantes : Laquelle de ces initiatives serait la plus rentable[45]? Quel devrait être le montant en dollars de cette aide? Les organismes de règlementation devraient examiner si les initiatives d'aide liée aux coûts de l'énergie d'un service public atteignent l'objectif règlementaire d'abordabilité du service 1) de la manière la plus efficace possible et 2) en entraînant des effets négatifs minimes sur d'autres objectifs règlementaires. Par exemple, de nombreux économistes considèrent les tarifs progressifs (« tarif de services essentiels ») comme une approche inefficace et inutile pour aider les ménages à faible revenu[46].

L'un des principaux problèmes de l'aide liée aux coûts de l'énergie, c'est qu'elle peut faire en sorte que les tarifs facturés aux ménages à faible revenu soient inférieurs au coût et que les tarifs facturés à d'autres clients augmentent au-dessus du coût. Ainsi diminue l'efficience économique, et les ménages à faible revenu pourraient avoir tendance à consommer plus d'énergie[47]. Ce dernier effet à lui seul va à l'encontre de l'objectif de réduction du fardeau énergétique des ménages à faible revenu, ainsi que de la promotion de l'efficacité énergétique.

L'aide liée aux coûts de l'énergie est une forme de tarification discriminatoire que certains organismes de règlementation pourraient juger indue ou excessive[48]. Sa raison d'être est que les clients ayant une faible capacité de payer pour des services publics devraient recevoir un

---

[42] Direct Testimony of Kenneth W. Costello, (2022), Case No. 21-637-GA-AIR et coll., en ligne : The Public Utilities Commission of Ohio <dis.puc.state.oh.us/ViewImage.aspx?CMID=A1001001A22E13B22252A02162>; *Costello*, *supra* note 16.

[43] Jeffrey A. Adams et al., « Utility Assistance and Pricing Structures for Energy Impoverished Households: A Review of the Literature » (2024) 37:2 The Electricity J, en ligne (pdf) : <sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619024000034/pdfft?md5=934017cfde71a5662e9ae232749fcf69&pid=1-s2.0-S1040619024000034-main.pdf>; Kenneth W. Costello, « The Features of Good Utility-Initiated Energy Assistance » (2020) 139 Energy Pol'y, en ligne : <sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421520301026#:~:text=This%20paper%20identifies%20criteria%20that%20public> [*The Features of Good Utility-Initiated Energy Assistance*]. Le dernier article faisait remarquer que « les programmes des services publics sont courants aux États-Unis. Les organismes de règlementation des services publics sont aux premières lignes pour évaluer ces initiatives et les approuver, au regard de contraintes légales, économiques et autres, qui servent l'intérêt public » [traduction].

[44] *Ibid*.

[45] Par exemple, quelles initiatives offrent le meilleur rapport avantages-coûts?

[46] Kenneth W. Costello, « A Welfare Measure of a New Type of Energy Assistance Program », The Energy J, 9:3 (1988) aux pp 129–42.

[47] Si ces ménages paient des tarifs inférieurs aux coûts, ils auront tendance à consommer plus d'énergie. Certains observateurs soutiendraient que même s'ils le font, cela est souhaitable étant donné qu'il y a lieu de penser qu'ils étaient des sous-consommateurs d'énergie auparavant lorsque le service était moins abordable.

[48] De nombreux économistes ont indiqué que les revenus insuffisants étaient la véritable cause des services publics inabordables. Ils soutiennent que les législatures étatiques et fédérales, ou d'autres entités gouvernementales, sont les mieux placées pour lutter contre la pauvreté en a) complétant le revenu des ménages pauvres (p. ex. au moyen de subventions en espèces sans condition), b) en fournissant une aide en nature financée par les recettes générales [p. ex. « des timbres pour l'énergie »] ou c) en leur offrant un soutien financier pour améliorer l'efficacité énergétique. Plus précisément, ils soutiennent que ces mesures sont plus efficaces et efficientes que les tarifs subventionnés des services publics. Toutefois, les pressions politiques et les mandats législatifs ont amené les entreprises de services publics d'énergie à offrir des programmes visant à protéger les ménages à faible revenu contre des factures de services publics inabordables. Ces initiatives, que certains économistes qualifient d'« imposition par règlement », exigent des tarifs plus élevés pour la majorité des clients afin de payer les subventions à l'énergie destinées à un petit groupe de clients. L'« effet tarifaire », qui est minimalement défavorable à la situation des clients qui financent le tarif, améliore en revanche la situation des bénéficiaires à faible revenu, ce qui lui confère un attrait politique. Voir *The Features of Good Utility-Initiated Energy Assistance*, *supra* note 43.

traitement tarifaire favorable. La tarification discriminatoire soulève presque toujours une question d'équité, surtout lorsqu'un tarif subventionné se situe en dehors de la « zone du caractère raisonnable ». Lorsqu'un tarif ne correspond pas au coût marginal à court terme d'un service public ou qu'il est supérieur au prix qui serait demandé par un monopole non règlementé, l'organisme de règlementation jugerait probablement le tarif inadmissible.

POINTS À RETENIR

Voici mes principales observations sur l'évolution de la tarification des services publics dans le contexte actuel :

- La tarification peut permettre de relever bon nombre des défis auxquels est confrontée la « nouvelle » industrie des services publics d'électricité; comme diraient certains économistes, « fixez les prix correctement et de bonnes choses se produiront ». Une mauvaise tarification des services publics peut créer de graves problèmes qui vont à l'encontre du devoir de l'organisme de règlementation d'établir des tarifs « justes et raisonnables ».

- La tarification est une décision plus difficile que le choix d'une voiture ou d'un régime de soins de santé[49]; par exemple, si la conception tarifaire changeait, certains clients en profiteraient, mais d'autres en souffriraient. Les renseignements présentés aux organismes de règlementation sont truffés de biais et dépourvus de mesures raisonnablement exactes.

- La tarification est devenue plus difficile au fil du temps en raison de l'élargissement des objectifs de politique publique et de l'augmentation du nombre d'intervenants dans le processus règlementaire. Certains de ces objectifs nuisent aux clients des services publics en leur imposant des coûts sans leur fournir des avantages en contrepartie. Comme dans le cas d'autres facteurs, les écarts de taux sont inévitables, ce qui rend la tâche de l'organisme de règlementation plus difficile pour évaluer différents mécanismes tarifaires. Il n'y a pas de mécanisme tarifaire unique qui me vienne à l'esprit pour faire avancer tous les objectifs règlementaires.

- Les organismes de règlementation s'adaptent à un environnement en évolution, bien que prudemment, lorsque les pressions politiques s'intensifient. Le gradualisme est conforme à l'un des principes de Bonbright pour une bonne tarification et constitue souvent une réponse rationnelle à l'incertitude quant aux effets d'un changement majeur dans la tarification.

- La tarification se résume à l'importance relative que les organismes de règlementation et les intervenants accordent aux différents objectifs. La pondération de chaque objectif par un organisme de règlementation exige une combinaison de jugement subjectif et de respect des mandats législatifs et constitutionnels. Les lois des États ou des provinces peuvent obliger les organismes de règlementation à tenir compte de certains objectifs et même à exiger qu'ils accordent la priorité à d'autres.

- Pour parvenir à un accord sur les questions tarifaires, il faut établir un équilibre entre les intérêts, où chaque intervenant peut devoir renoncer à son choix préféré pour le bien public; dans certaines administrations, les intervenants ne se sont pas entendus sur des questions comme 1) l'indemnisation offerte par l'entreprise de services publics pour l'énergie solaire excédentaire

[49] Au moins, lorsqu'il choisit une voiture, le consommateur dispose de renseignements objectifs et définitifs sur les caractéristiques des différentes voitures. Il connaît sa consommation en milles au gallon [ou en litres au 100 kilomètres], la couleur, la puissance, les caractéristiques de sécurité, l'entretien et l'historique d'exploitation des différents modèles de voitures, etc. À l'instar de la tarification, les acheteurs de voitures doivent faire des compromis; mais, au moins, ils peuvent se fonder sur des renseignements objectifs. Les organismes de règlementation n'ont pas ce luxe. Ils doivent juger quels témoins ont présenté l'information la plus impartiale et la plus fondée. Par exemple, les intervenants auraient tendance à fournir des renseignements différents quant à la mesure dans laquelle une conception tarifaire à taux fixe ou variable aurait un effet négatif sur l'efficacité énergétique ou les ménages à faible revenu.

> produite par des panneaux installés sur les toits, 2) l'indemnisation versée à l'entreprise de services publics pour les services de réseau fournis aux clients de la production décentralisée et (3) l'utilisation optimale des compteurs intelligents aux fins de la tarification.

Pour conclure, la tarification exige que les organismes de règlementation se conforment aux lois et à la règlementation, aux principes économiques, aux précédents, à l'acceptabilité publique et aux compromis entre différents objectifs provenant, entre autres, des législateurs et des organismes de règlementation eux-mêmes. Une partie essentielle du travail de l'organisme de règlementation consiste à faire preuve de jugement à propos : 1) des objectifs que la tarification devrait permettre d'atteindre; 2) de l'importance relative de chaque objectif; 3) de la volonté de renoncer à certains objectifs pour en faire avancer d'autres — par exemple, l'utilisation de tarifs qui diminuent l'efficience économique (p. ex. tarifs fondés sur les coûts), mais qui rendent l'électricité plus abordable pour les ménages à faible revenu. Cette tâche s'est complexifiée au cours des dernières années, car la société s'attend à ce que les entreprises de services publics s'attaquent à d'autres problèmes sociaux. ■

HAUSSE DU NOMBRE DE RACCORDEMENTS : POLITIQUE DU LOGEMENT, INFRASTRUCTURE ÉNERGÉTIQUE ET ÉVOLUTION DU RÔLE DE LA CEO

*John Vellone et Zoë Thoms**

INTRODUCTION

Depuis de nombreuses années, la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») fonde ses activités de surveillance et de la règlementation de l'infrastructure énergétique sur un ensemble de principes fondamentaux qui englobent la protection du consommateur, l'abordabilité, la sécurité, la fiabilité et la norme de rendement équitable pour les services publics. Ces principes, reflétés dans la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (la « Loi sur la CEO »), constituent depuis longtemps le fondement du mandat de règlementation de la CEO. Lorsqu'elle mène ses activités de façon indépendante, la CEO a toujours respecté ce cadre, en mettant l'accent sur la règlementation économique et l'intérêt public.

Toutefois, à certains moments clés, la politique gouvernementale est intervenue pour élargir la portée d'action de la Commission et instaurer de nouvelles priorités; par exemple lors de la présentation de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte* (la « *LEV* »), qui a réorienté l'attention de la CEO vers la conservation environnementale et la validation des énergies renouvelables[1]. La *LEV* a modifié la *Loi sur la CEO* afin d'inclure la promotion des sources d'énergie renouvelable et de la conservation de l'environnement dans les objectifs de la Commission, en exigeant que celle-ci tienne compte des considérations environnementales dans ses décisions, ce qui l'a amenée à s'écarter de son optique économique traditionnelle. La CEO a été investie du mandat de faciliter le raccordement à des énergies renouvelables, de surveiller le recouvrement des coûts du Programme de tarifs de rachats garantis et de rajuster ses codes règlementaires pour appuyer le programme d'énergie verte du gouvernement. Bien que la *Loi sur l'énergie verte et l'économie verte* ait été abrogée en 2019, bon nombre de ses objectifs en matière de conservation et

* John Vellone est un associé chez Borden Ladner Gervais LLP et un leader national en matière d'énergie, de ressources et d'énergies renouvelables, qui englobe les secteurs de l'électricité, du pétrole et du gaz, des mines et de la foresterie.

Zoë Thoms est avocate chez Borden Ladner Gervais LLP et exerce dans le domaine du droit règlementaire de l'énergie.
Les auteurs remercient Jayme Robinson, étudiante d'été, pour son aide exceptionnelle à la recherche.

[1] *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte*, 2009, L.O. 2009, c 12, Annexe A; *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, LO 1998, c 15, Annexe B, tel que modifiée par la *LEV*.

d'énergie renouvelable demeurent enchâssés dans les codes et processus de règlementation de la CEO et continuent d'influer sur la façon dont la Commission évalue les initiatives liées à l'infrastructure, à la planification du réseau et à la demande[2].

Aujourd'hui, l'Ontario traverse une période d'intervention politique tout aussi importante, cette fois-ci en raison de l'accent mis par le gouvernement sur l'abordabilité et la croissance du marché du logement. En effet, en réponse à une crise du logement à l'échelle de la province, le gouvernement de l'Ontario a présenté un ensemble de mesures législatives et stratégiques visant à accélérer la construction de logements, y compris la *Loi de 2019 pour plus de logements et plus de choix*, la *Loi de 2022 pour plus de logements pour tous* et la *Loi de 2022 visant à accélérer la construction de plus de logements*[3]. Ces initiatives ont été accompagnées de mesures comme le renforcement des pouvoirs des maires, l'établissement de cibles en matière de logement et des incitations financières, autant d'efforts qui pointent dans une direction stratégique claire, à savoir d'éliminer les obstacles à la construction de logements, y compris ceux liés aux infrastructures énergétiques.

La CEO a été appelée à intervenir. Les lettres de directives du ministre publiées en 2023 et 2024 enjoignaient la Commission à harmoniser ses processus de règlementation avec les objectifs du gouvernement en matière de logement, notamment en examinant les politiques sur le coût des raccordements, en prolongeant les horizons de revenus et de recouvrement des coûts de raccordement ainsi qu'en simplifiant les approbations pour l'expansion du réseau[4]. Ces lettres de directives ont déjà entraîné des changements importants au Distribution System Code (« DSC ») (code de système de distribution), l'élaboration d'un nouveau modèle de répartition de la capacité (« MRC ») et l'adoption de nouvelles règles d'allocation des coûts pour l'expansion du réseau d'électricité[5].

Ce changement n'est pas purement rhétorique, il est codifié par des modifications législatives, des changements au code règlementaire et des nominations au conseil d'administration de la CEO. Par exemple, la *Loi de 2024 visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable* a annulé une décision importante de la CEO (EB2022-0200) qui avait réduit à zéro l'horizon de revenus pour l'infrastructure du gaz naturel et a plutôt rétabli l'horizon de 40 ans par l'exercice du pouvoir ministériel[6]. La Loi a également conféré de nouveaux pouvoirs au ministre de l'Énergie l'autorisant à enjoindre la CEO à tenir des audiences sur des questions

---

[2] Gouvernement de l'Ontario, Salle de presse, « L'Ontario abroge la *Loi sur l'énergie verte* » (7 décembre 2018), en ligne : <news.ontario.ca/fr/backgrounder/50683/lontario-abroge-la-loi-sur-lenergie-verte>.

[3] *Loi de 2019 pour plus de logements et plus de choix*, LO 2019, c 9 [*Loi pour plus de logements et plus de choix*]; *Loi de 2022 pour plus de logements pour tous*, LO 2022, c 12 [*Loi pour plus de logements pour tous*]; *Loi de 2022 visant à accélérer la construction de plus de logements*, LO 2022, c 21 [*Loi visant à accélérer la construction de plus de logements*].

[4] Commission de l'énergie de l'Ontario, « Ministerial Letter of Direction » (29 novembre 2023), en ligne (pdf) : <oeb.ca/sites/default/files/letter-of-direction-from-the-Minister-of-Energy-20231129.pdf> [*Lettre de directives du Ministre de novembre*]; Lettre du ministre de l'Énergie à la Commission de l'énergie de l'Ontario (19 décembre 2024), en ligne (pdf) : <oeb.ca/sites/default/files/Letter%20from%20the%20Minister%20of%20Energy%20and%20Electrification%20-%202024-1074.pdf> [*Lettre du Ministre de décembre*]. Les lettres de directives du Ministre sont des expressions non contraignantes des priorités et attentes stratégiques du gouvernement à l'égard de la CEO pour une période donnée. Elles sont distinctes des directives ministérielles, qui sont émises en vertu d'un pouvoir conféré par la loi, et exigent généralement l'approbation du Cabinet et sont juridiquement contraignantes (voir les articles 27 à 28.8 de la *Loi sur la CEO*). Bien que les deux outils servent à guider la CEO, les directives ont un fondement juridique plus solide et sont exécutoires, tandis que les lettres de directives fournissent une orientation stratégique et décrivent des attentes.

[5] Commission de l'énergie de l'Ontario, « System Expansion For Housing Developments Consultation – Final Notice of Amendments to the Distribution System Code » (16 juin 2025), en ligne : <engagewithus.oeb.ca/system-expansion-for-housing-developments-consultation/news_feed/final-notice-of-amendments-to-the-dsc>; Commission de l'énergie de l'Ontario, « System Expansion For Housing Developments Consultation – Consultation Launched – Capacity Allocation Model » (21 novembre 2024), en ligne : <engagewithus.oeb.ca/system-expansion-for-housing-developments-consultation/news_feed/consultation-on-a-capacity-allocation-model>; Commission de l'énergie de l'Ontario, *Report Back To The Minister On System Expansion For Housing Developments* (Ontario : Commission de l'énergie de l'Ontario, 2024) [*Rapport*].

[6] Enbridge Gas Inc. Application for 2024 Rates – Phase 1 (21 décembre 2023), *EB-2022-0200*, en ligne (pdf) : <oeb.ca/node/4501> [décision relative à la phase 1 de la demande d'*Enbridge Gas Inc.*]; *Loi de 2024 visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable*, c 10 [*Loi visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable*].

d'intérêt public, et à établir des horizons de revenus par voie règlementaire[7].

Le présent article porte sur la façon dont les priorités du gouvernement en matière de logement ont fini par façonner l'approche règlementaire de la CEO. Les auteurs se sont penchés sur la décision relative à la phase 1 de la demande d'Enbridge ainsi que sur la réponse législative par l'entremise de la *Loi visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable*, et ont examiné l'évolution du rôle et des outils de règlementation de la CEO qui en découle.

1. CONTEXTE POLITIQUE : LA POUSSÉE POUR LE LOGEMENT EN ONTARIO

Le programme de politiques pour le logement du gouvernement de l'Ontario a évolué rapidement au cours de la dernière décennie en réponse aux défis croissants liés à l'abordabilité, à la croissance démographique et aux contraintes infrastructurelles. De 2019 à 2025, la province a instauré une série d'initiatives législatives visant à régler le problème de l'offre de logements et de leur abordabilité.

La *Loi de 2019 pour plus de logements et plus de choix* visait à simplifier l'approbation des projets d'aménagement en réformant la *Loi sur l'aménagement du territoire* et la *Loi sur les redevances d'aménagement* afin d'accélérer la construction de logements. Elle a mis l'accent sur la construction « d'une variété adéquate de logements aux endroits propices » dans le cadre d'une stratégie pluriannuelle visant à atténuer la crise du logement[8].

En décembre 2021, le gouvernement de l'Ontario a annoncé la création d'un Groupe d'étude sur le logement abordable pour explorer : « des mesures susceptibles d'accroître l'abordabilité du logement, y compris l'augmentation du nombre de logements du marché, la réduction des lourdeurs administratives, l'accélération des calendriers d'exécution, et le soutien à la relance économique et à la création d'emplois »[9]. Le Groupe d'étude a publié son rapport en février 2022, dans lequel il concluait que le prix moyen des logements dans la province s'était accru de 180 % durant la dernière décennie, tandis que les revenus n'avaient augmenté que de 38 %[10]. Le rapport indique que la cause profonde de la crise du logement réside dans un manque d'offre de logements et recommandait des réformes, notamment :

- Établir une cible provinciale d'ajouter 1,5 million de logements sur une période de 10 ans.
- Augmenter la densité des logements dans les régions urbaines et à proximité des transports en commun.
- Éliminer les règles de zonage d'exclusion.
- Limiter le nombre de consultations publiques et d'appels en matière de logement qui retardent les projets.
- Créer un Fonds ontarien pour la facilitation en matière de logement pour récompenser les municipalités qui atteignent leurs objectifs en matière de logement[11].

En réponse aux recommandations du Groupe d'étude, le gouvernement de l'Ontario a promulgué les lois suivantes :

- ***Loi de 2022 pour plus de logements pour tous*** : S'appuyant sur les réformes de la *Loi de 2019 pour plus de logements et plus de choix*, cette loi a permis d'apporter d'autres modifications aux lois sur le logement et l'aménagement.

---

[7] *Ibid* aux paras 28.8, 36.0.1, 96.2.

[8] Gouvernement de l'Ontario, « Archivée – Plus d'habitations, plus de choix : Plan d'action pour l'offre de logements de l'Ontario » (4 avril 2024), en ligne : <ontario.ca/fr/page/plus-dhabitations-plus-de-choix-plan-daction-pour-loffre-de-logements-de-lontario>.

[9] Gouvernement de l'Ontario, Salle de presse, « L'Ontario nomme le président et les membres du Groupe d'étude sur le logement abordable » (6 décembre 2021), en ligne : <news.ontario.ca/fr/backgrounder/1001286/lontario-nomme-le-president-et-les-membres-du-groupe-detude-sur-le-logement-abordable>.

[10] Groupe d'étude sur le logement abordable, *Rapport du Groupe d'étude ontarien sur le logement abordable* (Ontario : Groupe d'étude sur le logement abordable, 2022).

[11] *Ibid*.

Elle comprend la mise sur pied d'un Groupe de travail sur l'offre de logements afin de coordonner les efforts aux échelles fédérale, provinciale et municipale, ainsi qu'avec l'industrie et les associations. La Loi prévoit également des pénalités pour les municipalités n'atteignant pas leurs objectifs en matière de logement et cherche à rendre le processus d'aménagement plus transparent et prévisible[12].

- ***Loi de 2022 visant à accélérer la construction de plus de logements*** : Cette loi a mis en œuvre la cible du Groupe d'étude, soit la construction de 1,5 million de logements sur une période de 10 ans. Elle proposait des changements radicaux au zonage, aux redevances d'aménagement et aux approbations environnementales[13]. La Loi a favorisé l'intensification à proximité du transport en commun, réduit les retards bureaucratiques et encouragé les partenariats public-privé entre les municipalités, le secteur privé, les organismes sans but lucratif et le gouvernement fédéral en vue d'accélérer la construction de logements[14]. Elle visait également à simplifier les approbations de projets d'aménagement, y compris les infrastructures comme les raccordements aux services d'eau et d'électricité[15].

- ***Loi de 2022 pour des maires forts et pour la construction de logements*** : Cette loi conférait aux maires de Toronto et d'Ottawa le pouvoir de mettre leur veto à des décisions de la Commission qui entraient en conflit avec les priorités provinciales. Ces priorités comprennent l'objectif de 1,5 million de nouvelles unités résidentielles d'ici 2031 et le soutien des infrastructures comme le transport en commun, les routes, les services publics et autres[16]. En 2025, ces pouvoirs ont été étendus à 169 municipalités supplémentaires afin d'accélérer les projets de construction de logements et d'infrastructure[17].

La priorité du gouvernement de l'Ontario en matière de logement pendant cette période s'est reflétée dans les directives que le ministre de l'Énergie a données à la CEO. Tandis que la lettre de directives de 2022 à l'intention de la CEO mettait l'accent sur des considérations plus générales comme l'électrification, la transition énergétique, le renforcement de la résilience et la préparation en vue de l'adoption des VE, en 2023, le ministre de l'Énergie a expressément souligné le rôle de la CEO dans l'atteinte de la nouvelle cible du gouvernement en matière de logement[18]. Dans sa lettre de directives de novembre 2023, le ministre de l'Énergie a insisté sur l'importance de veiller à ce que les réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz de l'Ontario appuient les objectifs du gouvernement en matière de logement. Le Ministre a souligné le besoin de prendre des décisions en temps opportun, d'examiner les coûts et d'établir un cadre règlementaire qui offre une certitude aux promoteurs. La lettre encourageait la CEO à examiner les coûts unitaires de l'infrastructure et les modèles possibles de recouvrement des coûts afin de maintenir les coûts à un bas niveau et d'éviter les obstacles à la croissance. Le Ministre a, en outre, demandé un examen de l'horizon des revenus et de recouvrement des coûts de raccordement afin d'équilibrer

---

[12] *Loi pour plus de logements pour tous*, *supra* note 3.

[13] Gouvernement de l'Ontario, « Archivée – Accélérer la construction de plus de logements » (4 avril 2024), en ligne : <ontario.ca/fr/page/accelerer-la-construction-de-plus-de-logements>.

[14] *Ibid*.

[15] *Ibid*.

[16] Règl de l'Ont. 580/22, Priorités provinciales, art 1, pris en vertu de la Loi de 2001 sur les municipalites, LO 2001, chap. 25.

[17] Gouvernement de l'Ontario, Salle de presse, « L'Ontario propose d'étendre les pouvoirs de maires forts à 169 municipalités supplémentaires » (9 avril 2025), en ligne : <news.ontario.ca/fr/release/1005752/lontario-propose-detendre-les-pouvoirs-de-maires-forts-a-169-municipalites-supplementaires>.

[18] *Lettre de directives du Ministre de novembre*, *supra* note 4; Commission de l'énergie de l'Ontario, « Ministerial Letter of Direction » (21 octobre 2022), en ligne (pdf) : <oeb.ca/sites/default/files/letter-of-direction-from-the-Minister-of-Energy-20221021.pdf>.

adéquatement la croissance et les coûts pour les contribuables[19].

A. Horizons comparatifs : électricité et gaz naturel

Au moment où la CEO a entrepris son examen, le traitement différent des horizons de recouvrement des coûts de raccordement et de revenus entre les secteurs des services publics représentait une distinction règlementaire clé qui a influé sur l'investissement dans les infrastructures et la répartition des coûts en Ontario. Ces paramètres, utilisés dans les essais de faisabilité économique, déterminent l'horizon durant lequel les services publics prévoient de recouvrer les coûts d'immobilisations auprès des nouveaux clients et le niveau de risque assumé par les contribuables par rapport aux promoteurs.

Les distributeurs d'électricité, régis par le DSC, ont historiquement appliqué un horizon de recouvrement des coûts de raccordement du client de cinq ans et un horizon de revenus de 25 ans[20]. Ces périodes relativement courtes se traduisent par des apports en capitaux initiaux plus élevés de la part des promoteurs, particulièrement pour les premiers arrivés sur le marché, et sont conçues pour réduire au minimum le risque pour les contribuables existants. Les promoteurs ont soulevé des préoccupations quant au fait que cette approche impose un fardeau disproportionné aux premiers clients, tout en permettant aux clients ultérieurs de profiter d'infrastructures sans devoir effectuer des contributions équivalentes[21].

Par contraste, les distributeurs de gaz naturel ont toujours fonctionné selon le cadre E.B.O. 188, qui prévoit un horizon de recouvrement des coûts de raccordement de 10 ans et un horizon de revenus de 40 ans[22]. En outre, les distributeurs de gaz peuvent évaluer la faisabilité économique sur la base d'un portefeuille, en combinant des projets rentables et moins rentables pour maintenir un indice de rentabilité global (IR) de 1,0[23]. Les projets individuels peuvent aller de l'avant avec un IR aussi bas que 0,8, pour autant que le portefeuille demeure viable. Cette souplesse permet l'interfinancement et réduit le besoin de contributions initiales, ce qui facilite l'expansion du réseau dans son ensemble[24].

En avril 2024, en réponse à la lettre de directives du Ministre, la CEO a mené une consultation afin de mobiliser les intervenants sur la question de l'horizon de recouvrement des coûts de raccordement et de revenus[25].

---

[19] *Lettre de directives du Ministre de novembre*, *supra* note 4.

[20] Commission de l'énergie de l'Ontario, Distribution System Code, Appendix B – Methodology and Assumptions for An Economic Evaluation (dernière révision le 21 octobre 2009), en ligne (pdf) : <oeb.ca/oeb/_Documents/Regulatory/Distribution_System_Code_AppB.pdf>.

[21] *Rapport*, *supra* note 5, aux pp 3–4.

[22] Distribution System Expansion Report (30 janvier 1998), E.B.O 188, en ligne (pdf) : <oeb.ca/oeb/_Documents/Decisions/EBO%20188%20Decision.pdf>.

[23] OEB Guidelines for Assessing and Reporting on Natural Gas System Expansion in Ontario (30 janvier 1998), en ligne (pdf) : <oeb.ca/sites/default/files/uploads/documents/regulatorycodes/2019-01/EBO-188-AppB-Guidelines-Gas-Expansion-19980130.pdf> [*EBO 188*]. L'indice de rentabilité (« IR ») mesure le rapport entre la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs et l'investissement initial d'un projet. Un IR de 1,0 signifie que le rendement attendu du projet est exactement égal à son coût initial, ce qui indique un point d'équilibre.

[24] Les transporteurs d'électricité, régis par le Transmission System Code (« TSC ») (code de système de transmission), n'appliquent pas un horizon de recouvrement des coûts de raccordement figé. Ils utilisent plutôt une approche fondée sur le risque pour déterminer les périodes d'égalisation, lesquelles varient de cinq à quinze ans selon la classification du client. Les horizons de revenus varient de 5 à 25 ans, 40 ans étant utilisés comme norme dans l'industrie pour les clients à faible risque ou à volume élevé. Le TSC permet également de partager les coûts des mises à niveau du réseau lorsqu'il est démontré qu'elles entraînent des avantages plus vastes pour le réseau. Les transporteurs de gaz naturel suivent le cadre E.B.O. 134, qui comprend un essai de faisabilité économique en trois étapes. Bien qu'il ne prescrive pas d'horizon de recouvrement des coûts de raccordement, l'horizon des revenus est généralement censé être de 40 ans. La CEO a affirmé que la faisabilité économique ne devrait pas être le seul facteur déterminant de l'approbation du projet. Les projets dont l'IR est inférieur à 1,0 peuvent quand même aller de l'avant s'ils servent l'intérêt public et n'imposent pas un fardeau indu aux clients existants.

[25] Commission de l'énergie de l'Ontario, « System Expansion For Housing Developments Consultation – Consultation Launched » (13 mars 2024), en ligne : <engagewithus.oeb.ca/system-expansion-for-housing-developments-consultation/news_feed/updates>.

2. DÉCISION RELATIVE À LA PHASE 1 DE LA DEMANDE D'ENBRIDGE : UN TOURNANT RÈGLEMENTAIRE

En décembre 2023, la CEO a rendu une décision concernant la phase 1 de la demande de révision tarifaire de 2024 d'Enbridge Gas Inc. (« Enbridge »). Il s'agissait de la première demande de révision tarifaire d'Enbridge depuis la fusion d'Enbridge Gas Distribution Inc. et d'Union Gas en 2019. Dans sa décision, la majorité des membres de la Commission ont réduit l'horizon des revenus pour les nouveaux raccordements au gaz naturel de 40 ans à zéro, à compter du 1er janvier 2025[26]. À l'année 40, elle autorisait les promoteurs à raccorder des logements en n'engageant peu sinon pas de coûts initiaux, car les coûts d'infrastructure à long terme avaient été graduellement recouvrés auprès des contribuables au moyen des tarifs. La Commission a conclu que l'horizon traditionnel de 40 ans n'était plus approprié étant donné l'accélération de la transition énergétique et la probabilité croissante que les clients abandonnent le réseau avant la fin de cette période[27].

La majorité des membres de la Commission a soutenu que l'horizon de revenus de 40 ans posait un problème d'« incitatifs divisés »[28]. Les promoteurs n'étaient pas exposés aux risques ou aux coûts à long terme de l'infrastructure gazière, tandis que les futurs propriétaires et contribuables en assumaient le fardeau. En exigeant le recouvrement intégral des coûts dès le départ, l'objectif avoué de la Commission était de veiller à ce que les promoteurs prennent des décisions plus éclairées, en optant éventuellement pour des projets exclusivement raccordés au réseau d'électricité qui cadrent avec les objectifs de décarbonisation et réduisent les coûts du système à long terme[29].

La Commission n'a pas rendu une décision unanime. Un commissaire s'est opposé à la décision de la majorité d'adopter un horizon de revenu de zéro an, faisant valoir que le dossier de preuve n'appuyait pas un changement aussi radical et qu'un horizon de 20 ans permettrait de mieux équilibrer l'atténuation des risques avec la continuité règlementaire[30]. Le commissaire dissident a insisté sur le fait que « zéro » n'est pas un « horizon » au sens propre du terme et qu'un tel horizon est incompatible avec les principes des propres lignes directrices de la CEO en ce qui concerne l'évaluation de l'expansion du gaz naturel en Ontario, qui envisageaient un modèle de contribution et non un paiement initial complet[31]. Le commissaire dissident a également souligné l'absence de participation des promoteurs à l'instance et a mis en garde contre les conséquences imprévues, y compris les préoccupations liées à la faisabilité de projets d'aménagement exclusivement raccordés au réseau d'électricité et la pression éventuelle sur l'infrastructure électrique[32]. Le commissaire dissident a préconisé une approche plus progressive, ce qui laisse entendre qu'un horizon de 20 ans permettrait tout de même de réduire considérablement le risque lié aux actifs immobilisés, tout en préservant la souplesse pour d'éventuels rajustements[33].

La décision marquait un changement important par rapport à la pratique antérieure et indiquait que la CEO jouait un rôle plus ferme dans la gestion de la transition énergétique. Elle a également soulevé des questions plus générales au sujet du mandat de l'organisme de règlementation. La CEO devrait-elle accorder la priorité à la décarbonisation à long terme, ou devrait-elle se concentrer sur l'abordabilité et l'accès à court terme? La décision Enbridge a forcé le gouvernement à tenir compte de ces impératifs concurrents et a préparé le terrain pour une réponse politique.

---

[26] *Enbridge Gas Inc. Phase 1 Decision, supra* note 6 à la p 2.

[27] *Ibid* à la p 23.

[28] *Ibid* aux pp 34–35.

[29] *Ibid* aux pp 40–41.

[30] *Ibid* aux pp 143–44.

[31] *Ibid* à la p 143 où l'on renvoie à EBO 188.

[32] *Ibid* à la p 143.

[33] *Ibid* à la p 144.

3. RÉPONSE LÉGISLATIVE : *LOI VISANT À MAINTENIR LA FACTURE ÉNERGÉTIQUE À UN NIVEAU ABORDABLE*

Le gouvernement provincial a réagi rapidement à la décision de la CEO. Le ministre de l'Énergie (« le Ministre ») a publié une réponse condamnant la décision de la CEO de réduire l'horizon des revenus à zéro dès le lendemain de la publication de la décision, en faisant valoir que cette décision aurait pour effet de provoquer une hausse du prix des nouveaux logements et limiterait les choix des consommateurs en matière de chauffage[34]. Le Ministre s'est engagé à infirmer la décision de la CEO[35].

Au début de 2024, le gouvernement provincial a présenté la *Loi visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable*, un ensemble de mesures législatives visant à infirmer la décision de la Commission dans l'affaire Enbridge et à réaffirmer le contrôle politique sur la politique d'infrastructure énergétique[36]. La Loi a rétabli l'horizon des revenus à 40 ans pour les raccordements au gaz naturel et conféré au Ministre de nouveaux pouvoirs lui permettant d'orienter les activités de la CEO.

Le gouvernement a présenté le texte législatif comme une intervention nécessaire pour protéger l'abordabilité du logement et le choix des consommateurs. Le Ministre a fait valoir que la décision de la CEO ferait augmenter le coût des nouveaux logements de plusieurs dizaines de milliers de dollars, ce qui nuirait à l'objectif de la province de construire 1,5 million de logements au cours de la prochaine décennie[37].

La *Loi visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable* a apporté plusieurs changements clés :

- Elle a modifié la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* pour permettre au gouvernement d'établir des horizons de revenus par voie règlementaire.
- Elle a accordé au Ministre le pouvoir d'émettre des directives obligeant la CEO à tenir des audiences génériques sur des questions d'intérêt public.
- Elle a temporairement transféré la compétence sur les décisions relatives à l'horizon des revenus de la CEO au gouvernement, prévoyant que ce pouvoir soit de nouveau transféré à la Commission au plus tard le 1er janvier 2029[38].

La Loi comprenait également des dispositions visant à faire en sorte que la CEO tienne compte d'un plus large éventail de facteurs d'intérêt public dans ses décisions, y compris l'abordabilité du logement, le développement économique et l'accès à l'énergie[39]. Le texte législatif a été conçu pour harmoniser les décisions règlementaires avec les objectifs stratégiques plus généraux du gouvernement et pour prévenir des décisions futures qui pourraient faire dérailler les priorités en matière de logement ou d'infrastructure[40].

La décision relative à la phase 1 de la demande d'Enbridge représentait un changement notable dans l'approche règlementaire, entraînant une réponse législative rapide qui mettait en évidence l'évolution du lien entre la règlementation de l'énergie et les objectifs de la politique du gouvernement en matière de logement.

---

[34] Gouvernement de l'Ontario, Salle de presse, « *Loi de 2024 visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable* » (22 février 2024), en ligne : <news.ontario.ca/fr/backgrounder/1004216/loi-de-2024-visant-a-maintenir-la-facture-energetique-a-un-niveau-abordable>; Toronto Star, « Minister to overrule Ontario Energy Board, says decision will raise cost of new homes » (22 décembre 2023), en ligne : <thestar.com/politics/minister-to-overrule-ontario-energy-board-says-decision-will-raise-cost-of-new-homes/article_bc7d3811-4656-5eb3-8a10-9c5f75e61f58.html>.

[35] *Ibid.*

[36] *Loi visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable*, *supra* note 6.

[37] *Supra* note 34.

[38] *Loi visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable*, *supra* note 6, paras 28.8, 36.0.1.

[39] Gouvernement de l'Ontario, Salle de presse, « Loi de 2024 visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable » (22 février 2024), en ligne : <news.ontario.ca/fr/backgrounder/1004216/loi-de-2024-visant-a-maintenir-la-facture-energetique-a-un-niveau-abordable>.

[40] *Ibid.*

4. RÉFORME DE LA RÈGLEMENTATION ET HARMONISATION DES POLITIQUES : MODIFICATIONS AU DSC ET MODÈLE DE RÉPARTITION DE LA CAPACITÉ

En réponse aux lettres de directives précédentes du Ministre et à l'évolution de la législation, la CEO a lancé une série de consultations et de réformes stratégiques visant à moderniser le cadre règlementaire de la distribution de l'électricité. Ces efforts ont abouti à une série de modifications au DSC et à l'élaboration d'un nouveau modèle de répartition de la capacité (« MRC »).

A. Modifications apportées au DSC

En juin 2024, la CEO a fait savoir au Ministre qu'il ressort de ses consultations que les intervenants étaient généralement favorables au prolongement des horizons de recouvrement des coûts de raccordement et de revenus afin d'alléger le fardeau imposé aux promoteurs qui sont les premiers arrivés sur le marché et de veiller à ce que la répartition des coûts soit équitable[41]. Cependant, les distributeurs ont semblé mettre en évidence les défis qui pourraient se présenter sur le plan des répercussions financières du prolongement des horizons[42]. La CEO a proposé ce qui suit :

- Élaborer de nouvelles dispositions pour le DSC à l'intention des distributeurs et des clients afin de clarifier la façon dont pourraient être utilisés les horizons prolongés de recouvrement des coûts de raccordement au-delà de la période de cinq ans habituelle.
- Prolonger l'horizon de revenus utilisé dans l'évaluation des projets d'expansion afin de tenir compte de la durée de vie des actifs utilisés pour raccorder et servir les clients résidentiels.
- Élaborer de nouvelles dispositions relatives au DSC pour un modèle de répartition de la capacité qui traite expressément des projets d'aménagement pluriannuels multipartites et assure une répartition équitable des coûts entre les parties raccordées[43].

Le Ministre a endossé les recommandations de l'OEB et a convenu de faire passer de 25 à 40 ans l'horizon maximal de revenus dans le DSC pour les aménagements résidentiels[44]. Le Ministre a déclaré que les modifications devraient réduire les coûts d'expansion pour les constructeurs de maisons et rendre le logement plus abordable, tout en veillant à ce qu'aucun fardeau ne soit imposé aux contribuables. Le Ministre a également recommandé que la CEO envisage de prolonger de 5 à 15 ans l'horizon de recouvrement des coûts de raccordement pour les aménagements résidentiels.

En novembre 2024, la CEO a publié une proposition visant à modifier le DSC afin de :

- prolonger l'horizon de recouvrement des coûts de raccordement pour les aménagements résidentiels admissibles jusqu'à un maximum de 15 ans;
- prolonger l'horizon de revenus pour tous les clients résidentiels à 40 ans[45].

Ces changements ont été finalisés en décembre 2024 et sont entrés en vigueur en mars 2025[46].

---

[41] *Rapport*, *supra* note 5 à la p 4.

[42] *Ibid*.

[43] *Ibid* aux pp 5–6.

[44] Commission de l'énergie de l'Ontario, « Letter from the Minister of Energy and Electrification » (20 octobre 2024), en ligne : <engagewithus.oeb.ca/system-expansion-for-housing-developments-consultation/news_feed/report-published-2https://engagewithus.oeb.ca/system-expansion-for-housing-developments-consultation/news_feed/report-published-2>.

[45] Commission de l'énergie de l'Ontario, « System Expansion For Housing Developments Consultation – Notice of Proposal to Amend the Distribution System Code » (18 novembre 2024), en ligne : <engagewithus.oeb.ca/system-expansion-for-housing-developments-consultation/news_feed/notice-of-proposal-to-amend-the-distribution-system-code>.

[46] Commission de l'énergie de l'Ontario, « System Expansion For Housing Developments Consultation – Final Notice of Amendments to the Distribution System Code » (23 décembre 2024), en ligne : <engagewithus.oeb.ca/system-expansion-for-housing-developments-consultation/news_feed/final-notice-of-amendment-to-the-distribution-system-code>.

B. Lettre de directives du ministre de l'Énergie pour 2024

En décembre 2024, la lettre de directives du ministre de l'Énergie à la CEO a renforcé les priorités du gouvernement en matière de logement et d'abordabilité[47]. Alors que la lettre de directives de 2023 insistait sur la nécessité que les réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz de l'Ontario appuient l'objectif de la province de construire 1,5 million de nouveaux logements, la lettre de décembre 2024 allait plus loin. Elle a fait référence à la *Loi visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable* et a demandé à la CEO de mettre en œuvre des changements règlementaires et aux processus qui appuieraient l'aménagement de logements, la croissance économique et l'abordabilité de l'énergie. Plus précisément, le Ministre a demandé ce qui suit à la CEO :

- Modifier le Distribution System Code (« DSC ») pour prolonger l'horizon de recouvrement des coûts de raccordement des nouvelles lignes de distribution d'électricité jusqu'à un maximum de 15 ans.

- Établir un modèle de répartition de la capacité (« MRC ») pour les projets de construction de logements à phases multiples d'ici mars 2025.

- Fournir des directives précises aux entreprises locales de distribution (« ELD ») sur la mise en œuvre de ces changements[48].

La lettre soulignait également l'importance de réduire le fardeau financier des promoteurs qui sont les premiers arrivés sur le marché et de veiller à ce que les investissements dans l'infrastructure soient alignés sur les objectifs de croissance de l'Ontario. Elle enjoignait la CEO à maintenir des pratiques favorables à l'innovation, à la durabilité et à la responsabilisation, tout en appuyant les objectifs de la province en matière de logement et d'énergie[49].

C. Modèle de répartition de la capacité (« MRC »)

La CEO a élaboré le MRC pour régler les problèmes liés à l'expansion des systèmes dans le cadre de grands projets résidentiels et des projets à promoteurs multiples[50]. Ce MRC garantit que les premiers promoteurs à se raccorder au réseau paient une juste part des coûts, tandis que les promoteurs qui se raccordent plus tard contribueront en fonction de la part des nouvelles installations qui leur est attribuée. Le DSC actuel exige qu'un distributeur répartisse les coûts des installations de distribution entre plusieurs clients en fonction de l'avantage réparti. Cependant, il ne traite pas de la façon dont une telle répartition serait effectuée dans des scénarios où l'horizon de recouvrement des coûts de raccordement est prolongé et où il peut s'écouler plusieurs années entre les raccordements par différents clients/promoteurs[51].

Le MRC a été conçu à plusieurs fins :

- Fournir un modèle équitable et durable de répartition des coûts d'infrastructure entre les promoteurs, les contribuables et les distributeurs.

- Faciliter la planification de l'expansion et veiller à ce que la capacité soit répartie de manière efficiente.

- Harmoniser la répartition des coûts avec les avantages reçus par les différents intervenants[52].

Le MRC a été élaboré par un groupe consultatif d'intervenants et a été éclairé par les commentaires de promoteurs, de distributeurs et de municipalités. Il a été finalisé

[47] *Lettre du Ministre de décembre*, *supra* note 4.

[48] *Ibid*.

[49] *Ibid*.

[50] Commission de l'énergie de l'Ontario, « System Expansion for Housing Development Consultation – Final Notice of Amendments to the Distribution System Code » (16 juin 2025), en ligne : <engagewithus.oeb.ca/system-expansion-for-housing-developments-consultation/news_feed/final-notice-of-amendments-to-the-dsc>.

[51] *Rapport*, *supra* note 5 à la p 37.

[52] *Supra* note 54.

en juin 2025 et devrait entrer en vigueur en septembre 2025[53].

Les modifications au DSC et au MRC représentent une évolution importante de l'approche de la CEO en ce qui a trait à l'expansion du réseau. En effet, elles comprennent des méthodes de planification plus intégrées qui visent à appuyer la construction de logements, tout en tenant compte de l'allocation des coûts et de l'abordabilité.

5. CEO : MODIFICATION DES PERSPECTIVES ET ÉVOLUTION DU RÔLE

En mai 2025, la CEO a nommé à son conseil d'administration Frederic Waks, président-directeur général de Trinity Development Group et ancien président et chef de l'exploitation de RioCan[54]. Cette nomination a permis d'ajouter la perspective du secteur de l'aménagement à un organisme traditionnellement composé de personnes ayant des antécédents dans les services publics, le droit et la politique publique. L'ajout de M. Waks concorde avec l'importance accordée par le gouvernement au besoin d'une interdépendance entre le logement et le développement de l'infrastructure.

L'évolution continue de la composition du conseil d'administration, en particulier l'inclusion d'une expertise sectorielle, recoupe le double mandat de la CEO, soit l'indépendance en matière de règlementation et la réceptivité aux politiques. Bien que le conseil d'administration ne participe pas aux décisions arbitrales, il est responsable de la nomination des arbitres et de la définition de l'orientation stratégique. Cette évolution continue incite à poursuivre la réflexion sur la façon dont les structures de gouvernance peuvent équilibrer les avantages de la compréhension sectorielle avec l'impératif de préserver l'indépendance décisionnelle.

CONCLUSION

Le programme de la politique du logement de l'Ontario transforme le paysage règlementaire d'une manière qui rappelle des cas d'intervention législative vécus par le passé, comme la promulgation de la *Loi sur l'énergie verte et l'économie verte*. À l'instar de la *LEV* qui a élargi le mandat de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») pour y intégrer des objectifs environnementaux et de conservation, le point de mire actuel sur l'abordabilité et la croissance du marché du logement demande un rajustement des outils de règlementation et des priorités de la Commission.

La décision relative à la phase 1 de la demande d'Enbridge et son renversement par voie législative par l'entremise de la *Loi de 2024 visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable* illustrent comment les directives du gouvernement peuvent redéfinir les limites du pouvoir discrétionnaire de la CEO. Les modifications subséquentes au Distribution System Code, l'adoption du modèle de répartition de la capacité ainsi que le prolongement des horizons de recouvrement des coûts de raccordement et de revenus reflètent un cadre règlementaire de plus en plus orienté vers une infrastructure habilitante pour appuyer l'aménagement de logements.

Ces développements reposent sur une évolution plus large du rôle de la CEO, à savoir de passer d'un organisme de règlementation axé principalement sur la surveillance économique et la protection des consommateurs à un organisme qui devrait également faciliter les objectifs stratégiques provinciaux liés à l'aménagement du territoire, à la croissance et à l'abordabilité. L'inclusion d'une expertise du secteur de l'aménagement au sein de la Commission témoigne de cette orientation en évolution, car on tient maintenant compte des perspectives alignées plus étroitement sur les politiques d'infrastructure et de logement. Les répercussions de ce changement sur l'approche règlementaire de la CEO seront probablement façonnées par la manière dont le gouvernement, les organismes de règlementation, l'industrie et les collectivités continueront d'interagir et de réagir aux nouveaux objectifs stratégiques. ■

---

[53] *Ibid.*

[54] Commission de l'énergie de l'Ontario, « About the OEB – Who We Are – Board of Directors » (2025), en ligne : <oeb.ca/about-oeb/who-we-are/board-directors>.

L'ALBERTA UTILITIES COMMISSION APPROUVE LA PREMIÈRE INSTALLATION INDUSTRIELLE DE VALORISATION ÉNERGÉTIQUE DES DÉCHETS AVEC CAPTAGE DU CARBONE AU CANADA

*Byron Reynolds et Hazel Saffery**

L'Alberta Utilities Commission (la « Commission ») a récemment approuvé la construction et l'exploitation de l'installation de valorisation énergétique des déchets de Heartland (l'« Installation »), conformément aux articles 11 et 19 de l'*Hydro and Electric Energy Act*[1]. L'Installation est une centrale qui recoure à la technologie de valorisation énergétique des déchets, combinée à la technologie de captage et de stockage du carbone. La Commission a conclu que l'approbation de l'Installation est « dans l'intérêt public compte tenu de ses retombées sur les plans social, économique, environnemental et autre » [traduction] et conforme à l'article 17 de l'*Alberta Utilities Commission Act*[2]. L'approbation de la Commission vise uniquement les composants électriques de l'équipement de la centrale[3].

1. RÉSUMÉ DE LA DÉCISION

A. Faits

La capacité de production totale de l'Installation est de 19,6 MW, et celle-ci sera alimentée par environ 205 000 tonnes de déchets solides

* Byron Reynolds est associé chez Dentons Calgary. Il est conseiller pour des projets d'énergie et d'infrastructure et se spécialise dans le captage du carbone (CUSC), les crédits de carbone et les mesures d'incitation du gouvernement pour soutenir les technologies à faibles émissions de carbone au Canada.

Hazel Saffery est associée chez Dentons Calgary. Elle est conseillère pour des transactions complexes concernant l'énergie dans les secteurs du pétrole, du gaz, de l'électricité et des énergies renouvelables. Elle possède une vaste expertise dans le développement de projets, les coentreprises et les marchés des crédits de carbone, qu'elle met à contribution pour aider les clients à s'y retrouver dans la transition énergétique et les possibilités de commercialisation.

Remerciements à Sara Mah, étudiante d'été 2025 chez Dentons.

[1] *Varme Energy Inc. Heartland Waste-to-Energy Facility* (2 mai 2025), 29820-D01-2025, en ligne : Alberta Utilities Commission <prd-api-efiling20.auc.ab.ca/Anonymous/DownloadPublicDocumentAsync/834802> [*Décision*].

[2] *Ibid* au para 8.

[3] *Ibid* au para 20.

municipaux par année provenant de la ville d'Edmonton[4]. Les bornes du générateur de l'Installation exporteront 5,8 MW vers le système électrique interconnecté de l'Alberta, alors que les 10,4 MW restants alimenteront le système de captage du carbone de l'Installation[5]. Varme Energy Inc. (« Varme »), qui a obtenu l'approbation, prévoit d'entreprendre ses travaux de construction au troisième trimestre de 2025 et de procéder à la mise en service au deuxième trimestre de 2028. L'Installation sera située dans la zone industrielle de Heartland en Alberta[6].

B. Enjeux et constatations

a. L'Installation est-elle conforme à la Règle 007 de la Commission : « demandes visant des centrales électriques, des sous-stations, des lignes de transport d'électricité, des désignations de systèmes industriels, des aménagements hydroélectriques et des gazoducs » [traduction] ?

La Commission a conclu que l'on avait satisfait aux exigences de la Règle 007, notamment au moyen du programme de mobilisation des participants de Varme. Ce programme comprenait la notification et la consultation d'intervenants directement ou négativement touchés, comme les propriétaires fonciers, les occupants et les résidents[7].

b. L'Installation est-elle conforme à la Règle 012 de la Commission : « contrôle du bruit, article 2.7 » [traduction] ?

L'Installation a été jugée conforme à la Règle 012 ou satisfait aux exigences de la Northeast Capital Industrial Association (NCIA), soit aucune augmentation nette propre au site[8]. La méthode généralement acceptée pour les évaluations des effets du bruit consiste à tenir compte uniquement des niveaux de bruit de l'Installation proposée, sans évaluer les niveaux de bruit en combinaison avec les installations existantes dans la région de la NCIA[9]. Les niveaux sonores cumulatifs correspondent à la somme des niveaux sonores de référence et des niveaux sonores produits par l'Installation[10]. Les niveaux sonores de référence correspondent à la somme des niveaux sonores ambiants et des niveaux sonores des installations existantes dans la région de la NCIA[11]. Certains récepteurs de la région indiquent déjà un dépassement des niveaux sonores permissibles (« NSP »)[12].

La Commission a accepté la prédiction de l'évaluation de l'impact du bruit selon laquelle les niveaux sonores de l'Installation proposée, combinés aux niveaux sonores ambiants, seront conformes aux NSP à tous les récepteurs[13]. Cependant, d'après les résultats prédictifs, les niveaux sonores cumulatifs étaient conformes à la Règle 012 pour tous les récepteurs, sauf pour le récepteur R01.

À ce récepteur, la Commission a reconnu que le niveau sonore cumulatif dépasse les NSP pendant la nuit parce que le niveau sonore de référence correspondant dépasse déjà les NSP acceptables et que l'augmentation du niveau sonore résultant de l'Installation proposée ne dépasse pas 0,4 décibel[14]. Dans ce cas, la Commission a conclu que l'exigence de la Commission, assortissant son approbation du plan régional de gestion du bruit de la NCIA, pouvait s'appliquer[15]. L'exigence a été élaborée en réponse aux préoccupations de la NCIA selon lesquelles le développement dans les secteurs en périphérie de la zone du modèle de bruit régional ne serait pas autorisé

[4] *Ibid* au para 3.
[5] *Ibid*.
[6] *Ibid* aux paras 5, 11.
[7] *Ibid* au para 10.
[8] *Ibid* au para 14.
[9] *Ibid* au para 11.
[10] *Ibid* au para 12.
[11] *Ibid*.
[12] *Ibid*.
[13] *Ibid*.
[14] *Ibid*.
[15] *Ibid* au para 14.

si les installations proposées entraînaient une augmentation des niveaux de bruit de fond dans la région[16]. La Commission a répondu dans une lettre datée du 16 octobre 2023 qu'il ne devrait pas y avoir d'augmentation nette du son par rapport au scénario de référence aux récepteurs à proximité dans les cas où la Règle 012 n'est pas respectée[17].

Dans les circonstances, la Commission a conclu que le bruit provenant de l'Installation devrait être conforme aux NSP de la Règle 012 ou satisfaire à l'exigence consistant en aucune augmentation nette pour le plan régional de gestion du bruit de la NCIA[18].

c. L'Installation est-elle conforme à l'*Alberta Wetland Mitigation Directive ?*

L'Installation a été jugée conforme à l'*Alberta Wetland Mitigation Directive*[19]. La Commission a accepté les observations de Varme selon lesquelles l'Installation était conçue pour être aussi petite que possible afin de réduire au minimum les répercussions sur les terres humides; que le choix de l'emplacement de l'Installation dans la zone industrielle désignée de Heartland limite nécessairement les répercussions sur les terres humides; et que des compensations pour les milieux humides seraient versées[20].

En outre, la Commission a imposé la condition selon laquelle l'approbation du projet en vertu de la *Water Act*, que fait respecter le ministère de l'environnement et des aires protégées de l'Alberta (Alberta Environment and Protected Areas [« AEPA »]), devra être déposée auprès de la Commission lorsqu'elle sera émise et doit comprendre le rapport d'évaluation des répercussions sur les terres humides présenté à ce ministère[21].

d. Quelles sont les répercussions sur la qualité de l'air dans la région ?

La Commission a reconnu que les limites d'émissions propres au site sont assujetties à l'approbation de l'AEPA en vertu de l'*Environmental Protection and Enhancement Act* (« *EPEA* ») parce que l'Installation utilise des déchets municipaux comme source de combustible[22]. L'utilisation de déchets municipaux rend inapplicables certaines normes courantes sur les émissions atmosphériques[23]. Plus particulièrement, les limites du *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques* relatives aux émissions de NO_x ne s'appliquent qu'aux fournaises alimentées par des combustibles fossiles gazeux[24]. Pour la même raison, les exigences relatives aux émissions de NO_x énoncées dans l'*Air Emissions Requirement Policy for the Industrial Heartland Designated Industrial Zone* ne s'appliquent pas[25]. On traite ci-dessous du déclenchement du processus d'approbation en vertu de l'*Environmental Protection and Enhancement Act*.

Le rapport sur la qualité de l'air présenté par Varme prédisait les répercussions attendues de l'Installation et a été accepté par la Commission[26]. Le rapport indique que les objectifs relatifs à la qualité de l'air ambiant de l'Alberta (*Alberta Ambient Air Quality Objectives*) sont atteints dans la zone modélisée en fonction des émissions maximales prévues pour une journée donnée (tenant compte de

[16] Lettre de Douglas A. Larder, c. r., avocat général de l'Alberta Utilities Commission à Laurie J. Danielson, directrice générale de la Northeast Capital Industrial Association (16 octobre 2013), en ligne : <ncia.ca/public/download/files/103831>.

[17] *Ibid*.

[18] *Décision*, *supra* note 1 au para 14.

[19] *Ibid* au para 18.

[20] *Ibid* au para 17.

[21] *Ibid* au para 19.

[22] *Ibid* au para 21.

[23] Heartland Waste-to-Energy Facility (2 mai 2025), 29820-D01-2025 (Alberta Utilities Commission Application for a Power Plant) [*Demande*] au para TP16.

[24] *Ibid*.

[25] *Ibid*.

[26] *Décision*, *supra* note 1 au para 21.

l'ensemble des sources à proximité), malgré deux exceptions[27]. Ces exceptions sont les matières particulaires fines (PM2,5) et les dioxydes de soufre (SO_2), car les concentrations au niveau du sol de ces deux substances dépassent les émissions maximales.

Toutefois, la Commission a reconnu que ces dépassements sont attribuables au fait que l'Installation est située dans une zone où les sources d'émissions sont concentrées. Il s'est avéré à l'avantage de l'Installation que les concentrations maximales des PM2,5 et des dioxydes de soufre (SO_2) au niveau du sol avaient été mesurées à un emplacement distant de la cheminée de l'Installation, et que cet emplacement était souhaitable par comparaison à d'autres situés à l'extérieur de la zone industrielle[28].

La Commission a de nouveau approuvé les répercussions sur la qualité de l'air sous réserve de l'approbation par l'AEPA[29]. L'approbation d'une demande industrielle en vertu de l'*Environmental Protection and Enhancement Act* doit être déposée auprès de la Commission pour que celle-ci[30] puisse fournir son approbation à l'Installation.

De même, les composantes de l'Installation servant au captage du carbone, au recyclage des eaux de procédé, à la gestion des déchets et au système de traitement des gaz de combustion ont été considérées comme étant régies par cette loi[31].

e. Varme dispose-t-il d'un programme de garantie de remise en état approprié?

L'approche de Varme en matière de remise en état a été jugée suffisante pour convaincre la Commission que l'approbation de l'Installation est dans l'intérêt public[32]. La Commission a accepté l'observation de Varme selon laquelle la garantie de remise en état de l'Installation doit être fournie à l'AEPA conformément au *Waste Control Regulation* pris en vertu de l'*Environmental Protection and Enhancement Act*[33]. L'approbation prévue par cette loi sera conditionnelle à l'inclusion de l'obligation légale de Varme d'effectuer la remise en état de toutes les composantes de l'Installation[34].

La garantie devant être fournie à l'AEPA est estimée à 889 455,03 $. La Commission a reconnu que ce montant serait suffisant pour remettre en état l'ensemble des composantes de la centrale, car Varme a fait valoir que la valeur de récupération couvrirait une partie importante des coûts estimatifs de la remise en état[35].

f. Conclusion de la Commission

La Commission a approuvé la demande visant les composants électriques de l'équipement de la centrale[36]. Elle n'a toutefois pas approuvé les composantes servant au captage du carbone et au recyclage de l'eau de procédé de l'Installation[37].

2. LE DÉCLENCHEMENT DU PROCESSUS D'APPROBATION PRÉVU PAR L'*ENVIRONMENTAL PROTECTION AND ENHANCEMENT ACT* EST ATTRIBUABLE AUX ACTIVITÉS DE L'INSTALLATION

L'Installation demeure assujettie à l'approbation de l'AEPA[38]. Malgré la petite taille de l'Installation, celle-ci est régie par l'*Environmental Protection and Enhancement Act* en tant qu'Installation de valorisation

[27] *Ibid* au para 22.
[28] *Ibid*.
[29] *Ibid* au para 23.
[30] *Ibid*.
[31] *Ibid* au para 24.
[32] *Ibid* au para 28.
[33] *Ibid* au para 25.
[34] *Ibid*.
[35] *Ibid* au para 27.
[36] *Ibid* au para 29.
[37] *Ibid*.
[38] *Décision*, *supra* note 1.

énergétique des déchets exigeant une approbation de l'AEPA.

En brûlant les déchets solides municipaux, la centrale émettra du NO_x. Ces émissions de NO_x sont régies par l'*Environmental Protection and Enhancement Act* dans le cadre des objectifs relatifs à la qualité de l'air ambiant de l'Alberta (AAAQO) qui fixent des limites précises pour les concentrations de NO_x dans l'air. Les AAAQO sont définis en vertu de l'article 14 de cette loi[39].

Le développement de l'Installation pourrait entraîner des répercussions sur les terres humides, de sorte que l'*Environmental Protection and Enhancement Act* s'applique en raison de l'utilisation des terres. Cependant, la Commission a conclu que l'approbation était conditionnelle à l'approbation de l'AEPA en vertu de la *Water Act*, y compris le rapport d'évaluation des répercussions sur les terres humides.

3. L'INSTALLATION DE VALORISATION ÉNERGÉTIQUE DES DÉCHETS DE HEARTLAND EST LA PREMIÈRE DU GENRE AU CANADA

Cette décision est importante pour plusieurs raisons, notamment parce que l'Installation de valorisation énergétique des déchets de Heartland sera la première installation industrielle qui recourra au captage de carbone au Canada[40]. Les installations de valorisation énergétique des déchets ne sont pas nouvelles en Alberta[41]. En effet, à l'heure actuelle, sept projets sont visés par le *protocole de génération d'énergie par la combustion de déchets de biomasse du gouvernement* de l'Alberta[42]. Cependant, aucun de ces projets ne capte ni ne séquestre les émissions de dioxyde de carbone connexes[43]. L'ajout d'une infrastructure de captage et de stockage du carbone permet à l'Installation d'avoir droit à des encouragements financiers du gouvernement fédéral et de la province de l'Alberta et de générer des crédits compensatoires pour les émissions de carbone qui peuvent être vendus à des tiers sur les marchés volontaires ou obligatoires de compensations.

L'élaboration de projets de captage et de stockage du carbone en Alberta est encouragée par les mesures de soutien des gouvernements fédéral et provincial.

Le gouvernement fédéral a mis en œuvre un crédit d'impôt remboursable visant à encourager le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (« CUSC ») au moyen du régime de crédit d'impôt à l'investissement pour le CUSC (« CII pour le CUSC ») en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada)[44]. Le CII pour le CUSC est initialement fixé à 50 % pour les dépenses en immobilisations admissibles engagées pour capter le dioxyde de carbone et à 37,5 % pour les dépenses en immobilisations admissibles engagées pour transporter et stocker le dioxyde de carbone jusqu'au 31 décembre 2030, et il est réduit de 50 % pour la période de 2031 à 2040[45].

À peu près au même moment, la province de l'Alberta a annoncé son programme d'encouragement au CUSC : le Carbon Capture Incentive Program (« ACCIP ») de l'Alberta. Dans le cadre de l'ACCIP, la province prévoit d'engager de 3,2 à 5,3 milliards de dollars canadiens de 2024 à

[39] Gouvernement de l'Alberta, « Alberta Ambient Air Quality Objectives and Guidelines » (19 juillet 2024), en ligne (pdf) : <open.alberta.ca/dataset/09a63fe8-11ae-420e-9008-82aa4db4824a/resource/094dae9e-b6f9-4de9-86c7-a651019f3aab/download/epa-ambient-air-quality-objectives-and-guidelines-2024.pdf>.

[40] Michele Bertone, Luca Stabile & Giorgio Buonanno, « An Overview of Waste-to-Energy Incineration Integrated with Carbon Capture Utilization or Storage Retrofit Application » (2024), 16:10 Sustainability 4117; en ligne : <doi.org/10.3390/su16104117>.

[41] Gouvernement de l'Alberta, *Energy Generation from the Combustion of Biomass Waste* (Quantification Protocol) (2018), en ligne : <open.alberta.ca/dataset/882aa4e1-9358-4a98-a633-9435b2a49830/resource/501c00bd-4385-4c45-94bd-bc4a0efa0ee0/download/energygenerationbiomass-jun18-2018.pdf>.

[42] Groupe CSA, « Alberta Carbon Registries, Alberta Emission Offset Registry Listing », base de données : *Alberta Emission Offset Registry*, en ligne : <alberta.csaregistries.ca/GHGR_Listing/AEOR_Listing.aspx>.

[43] *Ibid*.

[44] Dentons Canada LLP, « Boosting carbon capture: Federal and provincial incentives propel CCUS Facility in Alberta » (29 novembre 2023), en ligne : <dentons.com/en/insights/articles/2023/november/29/boosting-carbon-capture-federal-and-provincial-incentives-propel>.

[45] *Ibid*.

2035 pour le développement d'une nouvelle infrastructure de CUSC. L'ACCIP fournira une subvention de 12 % pour les nouveaux coûts d'immobilisations nécessaires au CUSC engagés pour les projets admissibles situés physiquement en Alberta[46]. L'Alberta a de solides antécédents en matière de soutien au CUSC. À preuve, la province a investi plus de 1,8 milliard de dollars canadiens dans des projets visant à capter le dioxyde de carbone[47].

Les administrations publiques en Alberta ont également soutenu l'Installation elle-même, la ville d'Edmonton ayant attribué le contrat à Varme en janvier 2024[48]. En outre, l'Installation est l'aboutissement d'une étude technique et conceptuelle préliminaire dirigée par Varme et financée en partie par le gouvernement de l'Alberta, qui a fourni 2,8 millions de dollars par l'entremise d'Emissions Reduction Alberta[49].

Les programmes d'encouragement gouvernementaux comme le CII pour le CUSC et l'ACCIP sont essentiels au développement de solutions de CUSC en Alberta. Les secteurs de cette province susceptibles de bénéficier de ce soutien sont ceux des sables bitumineux, de la pétrochimie, de la fabrication, du ciment et de la production d'électricité[50]. Ces secteurs pourraient réduire considérablement leurs émissions en recourant à la technologie de CUSC.

4. L'INSTALLATION TÉMOIGNE DE L'EFFET POSITIF DES MARCHÉS DU CARBONE

La mise sur pied de l'Installation est un indicateur que les marchés du carbone et les mesures de soutien gouvernementales atteignent leur objectif commun : stimuler l'innovation et l'utilisation des technologies de réduction du carbone.

On s'attend à ce que l'Installation soit admissible à la génération de crédits compensatoires d'émissions de carbone pour le processus de valorisation énergétique des déchets et le processus de captage et de stockage du carbone sur les marchés obligatoires ou volontaires de compensations.

En vertu du *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation* (« TIER »)[51] de l'Alberta, les projets de valorisation énergétique des déchets sont admissibles à la compensation des émissions de carbone conformément au protocole de génération *d'énergie par la combustion de déchets de biomasse* du gouvernement de l'Alberta[52]. En détournant les matières premières des sites d'enfouissement et en évitant les émissions de gaz à effet de serre (« GES »), ces projets peuvent profiter des possibilités de compensation des émissions[53]. En outre, des compensations d'émissions de carbone peuvent être générées à partir du captage et du stockage des émissions de dioxyde de carbone conformément au protocole de *quantification pour le captage du CO_2 et la séquestration géologique permanente*[54] publié en vertu du TIER. Par conséquent, l'Installation pourrait générer des compensations d'émissions valables à partir de deux activités de réduction du carbone conformes au TIER qui peuvent être vendues sur l'Alberta Emissions Offset Registry pour appuyer les aspects économiques du projet.

Par ailleurs, les compensations d'émissions générées par la production de bioénergie grâce

---

[46] Dentons Canada LLP, « The Alberta Carbon Capture Incentive Program » (23 avril 2024), en ligne : <dentons.com/en/insights/alerts/2024/april/23/the-alberta-carbon-capture-incentive-program> [*ACCIP*].

[47] *Ibid*.

[48] Alberta Major Projects, *Heartland Waste-to-Power Project*, en ligne : <majorprojects.alberta.ca/details/Heartland-Waste-to-Power-Project/11042>.

[49] Emissions Reduction Alberta, « Heartland Waste to Energy With Carbon Capture Feed Study », en ligne : <eralberta.ca/projects/details/heartland-waste-to-energy-with-carbon-capture-pre-fid-completion>.

[50] *ACCIP*, *supra* note 44.

[51] Alta Reg 133/2019.

[52] Gouvernement de l'Alberta, « Energy Generation from the Combustion of Biomass Waste » (18 juin 2018), en ligne : <open.alberta.ca/dataset/882aa4e1-9358-4a98-a633-9435b2a49830/resource/501c00bd-4385-4c45-94bd-bc4a0efa0ee0/download/energygenerationbiomass-jun18-2018.pdf>.

[53] Gouvernement de l'Alberta, « Quantification Protocol for CO_2 Capture and Permanent Geologic Sequestration » (7 janvier 2025), en ligne (pdf) : <open.alberta.ca/dataset/687c7368-0b41-435e-9e17-7bb7322a95bf/resource/17cdbee0-bba3-4c64-aa7a-e7159253278f/download/Epa-quantification-protocol-capture-du-co2-et-séquestration-géologique-permanente-2025-01.pdf>.

[54] *Ibid*.

au captage et au stockage du carbone sont très recherchées sur le marché volontaire des compensations de carbone. Les entreprises qui cherchent à réduire volontairement leurs émissions de GES et à atteindre leurs objectifs en matière de durabilité ou de carboneutralité peuvent payer un supplément pour acheter ces crédits dans ces marchés volontaires.

5. LES MESURES INCITATIVES GOUVERNEMENTALES ET LES MARCHÉS DU CARBONE MÈNENT À DE NOUVEAUX PROJETS ET À DES INNOVATIONS

L'Installation est l'un des nombreux exemples qui illustrent la façon dont les mesures incitatives gouvernementales et les marchés du carbone peuvent mener à l'innovation et aux développements technologiques dans la province. Les CII pour le CUSC et l'ACCIP offrent des incitations convaincantes pour encourager l'investissement dans le CUSC en Alberta. En encourageant la mise au point de technologies de réduction des émissions de carbone, des programmes comme les CII pour le CUSC, l'ACCIP et les compensations d'émissions de carbone générées en vertu du TIER font progresser l'Alberta dans son plan de réduction des émissions et de développement énergétique afin d'atteindre une économie carboneutre d'ici 2050[55]. ■

[55] *ACCIP*, *supra* note 44.

LA SITUATION EST-ELLE DIFFÉRENTE CETTE FOIS-CI ? RÉFLEXIONS SUR UNE CARRIÈRE DANS LE SECTEUR DE LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

*Rowland J. Harrison, c.r.**

C'est un honneur bien particulier que d'être la première personne à recevoir une distinction *Energy Bison* de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*, d'autant plus que le prix Kaiser a été créé en mémoire d'un pionnier légendaire dans la promotion de la règlementation du secteur canadien de l'énergie[1].

Le fait de recevoir ce prix ici, à Halifax, où ma carrière dans le domaine de la règlementation de l'énergie au Canada a véritablement pris son envol, il y a plus de 50 ans, est particulièrement opportun. Le bureau du premier ministre de l'époque avait retenu mes services, comme consultant, quand Mobil Oil Canada avait annoncé, en 1971, avoir trouvé du pétrole dans un puits foré à l'extrémité ouest de l'île de Sable. L'engouement généré par cette découverte a été de courte durée — mais, heureusement, ma carrière ne l'a pas été !

Le thème de ce Forum — une **nouvelle** perspective sur la souveraineté énergétique du Canada — est particulièrement judicieux, car ce n'est assurément pas la première fois que la souveraineté énergétique préoccupe le programme national. Au milieu des années 1950, le « grand débat sur les pipelines » entourant le tracé de ce qui allait devenir le réseau principal de TransCanada avait précipité la défaite du gouvernement fédéral de l'époque. La souveraineté canadienne était au cœur de ce débat. La Commission royale qui a suivi avait insisté sur la nécessité d'une règlementation indépendante des pipelines de compétence fédérale, ce qui avait mené directement à l'adoption, en 1959, de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (« *Loi sur l'ONÉ* »)[2] et à la création de l'Office national de l'énergie (« ONÉ » ou « Office »).

---

* Auparavant co-rédacteur en chef de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*. Le présent article est fondé sur les propos de l'auteur à la réception de la toute première distinction *Energy Bison* de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*, soit le prix Kaiser, au cours du Forum du droit de l'énergie 2025 de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*, qui s'est tenu à Halifax le 7 mai 2025.

[1] Le prix Kaiser est nommé en l'honneur de Gordon Kaiser, dont le dévouement indéfectible à titre de co-rédacteur en chef de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* pendant plus d'une décennie, et le décès en 2024, ont eu une incidence profonde sur la publication et sur tous ceux qui ont eu le privilège de travailler avec lui.

[2] *Loi sur l'Office national de l'énergie* (LRC [1985], c N-7), abrogée, 2019, c 28, art 44] [*Loi sur l'ONÉ*]. La *Loi sur l'ONÉ* est demeurée essentiellement inchangée pendant plus de 50 ans, soit de 1959 à 2012.

Le débat d'aujourd'hui sur la souveraineté énergétique est-il différent ? Je dirais que oui, et non !

Le défi énergétique auquel est confronté le Canada est largement décrit comme une crise, et il va sans dire que les crises sont porteuses d'occasions[3]. Dans le contexte actuel, l'occasion se trouve dans la reconnaissance généralisée que notre pays est effectivement confronté à un défi sérieux qu'il lui faut relever de front — il lui faut passer à l'action. L'évolution de l'opinion publique sur l'importance du développement énergétique pour la prospérité économique du Canada semble également reconnaître le sérieux du défi à relever et, en fournissant un soutien politique aux interventions appropriées, elle peut contribuer à déterminer et à mettre en œuvre des interventions efficaces.

Quoi qu'il en soit, les réponses aux crises comportent aussi des risques, dont le plus important peut-être, le risque de « réagir », ne serait-ce que pour donner l'impression de faire quelque chose. Le véritable défi, bien sûr, ne consiste pas simplement à « faire quelque chose »; il consiste plutôt à trouver et à mettre en œuvre des solutions qui s'attaquent aux défis réels, et non seulement perçus, qui se présentent. Et ce n'est pas une tâche facile, surtout dans le domaine de la politique et de la règlementation énergétiques, où des réalités persistantes et sous-jacentes doivent être reconnues et prises en compte.

L'appel à la prise de mesures pour relever les défis d'aujourd'hui préconise de « simplifier la règlementation ». Cependant, l'expérience passée avec des tentatives en ce sens révèle la persistance de certaines dynamiques fondamentales. Trois exemples précis montrent que la conception de solutions robustes à au moins quelques-uns des défis d'aujourd'hui accable les décideurs, et dans certains cas, depuis des décennies.

Le premier exemple a trait aux appels généralisés visant à simplifier le processus d'examen des projets énergétiques proposés en éliminant les chevauchements et les dédoublements — résumés dans des phrases accrocheuses comme « un projet, un examen » ou le « guichet unique [examen règlementaire] ». Le concept de « guichet unique » est presque universellement accepté; il n'est toutefois ni nouveau, ni aussi simple à mettre en œuvre qu'on pourrait le penser d'emblée.

Au début des années 1980, j'étais cadre supérieur au sein d'un organisme administratif, l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (« APGTC »), établi dans le cadre du Programme énergétique national pour gérer les responsabilités fédérales en matière d'exploration et de développement pétroliers et gaziers au sein des régions extracôtières et nordiques. L'APGTC devait être un « guichet unique » où l'industrie pouvait traiter avec le gouvernement fédéral. En réalité, l'industrie a dû cependant continuer à se conformer séparément à diverses autres exigences fédérales. Un haut dirigeant de l'industrie a d'ailleurs illustré l'échec par un jeu de mots empreint d'esprit : « L'APGTC est peut-être bien un guichet unique, mais qui comporte plusieurs fenêtres ! »

La réalité, c'est que les grands projets d'infrastructure, en particulier les projets énergétiques, déclenchent des intérêts publics multiples et diversifiés qui doivent être reconnus et pris en compte. Cette réalité se reflète dans le fait que les appels à une meilleure coordination pour « simplifier » le processus d'examen restent largement répandus, près de 20 ans après la création du Bureau de gestion des grands projets (« BGGP ») en 2007, « en vue d'améliorer le rendement du processus d'examen des grands projets de ressources naturelles… » [4], conformément à la Directive du cabinet fédéral sur l'amélioration du rendement du régime de règlementation pour les grands projets de ressources. La grande diversité des intérêts du gouvernement qui entrent en jeu se reflète dans le fait que pas moins de 12 ministères fédéraux participent directement à cette « initiative horizontale ». Et cette réalité n'est pas près de changer !

De plus, on rapporte que le nouveau gouvernement fédéral devrait déposer un projet

[3] Comme l'aurait prétendument professé Churchill : « Il ne faut jamais gaspiller une bonne crise. », même s'il ne semble pas y avoir de trace de ces propos prononcés par le personnage.

[4] Ressources naturelles Canada, « L'Initiative du Bureau de gestion des grands projets (BGGP) » (dernière modification le 29 janvier 2025), en ligne : <ressources-naturelles.canada.ca/organisation/planification-rapports/rapports-resultat-ministeriels/rapport-resultats-ministeriels-2017%E2%80%932018/l-initiative-bureau-gestion-grands-projets-bggp>.

de loi, en juin, pour promouvoir « l'unité de l'économie canadienne » qui inclura des mesures visant à accélérer l'approbation règlementaire des projets par l'entremise d'un **nouveau** « Bureau des grands projets ».

Mon deuxième exemple illustre le potentiel de « conséquences imprévues » d'une initiative de réforme règlementaire.

Pendant plus de 50 ans, le Canada a en effet disposé d'un organisme de règlementation à « guichet unique » : l'Office national de l'énergie, responsable d'examiner et de certifier les oléoducs et les gazoducs relevant de la compétence fédérale. Dès sa création en 1959, l'Office a reçu le mandat, dans les termes les plus généraux possibles, d'examiner, entre autres questions précises, « **tout** intérêt public qui, de l'avis de l'Office, pourrait être affecté… »[5]. Bien que cette formulation ne confère pas à l'Office un pouvoir exclusif, elle fournit au moins aux promoteurs de projet un point d'entrée unique dans le labyrinthe règlementaire fédéral.

L'indépendance de l'Office a été enchâssée dans la *Loi sur l'ONÉ*. La durée du mandat des membres de l'Office a été déterminée au moyen d'une formule prévoyant leur retrait au terme d'un processus emprunté directement de la *Loi sur la Cour suprême du Canada*[6].

De surcroit, il incombait à l'Office de délivrer des certificats de commodité et de nécessité publiques, et non pas de seulement formuler une recommandation au Cabinet. Même si la décision de l'Office de délivrer un certificat était assujettie à l'approbation du Cabinet, celui-ci ne pouvait pas modifier ou nuancer une décision de l'Office; le Cabinet pouvait seulement approuver ou refuser d'approuver la décision de l'Office. Plus important encore, le Cabinet ne pouvait intervenir lorsque l'Office décidait de **rejeter** une demande de certificat. Un refus de l'Office de délivrer un certificat ne se rendait pas même jusqu'à la table du Cabinet[7]. Cette particularité de la formule établie par la *Loi sur l'ONÉ* est peut-être celle qui a amené le gouvernement à présenter, en 2012, des modifications qui ont fondamentalement changé le rôle de l'Office.

En 2010, Enbridge a déposé une demande auprès de l'ONÉ pour faire approuver le projet Northern Gateway. Apparemment, on craignait que le gouvernement ne dispose d'aucun mécanisme, si l'ONÉ rejetait la demande d'Enbridge, pour infirmer ou modifier la décision, s'il estimait que le projet était effectivement dans l'intérêt national et devait aller de l'avant, malgré une décision contraire de l'Office.

Quelle qu'en soit la motivation, la *Loi sur l'ONÉ* a été modifiée en 2012 pour changer le rôle de l'Office, de celui de décideur à celui de simple responsable de formuler des recommandations à l'intention du Cabinet, lequel pourrait à l'avenir accepter, rejeter ou modifier une recommandation de l'Office.

Dans ce cas particulier, l'ONÉ a bel et bien recommandé l'approbation du projet Northern Gateway, le Cabinet a accepté la recommandation, et un certificat de commodité et de nécessité publiques a été délivré[8]. Le changement du rôle de l'Office, qui a entraîné le transfert de la responsabilité d'approuver ou de rejeter les demandes de pipeline au Cabinet, s'est avéré inutile.

N'empêche, le rôle qu'a joué le gouvernement dans l'approbation initiale du projet Northern Gateway et la controverse généralisée entourant ce projet ont déclenché la volonté subséquente de « moderniser » l'ONÉ. Ce débat a contribué à l'adoption de la *Loi sur l'évaluation d'impact* (« projet de loi C-69 »)[9], à l'abolition de l'Office national de l'énergie et à la création de la Régie canadienne de l'énergie.

---

[5] *Loi sur l'ONÉ, supra* note 2, art 52.

[6] *Loi sur la Cour suprême*, LRC (1985), c S-26.

[7] Voir Rowland J Harrison, « The Elusive Goal of Regulatory Independence and the National Energy Board: Is Regulatory Independence Achievable? What Does Regulatory "Independence" Mean? Should We Pursue It? » (2013) 50:4 Alta L Rev 757.

[8] La délivrance de ce certificat a par la suite été annulée par une décision de la Cour d'appel fédérale (CAF), au motif que le gouvernement fédéral (et non l'ONÉ) n'avait pas rempli ses obligations en matière de consultation des peuples autochtones au titre de leurs droits inhérents. Le gouvernement fédéral a décidé de ne pas interjeter appel de cette décision de la CAF, ce qui a entraîné l'annulation du projet.

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

La leçon pertinente au regard du débat actuel sur la simplification du processus règlementaire pourrait être résumée par l'adage familier « méfiez-vous de ce que vous souhaitez » !

Mon troisième exemple de défis est celui qu'il faut relever dans les efforts visant à simplifier le processus d'examen règlementaire, à savoir les appels généralisés en faveur de l'imposition de délais fixes pour l'approbation des projets. Les délais contraignants pour l'exécution des examens par l'ONÉ faisaient partie des modifications apportées en 2012 à la *Loi sur l'ONÉ* et étaient donc en vigueur en décembre 2013 lorsque Trans Mountain a déposé sa demande de prolongement du réseau proposé, le projet TMX. Toutefois, l'approbation finale de ce projet n'a pas été obtenue avant février 2019, soit plus de cinq ans plus tard. Le projet a finalement été concrétisé en 2024, soit près de 10 ans après le dépôt de la demande initiale.

Deux observations au sujet des délais prescrits. Premièrement, ils ne peuvent pas être inconditionnels et doivent être assortis d'échappatoires afin d'anticiper la possibilité, sinon la probabilité, de circonstances imprévues exigeant des rajustements des calendriers du projet, parfois à la demande des promoteurs de celui-ci.

Deuxièmement, les délais prescrits peuvent directement remettre en cause les principes de l'équité procédurale. En effet, les modifications apportées à la *Loi sur l'ONÉ* en 2012 reconnaissaient ouvertement ce potentiel et établissaient sans détour que l'Office doit trancher dans les délais prescrits « compte tenu […] de l'équité » [10].

Les délais prescrits pour les approbations peuvent jouer un rôle dans l'amélioration de l'efficacité du processus d'examen règlementaire. Toutefois, leur efficacité repose en fin de compte sur l'engagement de chaque participant dans le processus global, y compris les promoteurs du projet, à remplir son rôle individuel d'une manière efficace, efficiente et **en temps voulu**.

Aucun de ces trois exemples ne vise à laisser entendre que les défis liés à la simplification du processus règlementaire pour l'examen des grands projets d'infrastructure sont insurmontables. De toute évidence, ces défis doivent être relevés. En fait, la « simplification » n'est pas si simple, certainement pas aussi simple que beaucoup de critiques le laissent entendre — et comme certains politiciens voudraient le faire croire à la population.

Espérons que toutes les parties intéressées contribueront de façon constructive à relever les défis liés au processus règlementaire actuel du Canada pour l'examen des grands projets d'infrastructure, tout en reconnaissant la multiplicité des intérêts légitimes qui sont touchés par ces projets et en tenant compte de celle-ci. Espérons que l'on ne gaspillera pas cette occasion, ou cette « crise », comme beaucoup l'appellent — et qu'à l'avenir nous ne regarderons pas en arrière pour conclure, avec regret :

Plus ça change, plus c'est pareil.

Merci. ■

[10] *Loi sur l'ONÉ, supra* note 2, au para 11(4).

COMMENTAIRES SUR L'ARTICLE « LA SITUATION EST-ELLE DIFFÉRENTE CETTE FOIS-CI ? RÉFLEXIONS SUR UNE CARRIÈRE DANS LE SECTEUR DE LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE »

Tim Sargent, Ph.D. *

Je suis ravi d'avoir l'occasion de commenter les réflexions approfondies de Rowland Harrison, c.r., sur sa carrière dans le secteur de la règlementation de l'énergie. J'aborde toutefois la question sous un angle différent : je suis économiste et non avocat, et j'ai passé la majeure partie de ma carrière non pas au sein d'un organisme de règlementation, mais dans le monde de la politique, au Bureau du Conseil privé, où j'ai contribué au travail de modification de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*[1] (« *LCEE* ») en 2012, et à Pêches et Océans, à titre de sous-ministre, lorsque les modifications à la *Loi sur les pêches*[2] ont été apportées en 2019 et la nouvelle *Loi sur l'évaluation d'impact*[3] (« *LEI* ») a été adoptée.

Dans son article, M. Harrison conclut que les appels récents à « simplifier la règlementation », reflétés dans le projet de loi C-5 du gouvernement Carney, la *Loi sur l'unité de l'économie canadienne*[4] (qui édicte la *Loi sur le libre-échange et la mobilité de la main-d'œuvre au Canada* et la *Loi visant à bâtir le Canada*), n'ont rien de nouveau et, à bien des égards, que le gouvernement Carney adopte une approche

* Tim Sargent est directeur de la politique intérieure et agrégé supérieur de recherche à l'Institut Macdonald-Laurier, à Ottawa. Après 28 ans au sein du gouvernement fédéral canadien, il a occupé des postes de haut niveau, y compris des postes de sous-ministre. Il est titulaire d'un doctorat en économie de l'UBC, d'une maîtrise de l'Université Western et d'un baccalauréat de l'Université de Manchester. Originaire du Royaume-Uni, il vit maintenant à Ottawa.

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

[2] *Loi sur les pêches*, LRC (1985), c F-14.

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

[4] Projet de loi C-5, Loi édictant la Loi sur le libre-échange et la mobilité de la main-d'œuvre au Canada et la Loi visant à bâtir le Canada, *Loi sur l'unité de l'économie canadienne*, 1re session, 44e législature 2025.

semblable à celle du gouvernement Harper et devra relever bon nombre des mêmes défis. Il donne trois exemples où la situation pourrait vraisemblablement se présenter.

Le premier exemple consiste en l'idée d'un guichet fédéral unique pour les promoteurs. Comme M. Harrison l'a fait remarquer, le gouvernement Harper a mis sur pied le Bureau de gestion des grands projets (« BGGP ») en 2007 précisément pour offrir ce guichet unique. Toutefois, la création de ce bureau (qui a finalement été éliminé lorsque la *LEI* est entrée en vigueur) n'a pas empêché le ministère des Pêches et des Océans (« MPO »), Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC ») et Transports Canada (« TC ») et plusieurs autres organismes et ministères de jouer un rôle de règlementation. En fin de compte, les entreprises continuaient de devoir traiter avec les ministères compétents pour obtenir des permis, un processus souvent laborieux.

Le projet de loi C-5 tente de s'attaquer à cette multiplicité de décideurs en subordonnant toutes les décisions prises par le gouvernement fédéral dans le cas des projets jugés d'intérêt national au droit de regard du Cabinet, lequel prendrait alors une décision rapidement.

Cela nous amène au deuxième exemple de M. Harrison, soit la centralisation de tous les pouvoirs décisionnels au sein du Cabinet, qui s'inscrit dans le même ordre d'idées que la décision du gouvernement Harper de retirer à l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») le pouvoir de refuser un projet. Il fait remarquer que cette décision n'a finalement rien fait pour accélérer le projet Northern Gateway, que l'ONÉ aurait approuvé de toute façon. Au lieu de cela, l'érosion du pouvoir décisionnel indépendant de l'Office national de l'énergie a facilité la tâche au gouvernement Trudeau qui voulait se débarrasser complètement de l'Office et le remplacer par la Régie canadienne de l'énergie qui, contrairement à l'ONÉ, n'avait pas l'attribution de réaliser des évaluations environnementales.

Le troisième exemple est la tentative d'établir des délais de reddition de décisions relatives à des projets, afin que les promoteurs puissent avoir l'assurance que le processus ne tardera pas inutilement, ce qui leur coûterait du temps et de l'argent. Bien que le projet de loi C-5 ne soit pas explicite à ce sujet, le premier ministre Carney s'est engagé à respecter un délai de deux ans pour l'approbation des projets. Toutefois, les délais d'approbation des projets n'ont rien de nouveau : les modifications apportées en 2012 à la *Loi sur l'ONÉ* prescrivaient un délai de 18 mois, ce qui n'a pas empêché le projet de prolongement de l'oléoduc Trans Mountain (« TMX ») de devoir attendre plus de cinq ans avant d'être approuvé. En effet, la *LEI* du gouvernement Trudeau comportait aussi des délais prescrits par la loi. En fait, les délais prévus par la loi ne s'appliquent pas à l'une des principales sources de retard, soit les contestations judiciaires de projets pour des motifs environnementaux ou liés aux droits des peuples autochtones. De plus, les promoteurs eux-mêmes pourraient avoir besoin de plus de temps et demander ainsi que le processus soit interrompu.

On peut donc démontrer de façon convaincante que bon nombre des problèmes sous-jacents sont demeurés les mêmes ces deux dernières décennies. En fait, je dirais que, à bien des égards, les défis auxquels le gouvernement Carney est confronté sont plus grands que ceux avec lesquels a dû composer le premier ministre Harper, compte tenu de l'évolution de l'environnement depuis l'élection du gouvernement Trudeau en 2015.

- L'accent mis par le gouvernement Trudeau sur la réconciliation, et en particulier l'incorporation de la *Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones*[5] (« DNUDPA ») dans la loi, signifie que de nombreuses collectivités autochtones s'attendent maintenant à exercer un droit de veto global sur le développement.

- De nombreuses organisations non gouvernementales de l'environnement (ONGE) s'opposent maintenant à des projets en se fondant non seulement sur les impacts environnementaux directs d'un projet, mais aussi sur les effets relatifs au gaz à effet de serre (GES). La *LEI* du gouvernement Trudeau reflétait cette approche en incluant les gaz à effet

[5] *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*, HCDH, 33e session, UN Doc A/RES/61/295 (2007).

de serre comme critère d'approbation des projets.

- Deux provinces, soit la Colombie-Britannique et le Québec, se sont opposées farouchement à ce que des pipelines traversent leur territoire. En effet, la Colombie-Britannique a lancé une contestation judiciaire contre TMX et le Québec a tenté d'assujettir le pipeline Énergie Est à son propre processus d'évaluation environnementale, même si le gouvernement fédéral a clairement compétence en matière d'infrastructure de transport interprovincial. Le gouvernement Carney est allé plus loin que le gouvernement Trudeau à cet égard : le premier ministre a déclaré que les provinces devraient accepter tout pipeline traversant leur territoire[6].

- D'autres changements, y compris l'interdiction des pétroliers sur la côte Ouest au nord de l'île de Vancouver et les initiatives règlementaires visant à réduire la production de combustibles fossiles, comme le plafond des émissions pétrolières et gazières, rendent plus difficile l'exploitation de nouveaux oléoducs et gazoducs même s'ils devaient être approuvés et construits.

Compte tenu de ces obstacles et des défis qu'a dû relever le gouvernement Harper, le projet de loi C-5 fournira-t-il une base solide pour aller de l'avant avec les grands projets énergétiques au Canada, en particulier les pipelines ?

J'ai tendance à être d'accord avec M. Harrison pour dire qu'il est peu probable que le gouvernement réussisse à centraliser les pouvoirs et la prise de décisions et à imposer des échéanciers, comme il le souhaiterait, car il ne s'attaque pas vraiment aux causes fondamentales qui rendent le processus d'approbation de projet du Canada lent, lourd et imprévisible. Ces causes comprennent celles qui suivent :

Absence d'un processus de consultation des peuples autochtones qui soit transparent et opportun

- Bien que le projet de loi fasse souvent référence aux droits des peuples autochtones, il n'établit pas un processus de consultation clair qui fournira une tribune équitable aux collectivités autochtones pour faire entendre leur voix, ce qui rend probable que les collectivités lésées soient en mesure de contester avec succès les décisions, comme ce fut le cas avec le pipeline de Trans Mountain[7].

Exigences environnementales fédérales onéreuses

- Le projet de loi C-5 tente de contourner de nombreuses lois fédérales, comme la *Loi sur les espèces en péril*[8] (« *LEP* »), la *Loi sur les pêches*[9] (« *LP* ») et la *Loi de 1994 sur la convention concernant les oiseaux migrateurs*[10] (« *LCOM* »). Les dispositions de ces lois ont été blâmées pour avoir prolongé les délais d'approbation et de construction, à la fois parce qu'elles exigent une étude approfondie des répercussions du projet, mais aussi parce qu'elles peuvent entraîner des exigences onéreuses pour les promoteurs (le pipeline Northern Gateway devait satisfaire à 209 conditions et le projet TMX à 159). Le projet de loi C-5 demande essentiellement que le Cabinet approuve le projet dès le départ, en fonction « de tout facteur qu'il [le gouverneur en conseil] estime pertinent » (para 5(6)), et établit que l'approbation a préséance sur les exigences d'autres lois pertinentes.

- Toutefois, la décision du Cabinet sera toujours susceptible de révision par les tribunaux selon la norme du caractère

[6] Carson Jerema, « Carson Jerema : Carney ignores his own constitutional power to approve pipelines » (dernière modification le 9 juin 2025), en ligne : <nationalpost.com/opinion/carson-jerema-carney-ignores-his-own-constitutional-power-to-approve-pipelines>.

[7] *Tsleil-Waututh Nation v Canada (Attorney General)*, 2018 CanLII 153 (FCA).

[8] *Loi sur les espèces en péril*, LC 2002, c 29.

[9] *Loi sur les pêches*, (LRC 1985, c F-14)

[10] *Loi de 1994 sur la convention concernant les oiseaux migrateurs*, LC 1994, c 22.

raisonnable, et il reste à savoir si les tribunaux insisteront pour que le même genre d'information sur les répercussions environnementales soit présenté aux décideurs que ce qui aurait été exigé en vertu de la *LEP*, de la *LP*, de la *LCOM* et d'autres lois.

- En outre, le projet de loi C-5 établit clairement (au para 6(2)) que les promoteurs doivent quand même satisfaire aux conditions fixées par le gouvernement. Ces conditions feraient également l'objet d'un contrôle judiciaire selon le critère du caractère raisonnable, et en l'absence de critères précis énoncés dans le projet de loi, les tribunaux pourraient bien s'appuyer sur les lois existantes pour évaluer le caractère raisonnable des conditions. Il y a ici un risque que le gouvernement doive imposer des dizaines de conditions que les promoteurs pourraient trouver coûteuses à respecter.

Confusion au sujet des rôles fédéraux et provinciaux

- Comme il a été mentionné précédemment, plusieurs provinces ont contesté le droit du gouvernement fédéral d'approuver des projets interprovinciaux, et le gouvernement Carney semble maintenant avoir accordé aux provinces un droit de veto sur les projets qui franchissent leurs frontières. En toute justice pour les provinces, il faut avouer que le gouvernement fédéral n'a pas hésité à s'ingérer dans des domaines de compétence provinciale, notamment par l'entremise de la *LEI*, où la Cour suprême du Canada[11] a invalidé des dispositions jugées entièrement relevant de la compétence des provinces. Un autre exemple est la *LEP*, que de nombreux gouvernements provinciaux ont critiquée parce qu'elle empiète sur les compétences provinciales lorsqu'elle s'applique à l'extérieur du territoire domanial et aux espèces autres que le poisson ou les oiseaux migrateurs qui relèvent clairement de la compétence du gouvernement fédéral.

Confusion au sujet des rôles du gouvernement et des entreprises

- Idéalement, les gouvernements devraient faire ce qu'ils font le mieux, c'est-à-dire règlementer dans l'intérêt national, en établissant des règles de conduite claires qui offrent certitude et prévisibilité aux entreprises pour que celles-ci puissent faire ce qu'elles font le mieux, soit choisir, concevoir et exécuter des projets qui ont du sens sur le plan économique.

- Cependant, le projet de loi C-5 brouille ces lignes. Bien qu'il accorde au gouvernement un maximum de latitude pour déterminer si un projet est dans l'intérêt national, il ne garantit pas ce résultat, quels que soient les critères auxquels un projet pourrait satisfaire; les promoteurs éventuels sont ainsi laissés dans l'incertitude quant à ce qui sera jugé admissible.

Quelle est donc la voie à suivre ? Dans son dernier paragraphe, M. Harrison conclut en disant espérer que « toutes les parties intéressées contribueront de façon constructive à relever les défis liés au processus règlementaire actuel du Canada ». Je ne suis pas convaincu qu'il en sera ainsi dans la mesure nécessaire pour apporter un changement important à l'environnement règlementaire des grands projets énergétiques au Canada. Comme nous l'avons vu avec le projet TMX, de nombreuses organisations non gouvernementales de l'environnement (« ONGE ») et nations autochtones, et même des provinces, peuvent s'opposer farouchement à un projet malgré les tentatives de répondre aux préoccupations légitimes.

Je dirais plutôt que le gouvernement doit s'attaquer aux problèmes fondamentaux de notre système d'évaluation environnementale qui sont décrits ci-dessus. Pour ce faire, il lui faudra :

1. un protocole clair sur la consultation des peuples autochtones qui établit un processus clair et des délais raisonnables. Ce protocole devrait bien sûr faire l'objet de consultations auprès des nations autochtones, après quoi le gouvernement devrait renvoyer ce protocole à la CSC afin que les promoteurs puissent avoir la certitude de pouvoir remplir leurs

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

obligations en matière de consultation sans craindre une poursuite obtenant gain de cause;

2. une réforme de fond des lois fédérales en matière d'environnement, en particulier de la *LEI* et de la *LEP*, afin d'éliminer l'ingérence du gouvernement fédéral dans les domaines de compétence provinciale;

3. une affirmation explicite de la suprématie du gouvernement fédéral dans les domaines relevant clairement de la compétence fédérale, en particulier les pipelines interprovinciaux;

4. des critères clairs pour les promoteurs quant aux types de projets que le gouvernement fédéral jugerait acceptables.

Même si le projet de loi C-5 est manifestement ambitieux et bien intentionné, je pense que les réformes plus fondamentales décrites ci-dessus seront incontournables pour que le Canada puisse effectuer les investissements dans son infrastructure énergétique dont il a impérieusement besoin pour soutenir sa prospérité économique au cours des années à venir. ■

LOI VISANT À BÂTIR LE CANADA : « AGIR RAPIDEMENT ET BÂTIR » OU « AGIR RAPIDEMENT ET DÉTRUIRE » ?

*David V. Wright et Martin Z. Olszynski**

INTRODUCTION

Le vendredi 6 juin, le nouveau gouvernement de M. Carney a déposé le projet de loi C-5, dont la partie II comprend la *Loi visant à bâtir le Canada*[1]. À la suite d'un processus législatif extrêmement rapide et pratiquement sans précédent, la nouvelle loi a reçu la sanction royale moins de trois semaines plus tard, soit le 26 juin 2025[2]. La nouvelle loi vise à donner suite à une promesse d'accélérer la mise en valeur des ressources et de simplifier l'approbation des projets fédéraux[3]. Le dépôt du projet de loi a fait suite à la réunion des premiers ministres[4] de juin 2025, au cours de laquelle on a discuté de grands projets éventuels comme « les autoroutes, les chemins de fer, les ports, les aéroports, les pipelines, les minéraux critiques, les mines, les installations nucléaires et les systèmes de transport d'électricité »[5]. Le projet de loi s'est inscrit dans le contexte plus large des menaces qui pèsent sur la sécurité économique et la souveraineté du Canada en raison de ce qui se passe au sud de la frontière, comme les tarifs douaniers et les ambitions impérialistes[6] exprimées, ainsi que des ondes de choc connexes qui déferlent sur les ordres économiques et politiques mondiaux.

---

* David V. Wright, Professeur agrégé, faculté de droit de l'Université de Calgary; chercheur associé, Calgary School of Public Policy.

Martin Z. Olszynski, Professeur agrégé, titulaire de la chaire en énergie, ressources et durabilité, faculté de droit de l'Université de Calgary.

[1] Projet de loi C-5, *Loi édictant la Loi sur le libre-échange et la mobilité de la main-d'œuvre au Canada et la Loi visant à bâtir le Canada*, 1re session, 45e législature, 2025 (première lecture le 6 juin 2025) [Projet de loi C-5, *Loi visant à bâtir le Canada*].

[2] Projet de loi C-5, *Loi édictant la Loi sur le libre-échange et la mobilité de la main-d'œuvre au Canada et la Loi visant à bâtir le Canada*, 1re session, 45e législature, 2025 (sanctionné le 26 juin 2025).

[3] Mark Ramzy, « Mark Carney promise to 'build, baby, build' has some Canadians fearing the worst », *Toronto Star* (24 mai 2025), en ligne : <thestar.com> [perma.cc/HUE7-EA9A]. Voir aussi le discours du Trône récent : Canada, Conseil privé, *discours du Trône*, 1re session, 45e législature (27 mai 2025) en ligne : <canada.ca/fr/conseil-prive.html> [perma.cc/JB69-W8T3].

[4] Premier ministre du Canada, déclaration, « Déclaration des premiers ministres du Canada, des provinces et des territoires sur le renforcement de l'économie canadienne et l'avancement des grands projets » (2 juin 2025), en ligne : <pm.gc.ca/fr/nouvelles/declarations/2025/06/02/declaration-des-premiers-ministres-du-canada-des-provinces-et-des-territoires> [perma.cc/G7Y4-9CF2].

[5] Canada, Affaires intergouvernementales, Unité de l'économie canadienne : *Loi édictant la Loi sur le libre-échange et la mobilité de la main-d'œuvre au Canada et la Loi visant à bâtir le Canada* (Ottawa : Affaires intergouvernementales, 6 juin 2025), en ligne : <canada.ca/fr/affaires-intergouvernementales.html> [perma.cc/3QHD-D8FY].

[6] Allan Smith & Peter Nicholas, « Trump's quest to conquer Canada is confusing everyone », *NBC News* (14 mars 2025), en ligne : <nbcnews.com> [perma.cc/YY3L-Q4HS].

La première partie du présent article décrit la structure et l'approche de base de la *Loi visant à bâtir le Canada* comme elle a été déposée pour la première fois, et propose des réflexions initiales et des commentaires. La deuxième partie décrit certains des amendements les plus importants qui ont été présentés par le Comité des transports de la Chambre et adoptés à l'étape de la troisième lecture par la Chambre des communes[7]. La troisième partie présente des commentaires additionnels sur les tendances générales et les répercussions de la *Loi visant à bâtir le Canada.*

Dans l'ensemble, bien que le projet de loi présente plusieurs caractéristiques préoccupantes (en plus des processus parlementaires et de la rédaction précipitée, et probablement à cause de ceux-ci), les résultats dépendront en grande partie de la façon dont la Loi sera mise en œuvre. Il est possible que cette nouvelle loi ne change pas grand-chose sur le plan pratique. Des projets continueront d'être proposés, examinés et déployés conformément aux autorisations règlementaires fédérales exécutoires et aux conditions d'approbation connexes.

Cependant, la *Loi visant à bâtir le Canada* confère un pouvoir législatif nouveau et vaste qui crée une nouvelle voie juridique permettant d'accélérer la mise en œuvre d'au moins un petit nombre de projets — et certains pourraient aller jusqu'à dire — plus rapidement que jamais. Il reste à voir si une telle approche se traduira par « agir rapidement et bâtir » ou « agir rapidement et détruire ». Les histoires invitant à la prudence dans le contexte canadien donnent à penser que la précipitation et l'étroitesse des processus d'examen des grands projets de ressources et d'infrastructure peuvent entraîner des contrecoups (p. ex. le mouvement Idle No More[8]), des dépassements de coûts, de longues batailles juridiques et, dans le pire des cas, des effets dévastateurs sur la santé humaine et écosystémique.

PARTIE I : PROCESSUS GÉNÉRAL ET ROUAGES DE LA *LOI VISANT À BÂTIR LE CANADA*

Malgré l'attention que le préambule porte à la protection de l'environnement et aux droits des peuples autochtones, le projet de loi est axé sur « un processus accéléré qui renforce la certitude règlementaire et la confiance des investisseurs »[9]. La principale façon d'y parvenir est, pour reprendre les mots du gouvernement, de faire passer le processus de « si » un projet devrait être réalisé à « comment » le réaliser[10]. La structure linéaire du processus proposé est relativement simple et fondée principalement sur l'octroi, par le gouvernement fédéral, d'un feu vert hâtif aux promoteurs de projet et la limitation — sans toutefois éliminer cette possibilité — du risque d'un feu rouge à une étape tardive (voir la discussion ci-dessous au sujet des paragraphes 5(4) et 5(5)).

Premièrement, un projet est désigné et inclus à l'annexe 1 comme étant d'intérêt national (« projet d'intérêt national » ou, ci-après, « PIN »)[11] au regard de cinq facteurs explicites, mais non exhaustifs. Deuxièmement, toutes les décisions et conclusions du gouvernement fédéral concernant le PIN indiqué (p. ex. la décision de délivrer une autorisation en vertu de la *Loi sur les pêches* pour les répercussions sur l'habitat du poisson) sont réputées avoir été établies en faveur de la réalisation du projet[12]. Troisièmement, le promoteur du PIN doit prendre toutes les mesures nécessaires pour respecter ces mêmes autorisations fédérales, et les collectivités autochtones susceptibles d'être

[7] Canada, Chambre des communes, Projet de loi C-5, *Loi édictant la Loi sur le libre-échange et la mobilité de la main-d'œuvre au Canada et la Loi visant à bâtir le Canada*, Comité permanent des transports, de l'infrastructure et des collectivités, 1re session, 45e législature, 2025 (président : Peter Schiefke), en ligne : <https://www.noscommunes.ca/fr> [perma.cc/TS5N-2RH7]. Le Sénat a finalement choisi de ne pas proposer d'amendements de son propre chef. Il convient cependant de souligner que la Chambre a ajourné ses travaux avant que le Sénat ait pu même débattre des amendements possibles. Cela signifie que le Sénat n'a pas été en mesure de proposer des amendements et d'insister pour les faire adopter sans qu'il soit nécessaire que la Chambre se réunisse de nouveau.

[8] Laura Beaulne-Stuebing, « How Idle No More transformed Canada », *CBC Radio* (26 novembre 2022), en ligne : <cbc.ca/radio> [perma.cc/8M2F-87MC].

[9] *Projet de loi C-5*, *Loi visant à bâtir le Canada*, *supra* note 1, art 4.

[10] Rachel Aiello, « Carney gov't tables bill to reduce interprovincial trade barriers, build national projects », *CTV News* (6 juin 2025), en ligne : <ctvnews.ca> [perma.cc/4LNQ-35YD].

[11] *Projet de loi C-5, Loi visant à bâtir le Canada, supra* note 1 à l'annexe 1 et au para 5(5).

[12] *Ibid* au para 6(1); voir p. ex. la *Loi sur les pêches*, LRC 1985, c F-14.

touchées par le projet doivent être consultées (le moment et la durée de cette troisième étape ne sont pas clairs et varieront certainement d'un projet à l'autre)[13]. Quatrièmement, le ministre doit par la suite remettre au promoteur du PIN un même document renfermant l'ensemble des autorisations, lequel est réputé contenir toutes les autorisations requises et satisfaire aux exigences prévues sous le régime de tout texte législatif en vertu duquel ces autorisations seraient normalement sollicitées. Ce document doit comprendre les conditions relatives aux autorisations fédérales applicables[14].

Les paragraphes qui suivent expliquent ces quatre étapes, puis examinent les autres dispositions du projet de loi relatives aux organismes fédéraux de règlementation du cycle de vie, un pouvoir exécutif extrêmement vaste d'adopter et de modifier des lois, ainsi qu'une exigence en matière de rapport.

1. DÉSIGNATION ET INSCRIPTION À L'ANNEXE DES PROJETS D'INTÉRÊT NATIONAL (PIN)

La création d'une liste de PIN est au cœur du projet de loi. En vertu du paragraphe 5(1), le gouverneur en conseil (c.-à-d. le Cabinet fédéral) peut, sur la recommandation du ministre, ajouter un PIN à l'annexe 1, qui est essentiellement la liste maîtresse des PIN[15]. Le nom et la description d'un PIN peuvent être modifiés en tout temps et, comme il est sous-entendu ci-dessus, un PIN peut même être supprimé de la liste jusqu'au moment où il reçoit son document de décision en vertu de l'article 7[16], ce qui signifie bien sûr qu'il ne bénéficie plus du statut supérieur que reçoivent les PIN figurant à l'annexe, y compris le traitement prioritaire dans le système fédéral. Selon la façon dont le gouvernement exerce (ou n'exerce pas) ce pouvoir de suppression d'un PIN, le fait qu'un PIN puisse être supprimé de la liste pourrait empêcher des promoteurs de se montrer trop cavaliers en exigeant des exemptions aux exigences règlementaires fédérales en vigueur (p. ex. les autorisations en vertu de la *Loi sur les pêches*), comme nous le verrons plus loin.

Le fondement de la désignation des PIN est énoncé au paragraphe 5(6), qui comprend la liste non exhaustive suivante des facteurs qui peuvent être pris en considération :

> a) renforcer l'autonomie, la résilience et la sécurité du Canada;
>
> b) procurer des avantages économiques ou autres au Canada;
>
> c) avoir une forte probabilité de mise en œuvre réussie;
>
> d) promouvoir les intérêts des peuples autochtones;
>
> e) contribuer à la croissance propre et à l'atteinte des objectifs du Canada en ce qui a trait aux changements climatiques[17].

De plus, le paragraphe 5(7) exige qu'avant de recommander l'ajout d'un PIN à la liste, le ministre « consulte tout autre ministre fédéral et tout gouvernement provincial ou territorial qu'il estime indiqués de même que les peuples autochtones dont les droits reconnus et confirmés par l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* pourraient être lésés par la réalisation du projet visé par le décret »[18].

Il convient de souligner qu'aucun échéancier ni aucune autre obligation procédurale prescriptive n'est imposée au processus d'inscription, bien que les amendements dont il est question à la partie II apporteront beaucoup plus de transparence à l'exercice. Cela laisse beaucoup de latitude au gouvernement et aux promoteurs, et on peut supposer que le processus variera d'un cas à l'autre. L'un des aspects clés à surveiller est la mesure dans laquelle la précipitation actuelle pour désigner et inscrire les projets compromet une consultation significative auprès des peuples autochtones.

---

[13] *Projet de loi C-5*, *Loi visant à bâtir le Canada*, *supra* note 1 au para 6(2), 7(2)(c).

[14] *Ibid* au para 7(1).

[15] *Ibid* à l'annexe 1 et au para 5(1).

[16] *Ibid* au para 5(3), à l'art 7 et aux paras 5(4)–(5).

[17] *Ibid* au para 5(6).

[18] *Ibid* à l'al 7(2)(c).

Les gouvernements et les dirigeants autochtones ont déjà exprimé des préoccupations à ce sujet[19]. Comment la Couronne peut-elle s'acquitter de ses obligations en matière de consultation (et même obtenir le consentement) à l'égard d'un projet d'édification de la nation à grande échelle dans les délais serrés qui semblent être envisagés par le gouvernement et les promoteurs? La réponse n'est pas tout à fait claire. La seule façon serait peut-être que la première série de PIN ne comprenne que des projets qui sont déjà entièrement appuyés par les peuples autochtones qui pourraient être touchés négativement par le projet.

2. PRÉSOMPTIONS ET APPROBATIONS

L'ajout d'un PIN à la liste fait en sorte qu'il reçoit rapidement le feu vert pour toute approbation règlementaire fédérale qui peut être requise. Le paragraphe 6(1) prévoit que toutes les « décisions » qui doivent être rendues et les « conclusions » qui doivent être formulées par le gouvernement fédéral pour qu'une autorisation soit accordée à l'égard d'un PIN inscrit sont réputées en faveur de la réalisation du projet[20]. Cependant, cette présomption « n'a pas pour effet d'exempter le promoteur du projet de l'obligation de prendre toutes les mesures qu'il est tenu de prendre […] à l'égard d'une autorisation »[21].

Encore une fois, cela fait passer le processus d'un « si » à un « comment » en garantissant effectivement qu'une autorisation sera fournie, tout en exigeant que le promoteur s'acquitte de ses obligations pour obtenir cette autorisation (sous réserve d'éventuels règlements futurs qui pourraient éliminer ces exigences, comme nous l'expliquons plus en détail ci-dessous). Par exemple, le promoteur d'un PIN peut avoir l'assurance qu'il obtiendra l'autorisation nécessaire en vertu de l'article 35 de la *Loi sur les pêches* pour causer la détérioration, la destruction ou la perturbation de l'habitat du poisson (« DDP »), mais il doit tout de même présenter une demande d'autorisation conformément aux règlements pertinents[22].

Avant de recommander l'inscription d'un PIN, le ministre doit consulter tout autre ministre fédéral ainsi que tout gouvernement provincial ou territorial qu'il estime indiqué et, par la suite, il doit consulter « les peuples autochtones dont les droits reconnus et confirmés par l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* pourraient être lésés par la réalisation du projet visé par le document »[23]. À ce stade, on ne sait pas dans quelle mesure une consultation significative avec les collectivités autochtones peut avoir lieu, étant donné que la consultation est fortement axée sur des faits et un contexte précis. Et à ce stade précoce, bon nombre des faits et des détails concernant le projet demeurent inconnus. Encore une fois, le seul raccourci possible se présente dans un contexte où la collectivité autochtone est prête à fournir un consentement complet, libre, préalable, éclairé et explicite et en tenant pour acquis que la consultation est menée par la Couronne à ce stade précoce.

3. DOCUMENT DES AUTORISATIONS ET DES CONDITIONS TOUT-EN-UN

Une fois que toutes les autorisations pertinentes ont été demandées conformément à l'article 6, le ministre est tenu de fournir au promoteur du PIN un document qui est « réputé être chaque autorisation qui y est précisée à l'égard du projet »[24]. Ce document tout-en-un contenant toutes les autorisations ne peut être fourni qu'après le respect de trois conditions : le promoteur a pris toutes les mesures à l'égard de chaque autorisation fédérale autrement applicable; le ministre a consulté le ministre responsable de chacune des autorisations fédérales au sujet des conditions d'approbation, et les peuples autochtones ont été consultés au

[19] Emily Haws et Laura Stone, « AFN calls emergency meeting to discuss Projet de loi C-5 » *The Globe and Mail* (6 juin 2025), en ligne : <theglobeandmail.com> [perma.cc/CZ3F-HQ7B]. Voir aussi Mark Blackburn, « 9 First Nations challenge federal and provincial project laws in court » *APTN News*, en ligne : <aptnnews.ca/national-news/9-first-nations-challenge-federal-and-provincial-project-laws-in-court>

[20] *Projet de loi C-5*, *Loi visant à bâtir le Canada*, *supra* note 1 au para 6(1).

[21] *Ibid* au para 6(2).

[22] *Loi sur les pêches*, LRC 1985, ch. F-14 [*Loi sur les pêches*]. Voir aussi le *Règlement sur les autorisations relatives à la protection du poisson et de son habitat*, DORS/2019-286, art 2.

[23] *Projet de loi C-5*, *Loi visant à bâtir le Canada*, *supra* note 1 au para 5(7).

[24] *Ibid* au para 7(1).

sujet des effets négatifs éventuels[25]. Le document doit également énoncer les conditions qui s'appliquent à chaque autorisation fédérale[26]. Ces conditions sont liées à leur autorisation fédérale particulière respective pour garantir un fondement juridictionnel et constitutionnel solide[27]. Les conditions et les autorisations peuvent être modifiées, pour autant que le ministre satisfasse aux autres exigences en matière de consultation[28]. L'annexe 2 du projet de loi énonce les lois et règlements fédéraux pertinents en vertu desquels des autorisations peuvent être requises, comme la *Loi sur les pêches*, la *Loi sur les eaux navigables canadiennes*[29] et la *Loi sur les espèces en péril*[30].

Bien que ce nouveau processus progresserait très rapidement jusqu'à l'ajout d'un PIN à l'annexe 1, il ralentirait probablement par la suite, car il faudra inévitablement du temps au promoteur pour recueillir de l'information, présenter des demandes d'approbation règlementaire, et travailler avec les organismes de règlementation tout au long de ces processus règlementaires fédéraux particuliers. Un tel ralentissement à cette étape à volets multiples serait toutefois atténué par la création d'un nouveau « Bureau des grands projets » (BGP), qui servira de point de contact unique[31]. Cette approche permet en fin de compte au ministre de publier un seul document tout-en-un au lieu que plusieurs ministres communiquent chacun leurs décisions règlementaires.

Pour être clair, il n'y a pas de mal, et il y a même une certaine utilité, à regrouper les autorisations et les permis nécessaires en un même endroit. Toutefois, le paragraphe 7(3) de la *Loi visant à bâtir le Canada* entretient la présomption que l'autorisation principale est « réputée » répondre aux exigences prévues sous le régime de tout texte législatif régissant les autorisations pertinentes dans le cours normal des choses[32]. Le terme « réputé » joue un rôle crucial ici. Comme l'a expliqué le ministère fédéral de la Justice, la « présomption » est utilisée pour créer une fiction juridique[33]. Pour comprendre pourquoi une telle fiction pose problème, il est utile de se rappeler que les lois environnementales modernes sont à la fois orientées vers l'extérieur et vers l'intérieur : elles contraignent les particuliers et les sociétés, mais ces contraintes sont rarement absolues — elles constituent des propositions de départ. À ce stade, reconnaissant le piètre bilan des gouvernements en matière de prise en compte des préoccupations environnementales dans la prise de décisions, les lois sur l'environnement cherchent aussi à contraindre l'organe exécutif.

Par exemple, si un PIN a une incidence sur l'habitat du poisson, alors l'article 34.1 de la *Loi sur les pêches* exigerait normalement que le BGP tienne compte de plusieurs facteurs, y compris la possibilité d'effets cumulatifs, avant de délivrer une autorisation[34]. Si un PIN déclenche l'application de la *Loi sur l'évaluation d'impact*, l'Agence et le ministre sont normalement tenus par l'article 6 d'appliquer le principe de précaution et d'adhérer au principe de l'intégrité scientifique[35]. Ces contraintes sont des balises; elles ne dictent pas un résultat particulier, mais aident à orienter la prise de décisions — à divers degrés — vers le développement durable[36].

Le paragraphe 7(3) ampute essentiellement cette partie du régime environnemental fédéral pour les PIN. Il crée la « fiction juridique » selon laquelle le ministre désigné s'est conformé à toutes ces balises, même si ce n'est pas le cas[37]. De plus, parce qu'il s'agit d'une fiction

[25] *Ibid* au para 7(2).

[26] *Ibid* au para 7(5).

[27] *Ibid* aux paras 7(5)–(6).

[28] *Ibid* aux paras 8(1)–(3).

[29] *Loi sur les eaux navigables canadiennes*, LRC 1985, c N-22.

[30] *Loi sur les espèces en péril*, LC 2002, c 29.

[31] *Supra* note 5; *Projet de loi C-5*, *Loi visant à bâtir le Canada*, *supra* note 1, art 20.

[32] *Ibid* au para 7(3).

[33] Canada, ministère de la Justice, *Legistics*, (2024) en ligne :< justice.gc.ca> [perma.cc/9DBR-TYVY].

[34] *Loi sur les pêches, supra* note 21 à l'art 34.1.

[35] *Loi sur l'évaluation d'impact*, LC 2019 ch. 28; Projet de loi C-5, *Loi visant à bâtir le Canada*, *supra* note 1 à l'art 6.

[36] A. Dan Tarlock, « Is There a There There in Environmental Law? » (2004) 19 J Land Use & Envtl L 213.

[37] *Projet de loi C-5*, *Loi visant à bâtir le Canada*, *supra* note 1 au para 7(3).

juridique créée explicitement par la loi, le rôle de surveillance de la magistrature canadienne semble également avoir été circonscrit ou même annulé — un rôle qui s'était révélé essentiel pour assurer au moins un semblant de mise en œuvre des lois environnementales du Canada. Cela reste à mettre à l'épreuve devant les tribunaux, mais une autorisation en vertu de l'article 7 peut effectivement échapper à des contestations judiciaires, sauf celles qui ont une dimension constitutionnelle, comme le défaut de la Couronne fédérale de s'acquitter de ses obligations en matière de consultation et d'accommodement à l'égard des peuples autochtones qui pourraient être touchés négativement[38].

4. LIEN AVEC D'AUTRES PROCESSUS D'EXAMEN FÉDÉRAUX

Les articles 9 à 18 du projet de loi établissent la façon dont le régime de PIN proposé interagirait avec d'autres organismes de règlementation fédéraux existants qui participent à des processus d'examen de projets[39]. En effet, certains PIN peuvent relever de ces autres organismes de règlementation, y compris les régies de l'énergie extracôtière de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve, la Commission canadienne de sûreté nucléaire et la Régie de l'énergie du Canada. L'approche de base du projet de loi consiste à exiger que le ministre désigné en vertu de la *Loi visant à bâtir le Canada* consulte ces organismes de règlementation avant de communiquer un document en vertu de l'article 7; qu'il les consulte de nouveau avant de modifier toute condition d'un document en vertu de l'article 7; et, dans tous les cas, ne délivre un document en vertu de l'article 7 pour ces projets que si certaines conditions sont remplies (celles-ci varient d'un organisme de règlementation à un autre, mais comprennent généralement la sécurité humaine et le respect des obligations internationales pertinentes)[40]. Outre ces considérations, le régime des PIN ne modifie pas les processus administrés par ces organismes fédéraux, la principale différence étant que toutes les décisions et conclusions sont réputées favoriser l'approbation des projets.

Le projet de loi reconnaît également que certains PIN (peut-être la plupart) peuvent aussi être des projets désignés en vertu de la *Loi sur l'évaluation d'impact* fédérale (« *LEI* »). Le processus de la *LEI* continuerait de s'appliquer, mais avec une modification importante — l'élimination de la phase de planification de 180 jours[41]. Pour ceux qui s'intéressent à une forte participation du public et souscrivent à la logique voulant que la phase de planification fournisse le temps et l'espace nécessaires pour établir des relations et obtenir l'acceptabilité sociale, il s'agit d'un important pas en arrière. Le gouvernement pourrait atténuer ce recul en ciblant les PIN qui sont déjà bien avancés, y compris d'importants engagements passés et la participation des membres du public et des collectivités autochtones.

Enfin, d'après le libellé du projet de loi, il est implicitement entendu que les processus établis en vertu des traités modernes et des ententes sur l'autonomie gouvernementale ne changent pas. Par exemple, un projet qui déclenche l'application de la *Loi sur l'évaluation environnementale et socioéconomique au Yukon*, de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* ou de la *Loi sur l'aménagement du territoire et l'évaluation des projets au Nunavut* devrait tout de même faire l'objet d'une évaluation en vertu de ces lois[42]. Il est toutefois possible que l'emplacement d'un PIN se trouve dans la zone géographique visée par ces lois et les traités modernes connexes. En pareil cas, la *Loi visant à bâtir le Canada* pourrait toujours s'appliquer comme moyen pour le gouvernement fédéral de centraliser et d'accélérer l'aspect des autorisations fédérales du projet (p. ex. une autorisation en vertu de la *Loi sur les pêches*). Le projet du

---

[38] Bien sûr, ces contestations ont été assez courantes au cours des deux dernières décennies, notamment en ce qui concerne le projet d'oléoduc Northern Gateway, le projet de prolongement de l'oléoduc Trans Mountain et les projets hydroélectriques du site C et de Muskrat Falls, pour n'en nommer que quelques-uns.

[39] *Projet de loi C-5*, *Loi visant à bâtir le Canada*, *supra* note 1 aux arts 9–18.

[40] *Ibid* à l'art 7.

[41] *Ibid* à l'art 19; *supra* note [30] aux paras 9–17, 18(3)–(6).

[42] Voir p. ex. *Loi sur l'évaluation environnementale et socioéconomique au Yukon*, L.C. 2003, c 7; *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie,* LC 1998, c 25 et *Loi sur l'aménagement du territoire et l'évaluation des projets au Nunavut*, LC 2013, c 14, art 2.

port et de la route de la baie Grays en est un exemple[43]. Par souci de clarté, cependant, la *Loi visant à bâtir le Canada* ne rejetterait pas le régime d'évaluation environnementale du Nord applicable, ce qui serait de toute façon inconstitutionnel. En revanche, une façon de conceptualiser le nouveau paysage proposé est que les régimes d'évaluation du Nord qui sont enracinés dans des traités modernes protégés par la Constitution évincent en fait une grande partie de l'approche envisagée dans la *Loi visant à bâtir le Canada*.

5. CLAUSES DITES « HENRI VIII »

Dans leur version initiale au moment de leur dépôt, les articles 21, 22 et 23 donnaient au Cabinet le pouvoir illimité de prendre des règlements non seulement pour étoffer les dispositions de la loi, comme c'est habituellement le cas, mais aussi pour modifier et même exempter l'application de *toute loi* dans le recueil des lois fédérales (ce pouvoir a été quelque peu atténué par les modifications dont il est question dans la partie II, ci-dessous)[44].

Ces pouvoirs de légiférer sont appelés les clauses dites « Henry VIII », comme l'ont expliqué Olszynski et Bankes lorsque la première ministre Danielle Smith a demandé de tels pouvoirs pour elle-même en vertu de la loi sur la souveraineté de l'Alberta : « Une clause dite "Henry VIII" est une disposition dans une loi qui délègue à un organisme subordonné le pouvoir non seulement d'adopter des règlements ou des mécanismes semblables en vertu de la loi, mais aussi de modifier la loi elle-même » [traduction][45]. Comme c'était le cas ici, le projet de loi C-5 contenait au départ une version extrêmement large d'une clause dite « Henry VIII » dans la mesure où elle autorisait que des règlements modifient et même exemptent l'application des lois fédérales énumérées à l'annexe 2, lequel annexe comprend déjà bon nombre des lois environnementales les plus importantes du Canada, mais qui peut également être modifiée, sans réserve, en vertu de l'article 21.

Il s'agirait d'un pouvoir stupéfiant, même selon les normes actuelles. En comparant les clauses dites « Henry VIII » dans toutes ces lois récentes — le projet de loi 1 de l'Alberta (*Alberta Sovereignty within a United Canada Act*)), le projet de loi 7 (*Economic Stabilization Act*) et le projet de loi 15 (*Infrastructure Projects Act*) de la Colombie-Britannique et le projet de loi 5 de l'Ontario (*Loi sur les zones économiques spéciales*), la portée de la mouture initiale de la *Loi visant à bâtir le Canada* n'a été égalée que par la mesure législative du premier ministre Ford[46]. Comme nous l'avons expliqué plus en détail dans la partie II, il a été atténué par l'inclusion d'une liste de lois que le Cabinet ne peut modifier ou exempter par règlement.

6. TEMPORARISATION ET ÉTABLISSEMENT DE RAPPORTS

Conformément au paragraphe 5(2), le régime des PIN expire cinq ans après l'entrée en vigueur de la loi[47]. Dans ce délai, l'article 24 exige que le ministre désigné « effectue un examen des dispositions et de l'application de la présente loi […] et de l'efficacité du système fédéral de règlementation relatif aux projets qui sont dans l'intérêt national » et d'en présenter un rapport au Parlement[48]. Il s'agit d'une exigence louable — tout le débat sur les mérites de l'évaluation d'impact se déroule actuellement dans ce qui pourrait être décrit comme un « vide factuel » — mais cette disposition bénéficierait d'une plus grande spécificité — ce

[43] Voir David Thurton, « Here's a look at some major projects Canada's leaders hope to fast-track », *CBC News* (4 juin 2025), en ligne : <cbc.ca/major-projects-carney-fast-track> [perma.cc/ARE9-D8HB].

[44] *Projet de loi C-5*, *Loi visant à bâtir le Canada, supra* note 1 aux arts 21–23.

[45] Martin Olszynski et Nigel Bankes, « Running Afoul the Separation, Division, and Delegation of Powers: The Alberta Sovereignty Within a United Canada Act » (6 décembre 2022), en ligne (blogue) : ABLawg < ablawg.ca> [perma.cc/4H4C-FZBJ]; Nigel Bankes et Martin Olszynski, « The Amendments to Bill 1 » (12 décembre 2022), en ligne (blogue) : ABLawg <ablawg.ca/amendments-to-bill-1> [perma.cc/5P8G-BE4H].

[46] Bill 1, *Alberta Sovereignty Within a United Canada Act*, 4th Sess, 30th Leg, Alberta, 2022 (sanctionné le 15 décembre 2022); Bill 7, *Economic Stabilization (Tariff Response) Act*, 1st Sess, 43rd Parl, British Columbia, 2025 (première lecture le 7 mai 2025); Bill 15, *Infrastructure Projects Act*, 1st Sess, 43rd Parl, British Columbia 2025 (troisième lecture le 28 mai 2025) et Projet de loi 5, *Loi de 2025 sur les zones économiques spéciales*, 1re session, 44e législature, Ontario (sanctionné le 5 juin 2025).

[47] *Projet de loi C-5*, *Loi visant à bâtir le Canada*, *supra* note 1 au para 5(2).

[48] *Ibid* à l'art 24.

qui a d'ailleurs été le cas (comme discuté à la partie II, ci-dessous).

PARTIE II : ADOPTION DES AMENDEMENTS EN TROISIÈME LECTURE

À l'aide d'une structure et de rubriques semblables à celles de la partie I ci-dessus, la présente partie décrit brièvement certains des amendements les plus importants à la *Loi visant à bâtir le Canada* adoptée à l'étape de la troisième lecture[49]. Dans l'ensemble, les amendements visent à renforcer les exigences en matière de transparence et de responsabilisation, ainsi que les mécanismes qui permettront au moins un certain examen public et une certaine surveillance par les tribunaux et la société civile.

1. DÉSIGNATION ET INSCRIPTION À L'ANNEXE DES PROJETS D'INTÉRÊT NATIONAL (« PIN »)

Le paragraphe 4.1(1), qui autorise le Cabinet à définir l'« intérêt national » aux fins de l'inscription d'un PIN, y compris en établissant des critères précis à respecter, a été ajouté avec les amendements intégrés à l'étape de la troisième lecture. Si le Cabinet n'exerce pas ce pouvoir dans les 15 jours suivant l'entrée en vigueur de la Loi, le ministre doit déposer un rapport expliquant les raisons du retard et le délai prévu pour définir l'« intérêt national »[50].

L'article 5 a également été modifié pour exiger une description détaillée — et non abrégée — du PIN, tandis qu'un nouveau paragraphe 5(1.1) exige de publier un préavis de 30 jours dans la *Gazette du Canada* et le consentement écrit de la province ou du territoire dans lequel le PIN sera mis en œuvre s'il relève également de la compétence exclusive de la province ou du territoire (en gardant à l'esprit que la *Loi constitutionnelle de 1867* accorde généralement le pouvoir exclusif de faire des lois relativement aux questions visées par les articles 91 ou 92, et non le pouvoir exclusif sur les projets en tant que tels). Il était évident, au cours du processus législatif précipité, que les modifications visaient le consentement explicite des provinces et des territoires, mais non celui des peuples autochtones.

Plusieurs amendements entraîneront également la création d'un registre public[51] accessible au public par Internet et qui contiendra l'information suivante :

> a) une description détaillée du projet et les raisons pour lesquelles il est d'intérêt national;
>
> b) la mesure dans laquelle il pourra produire les résultats énoncés aux alinéas 5(6)a) à d);
>
> c) une estimation détaillée des coûts qui n'inclut pas de renseignements financiers du secteur privé qui sont délicats sur le plan commercial;
>
> d) l'échéancier envisagé pour la réalisation du projet.

Ce registre sera particulièrement important pour les PIN qui ne déclenchent pas une évaluation d'impact en vertu de la LEI (pour lesquelles il existe déjà un registre public)[52], bien que les exigences énoncées aux alinéas 5.1(2) b) à d) diffèrent également de ce qui est explicitement exigé dans le registre de la LEI.

Il convient également de mentionner que l'exigence de justifier pourquoi un projet est dans l'intérêt national (alinéa 5.1a)) exclut actuellement le critère « la croissance propre et les changements climatiques » (alinéa 5(6)e)). Il est raisonnable de s'attendre à ce que cette omission flagrante soit corrigée dans un proche avenir ou à ce que le gouvernement actuel traite tous les critères de la même façon en vertu du para 5.1a).

---

[49] Les amendements découlent des modifications issues du processus d'examen et du rapport du Comité permanent des transports, de l'infrastructure et des collectivités (TRAN) (voir Canada, Chambre des communes, « Comité permanent des transports, de l'infrastructure et des collectivités » [consulté le 10 août 2025], en ligne : <noscommunes.ca/Committees/fr/TRAN?parl=45&session=1>; *supra* note 7.

[50] *Projet de loi C-5, Loi visant à bâtir le Canada*, *supra* note 1 au para 4.1(3).

[51] *Ibid*, voir en particulier l'art 5.1.

[52] Voir l'Agence d'évaluation d'impact du Canada, *Registre canadien d'évaluation d'impact,* (6 juin 2026) en ligne : <iaac-aeic.gc.ca/evaluations> [perma.cc/J34H-ZPVH].

2. DOCUMENT DES AUTORISATIONS ET DES CONDITIONS TOUT-EN-UN

Avant d'accorder une autorisation principale pour un PIN, le ministre devra maintenant entreprendre un examen lié à la sécurité nationale au regard de l'investissement étranger particulier[53]. (alinéa 7b.1)). Cette partie a également été modifiée pour préciser plus explicitement la manière dont le ministre consulte les peuples autochtones touchés[54].

La modification la plus importante à cette partie du régime de la *Loi visant à bâtir le Canada* est peut-être un nouvel article 8.1, qui obligera le ministre à publier un document expliquant essentiellement la différence, sur le plan du fond (c.-à-d. les conditions) et du processus, entre le « processus règlementaire normal » auquel un PIN aurait été assujetti en l'absence de la *Loi visant à bâtir le Canada,* et les conditions et processus auxquels il a été soumis[55]. *Avant* que l'autorisation en vertu de l'article 7 ne soit délivrée, le ministre doit rendre publics les renseignements visés au paragraphe 8.1(1)[56], et il est également tenu, aux termes du paragraphe 8.1(4), de déposer un rapport contenant ces exigences en matière de renseignements.

Conjuguée aux dispositions relatives à la présomption du paragraphe 7(3), la Loi transfère effectivement au Parlement la responsabilité des conditions applicables au PIN de l'organe judiciaire qui, jusque-là, exerçait son pouvoir de surveillance, pour assurer un semblant de mise en œuvre des lois environnementales du Canada. Cela dit, le potentiel de responsabilité démocratique a toujours joué un rôle important dans les régimes de droit environnemental du Canada, qui sont encore en grande partie de nature procédurale[57].

3. CLAUSES DITES « HENRI VIII »

Les modifications restreignaient modestement les pouvoirs excessivement vastes des clauses dites « Henri VIII » parce que dix-sept (17) lois ont été explicitement exemptées de l'inscription à l'annexe 2, y compris la *Loi sur l'accès à l'information,* la *Loi sur les conflits d'intérêts*, le *Code criminel*, la *Loi sur les langues officielles* et la *Loi sur les Indiens*, pour n'en nommer que quelques-unes (voir le paragraphe 21(2)).

Étonnamment, les régimes d'évaluation environnementale propres aux projets établis en vertu des traités modernes ne sont pas inclus dans cette liste de lois. On peut présumer que cette omission est attribuable au fait que, comme il a été mentionné précédemment, ces régimes sont constitutionnellement enracinés par les dispositions des traités modernes qui les sous-tendent protégées par la Constitution. Il serait donc juste de dire, eu égard à la Constitution, que la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*, la *Loi sur l'évaluation environnementale et socioéconomique au Yukon* et la *Loi sur l'aménagement du territoire et l'évaluation des projets au Nunavut* ne peuvent être ajoutées à l'annexe 2[58].

4. TEMPORARISATION ET ÉTABLISSEMENT DE RAPPORTS

Enfin, les amendements ont renforcé les exigences en matière de rapports de la Loi. Le ministre a l'obligation de veiller à ce qu'un examen indépendant de l'état d'avancement de chaque PIN soit effectué chaque année et de déposer un rapport de cet examen dans les 15 premiers jours de séance de la Chambre suivant la fin de l'examen, lequel qui doit également être rendu public (art. 23.1).

Le comité d'examen parlementaire qui fait partie du régime fédéral de la *Loi sur les mesures d'urgence*[59] a maintenant un rôle à jouer dans l'examen, en faisant rapport tous les six mois

---

[53] *Projet de loi C-5, Loi visant à bâtir le Canada*, *supra* note 1 au para 7(b.1).

[54] *Ibid* au para 7(2.1).

[55] *Ibid*, voir en particulier l'al 8.1(1)(e), 8.1(2). Voir aussi le para 8.1(3).

[56] *Ibid* au para 8.1(3).

[57] Martin Z. Olszynski, « Environmental Assessment as Planning and Disclosure Tool: *Greenpeace Canada v Canada (Attorney General)* » (2015) 38(1) Dalhousie L J 207 à 221–25.

[58] *Supra* note 42.

[59] *Loi sur les mesures d'urgence*, LRC, 1985 c 22.

(180 jours) sur l'exercice par le Cabinet et le ministre de leurs pouvoirs et sur l'exécution de leurs fonctions en vertu de la Loi (article 24 modifié). Le comité d'examen parlementaire jouera également un rôle dans l'examen quinquennal de la Loi, qui sera fondé sur le « bien commun du Canada, assuré notamment par la poursuite des objectifs visés à l'article 4 relativement au partage des compétences, à la sécurité publique, nationale et internationale, à la qualité de l'environnement, à la santé publique, à la transparence, à la participation du public et à la protection des droits des peuples autochtones et des communautés linguistiques »[60].

Il convient également de souligner qu'une série d'amendements vise à empêcher le Cabinet ou le ministre d'exercer ses divers pouvoirs pendant la prorogation ou la dissolution du Parlement (voir p. ex. les paragraphes 5(2), 21(3), 22(2) et 23(2) modifiés).

PARTIE III : COMMENTAIRE

L'évaluation d'impact est le point de départ logique pour mettre en lumière les changements apportés par le projet de loi C-5. Comme décrit dans l'arrêt *Oldman*, l'évaluation d'impact est « un outil de planification […] faisant partie intégrante d'un processus éclairé de prise de décisions »[61]. L'idée de base de l'évaluation environnementale est que « certaines activités proposées devraient être étudiées à l'avance du point de vue des conséquences qu'elles peuvent avoir sur l'environnement » [traduction][62]. De façon familière, on appelle souvent cette approche « regarder avant de sauter » [traduction][63].

Le nouveau régime prévu dans la *Loi visant à bâtir le Canada* n'est pas une évaluation d'impact. Loin de là. La nouvelle approche accélérée renverse le système en ce qui concerne les PIN. Selon le projet en question, on pourrait dire qu'il s'agit d'une approche de type « sauter les yeux fermés ». Au lieu d'un processus d'évaluation exhaustif et circonspect pour une prise de décision prudente, éclairée et calculée à l'égard des grands projets, le nouveau processus établit un mécanisme accéléré pour la prise d'une décision positive initiale qui n'est pas nécessairement étayée par une base d'information solide, ainsi qu'un groupe de décisions règlementaires cloisonnées et expéditives, tout cela sans aménager un espace législatif suffisant pour avoir une vue d'ensemble. La seule intégration entre les enjeux et interministérielle qui semble être réalisée dans le cadre du nouveau processus est de regrouper toutes les autorisations règlementaires particulières dans le document final tout-en-un sur les autorisations et les conditions. Une cohérence ou une collaboration substantielle minimale entre les ministères fédéraux est requise pour en arriver à ce dernier produit (le nouveau BGP s'efforcera peut-être d'encourager ces aspects). Par conséquent, d'une part, il est important de simplement reconnaître que le projet de loi C-5 ne porte pas du tout sur l'évaluation d'impact, même si celle-ci constitue un point de repère utile. La *Loi visant à bâtir le Canada* porte sur ce qu'elle dit être : un processus accéléré visant à fournir aux promoteurs de projet et aux investisseurs une certitude précoce et continue quant à l'approbation d'un projet par le gouvernement fédéral.

Mais la question clé à se poser demeure : à quel coût? De toute évidence, il est trop tôt pour répondre. Les compromis et les inconvénients dépendront entièrement des projets qui seront ajoutés à la liste dès le départ et dans l'avenir. Dans un scénario harmonieux, un PIN serait inscrit dans un contexte où il y a déjà eu une mobilisation significative du public et des peuples autochtones, où les collectivités autochtones potentiellement touchées ont donné leur consentement (et peut-être concédé la propriété), où le projet déclenche la *LEI* de sorte qu'une évaluation d'impact fédérale continuera d'être effectuée dans les délais prescrits et que tout processus d'évaluation provincial ou territorial applicable se déroule en parallèle et comble les lacunes. Avec un peu d'hésitation et de nombreux angles morts, nous reconnaissons que l'énorme projet de parc

[60] *Projet de loi C-5*, *Loi visant à bâtir le Canada*, *supra* note 1 à l'al 24(3).

[61] *Friends of the Oldman River Society c Canada (Ministre des Transports)*, [1992] 1 RCS 3, au para 71.

[62] Renvoi relatif à la Loi sur l'évaluation d'impact, 2023 CSC 23 au para 10, citant J. Benidickson, *Environmental Law* (5e éd. 2019), à la p 257.

[63] Deborah A Sivas, « Is the National Environmental Policy Act About to be Dramatically Transformed? » (1 décembre 2024), en ligne (blogue) : SLS <law.stanford.edu> [perma.cc/C3VV-TUW6].

éolien extracôtier vanté par le premier ministre de la Nouvelle-Écosse, Tim Houston, répond peut-être à ces critères[64].

Il faut toutefois s'inquiéter, car il est rare qu'un si grand nombre d'étoiles s'alignent lorsqu'il s'agit de projets d'infrastructure et d'extraction des ressources de cette ampleur. Un scénario plus difficile (et prévisible) serait celui où un PIN n'est pas un projet désigné en vertu de la *LEI*, où il y a très peu d'occasions de participation significative du public, où les efforts de consultation de la Couronne sont abordés avec une interprétation étroite des droits et intérêts autochtones, où les ministères fédéraux travaillent de façon cloisonnée, et où les évaluations provinciales applicables sont accélérées ou superficielles. Le fait que la *Loi visant à bâtir le Canada* crée un espace législatif pour un tel scénario pourrait entraîner de graves problèmes juridiques (p. ex. des contestations judiciaires intentées par les titulaires de droits touchés), sans parler des piètres résultats si un projet va bel et bien de l'avant. Il suffit de regarder des projets comme Northern Gateway, le site C, Muskrat Falls et Énergie Est pour sentir une invitation à la prudence[65].

CONCLUSION

Le Canada traverse assurément une période de précarité. À ce sujet, la plupart seraient d'accord, et bon nombre conviendraient probablement que les conditions actuelles sont propices à la construction concertée de grandes infrastructures dans l'ensemble du pays. La question n'est pas tant de savoir s'il faut s'engager dans cette voie, mais comment. Compte tenu des facettes et des préoccupations décrites ci-dessus, il n'est pas clair que cet effort visant à passer de « si » à « comment » soit en fait judicieusement axé sur la poursuite du « comment ». Le temps nous dira si la *Loi visant à bâtir le Canada* permet « d'agir rapidement et de bâtir » ou tout simplement « d'agir rapidement et de détruire ». Les enjeux ne sauraient être plus élevés. ■

[64] Michael MacDonald, « Houston Pitches ambitious 'Wind West' offshore wind energy project » *CBC News*, (5 juin 2025), en ligne : <cbc.ca/offshore-wind-energy-project> [perma.cc/7YHH-99ZR].

[65] Voir la discussion à ce sujet dans « Why the federal government must act cautiously on fast-tracking project approvals », Mark Winfield, *The Conversation*, (3 juin 2025), en ligne : <theconversation.com> [perma.cc/EZ44-B8TV].

USAGES ET ABUS DE LA DNUDPA DANS LES SALLES D'AUDIENCE CANADIENNES

*Dwight Newman, c.r. et Jenna Renwick**

I. INTRODUCTION

Dans le présent article, nous cherchons à donner un aperçu des recours et des recours abusifs actuels de la *Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones* (« *DNUDPA* »)[1] dans les salles d'audience canadiennes, notamment parce qu'ils entraînent des répercussions en créant des incertitudes supplémentaires pour le secteur canadien de l'énergie. Nous présentons d'abord certains éléments de base au sujet de la *DNUDPA* et de la législation connexe, avant de nous pencher sur les approches plutôt mal définies de la Cour suprême du Canada et de traiter ensuite de trois affaires devant des tribunaux inférieurs qui font ressortir l'importance de ces questions, soit l'affaire *Gitxaala v British Columbia (Chief Gold Commissioner)*[2], la décision radicale de la juge Bourque dans son dernier jugement à la Cour supérieure du Québec dans l'affaire *White et Montour*[3], et la décision hâtive de la juge Blackhawk dans l'affaire *Première Nation de Kebaowek c Laboratoires nucléaires canadiens*[4]. Ces trois décisions font l'objet d'un appel, mais nous montrerons comment les renvois entre les affaires dont est saisi le niveau d'appel amplifient l'incidence de décisions qui peuvent même être invalidées. De façon plus générale, nous ferons valoir que certaines de ces affaires font ressortir des dimensions très surprenantes et risquent de générer d'importantes incertitudes juridiques.

Pour étoffer notre argumentation, la partie II établit le contexte de base de la *DNUDPA* et la partie III établit le contexte des lois sur la *DNUDPA* en Colombie-Britannique et à l'échelon fédéral. Dans la partie IV, nous examinons un certain nombre de tentatives d'invoquer ces lois sur la *DNUDPA* devant les tribunaux, en montrant la rapidité étonnante avec laquelle on tente d'élargir les effets de ces lois dans les salles d'audience. Dans la partie V, nous retraçons les renvois de la Cour suprême du Canada à la *Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones*, en montrant qu'ils étaient très modestes au départ, mais qu'ils ont commencé à être façonnés par cette législation dans une certaine mesure. Dans la partie VI, nous discutons brièvement de l'affaire *Gitxaala v British Columbia (Chief Gold Commissioner)*, qui montre comment le juge du procès s'en est tenu plus étroitement à l'histoire législative de la loi sur la *DNUDPA* de la Colombie-Britannique. Dans la partie VII, nous discutons de l'affaire *White et Montour* et de sa référence à la loi fédérale sur la *DNUDPA* pour remanier de façon plus substantielle des

---

* Dwight Newman est professeur de droit et titulaire d'une Chaire de recherche du Canada de niveau 1 sur les droits des Autochtones dans le droit constitutionnel et international, à l'Université de la Saskatchewan. J'ai présenté une version antérieure de certaines parties du présent article à l'Alberta Natural Resources South Section de l'Association du Barreau canadien (ABC), à Calgary, le 14 mai 2025. Je tiens à remercier Dana Poscente qui a organisé cet événement à l'occasion duquel j'ai eu le privilège de discuter abondamment de thèmes connexes avec Bernie Roth. Cette recherche a été entreprise en partie grâce au financement du Programme des chaires de recherche du Canada.

Jenna Renwick est candidate au diplôme Juris Doctor à l'Université de la Saskatchewan.

[1] *Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones*, Rés AG 61/295, 2007, Doc NU A/RES/47/1.

[2] *Gitxaala v British Columbia (Chief Gold Commissioner)*, 2023 BCSC 1680.

[3] *R c White et Montour*, 2023 QCCS 4154.

[4] *Première Nation de Kebaowek c Laboratoires nucléaires canadiens*, 2025 CF 319.

précédents importants. Dans la partie VIII, nous discutons de l'affaire *Kebaowek* et d'un certain nombre d'aspects contestables dans son raisonnement sur la *DNUDPA*. Dans la partie IX, nous tirons des conclusions très brèves.

II. CONTEXTE DE LA *DNUDPA*

Avant de proposer une réflexion sur la façon dont on recourt à la *DNUDPA* aujourd'hui et la façon dont on devrait y recourir, il importe de dégager quelques éléments de base du contexte dans lequel s'inscrit la *DNUDPA*. Cette déclaration a été adoptée par une résolution de l'Assemblée générale des Nations unies en 2007, ce qui signifie qu'elle existe déjà depuis près de deux décennies. Elle a été adoptée au terme d'un processus qui s'est échelonné sur plusieurs décennies et qui a commencé par la rédaction d'un *Projet de déclaration* par les peuples autochtones, en 1994[5], puis a été suivie d'une période de négociation avec les États, pour enfin aboutir à un texte bien différent de celui du *Projet de déclaration*.

La *DNUDPA* a finalement été adoptée sous forme de résolution de l'Assemblée générale des Nations unies, qui n'est pas un organe législatif. En effet, il n'y a pas d'organe législatif international au sein de l'ONU. Cependant, certaines résolutions de l'Assemblée générale peuvent être très importantes, car elles peuvent exprimer le point de vue de la communauté mondiale sur différentes questions. La Déclaration universelle des droits de l'homme (« DUDH ») est née d'une résolution de l'Assemblée générale des Nations unies[6]. Elle a mené à l'adoption de traités internationaux sous la forme des deux pactes internationaux qui ont créé des traités juridiquement contraignants. La *DNUDPA* n'a pas eu d'effet semblable (du moins pas encore), mais on peut soutenir qu'elle a une importance différente en tant qu'instrument normatif influent exprimant un point de vue commun parmi les entités qu'elle vise, tant les États que les peuples autochtones[7].

En 2007, le Canada a voté contre la *DNUDPA*. Cependant, il a offert des appuis subséquents à ce sujet en 2010 et en 2016[8]. Nous pourrions discuter des qualifications différentes de ces deux appuis et de leur différence réelle (l'importance de l'appui de 2016 peut parfois être surestimée), mais l'appui subséquent du Canada est important dans tous les scénarios.

Étant donné que la *DNUDPA* n'est pas un traité ni une loi, on pourrait se demander comment elle a des effets juridiques au Canada. Il existe plusieurs façons dont on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elle le fasse. En ce qui concerne les effets juridiques directs, des parties peuvent exprimer des normes de droit international coutumier qui peuvent ensuite être intégrées au droit canadien, d'autres peuvent aider à développer le droit coutumier qui est encore en train de se cristalliser, ou encore, la *DNUDPA* peut aider à déterminer comment les traités internationaux sont interprétés dans les circonstances particulières des peuples autochtones[9]. Elle pourrait avoir ce genre d'effets juridiques directs, ou elle pourrait simplement influer sur les États et les encourager à s'engager sur la voie de la mise en œuvre de normes du style de la *DNUDPA* à l'échelle nationale. Ce dernier aspect est peut-être devenu la dimension la plus importante au Canada dans la mesure où la *DNUDPA* a encouragé l'adoption d'une loi de mise en œuvre à l'échelon fédéral ainsi que dans une province et un territoire.

---

[5] *Projet de déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones*, UN Doc E/CN.4/Sub.2/RES/1994/45 (26 août 1994).

[6] *DNUDPA*, *supra* note 1.

[7] Voir Dwight Newman, « Interpreting FPIC in UNDRIP » (2019) 27 International Journal on Minority and Group Rights, 233 à la p 234.

[8] Voir Gouvernement du Canada, « Le Canada appuie la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones », communiqué de presse (12 novembre 2010), en ligne : <canada.ca/fr/nouvelles/archive/2010/11/canada-appuie-declaration-nations-unies-droits-peuples-autochtones.html>; voir gouvernement du Canada, « Le Canada appuie maintenant la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones sans réserve », Communiqué de Presse (10 mai 2016), en ligne : <canada.ca/fr/affaires-autochtones-nord/nouvelles/2016/05/le-canada-appuie-maintenant-la-declaration-des-nations-unies-sur-les-droits-des-peuples-autochtones-sans-reserve.html>.

[9] Même si nous avons peut-être nuancé ailleurs des différences qu'il met de l'avant, ici, nous souscrivons dans une grande mesure au point de vue de Gib van Ert, *Using International Law in Canadian Courts*, 3e éd Irwin Law, 2024) aux pp 626–28. Ces voies possibles vers un statut juridique pour la *DNUDPA* sont suffisamment claires, et il est également clair que certaines d'entre elles exigent une preuve rigoureuse, par exemple, de la pratique de l'État et de l'*opinio juris*.

III. LÉGISLATION LIÉE À LA DNUDPA

Le Canada et ses unités infranationales ont pris plusieurs mesures législatives concernant la DNUDPA depuis qu'elle a reçu l'appui du gouvernement fédéral en 2016. Malgré les efforts déployés à l'échelon fédéral dans le cadre d'un projet de loi d'initiative parlementaire présenté depuis plusieurs années par l'ancien député néo-démocrate Romeo Saganash[10], la province de la Colombie-Britannique a été la première à proposer des mesures législatives liées à la DNUDPA. En 2019, la Colombie-Britannique a adopté la *British Columbia Declaration on the Rights of Indigenous Peoples Act*[11] (« *BCDRIPA* »).

Par la suite, une modification a été apportée au paragraphe 8.1(3) de la *Interpretation Act*[12] de la Colombie-Britannique, qui précise que « toute loi et tout règlement doivent être interprétés comme étant conformes à la Déclaration » [traduction]. Cette modification, bien qu'elle ait été adoptée après la *BCDRIPA*, a fait l'objet d'une attention étonnamment limitée. On aurait pu s'attendre à ce que les parties autochtones — ou même des parties non autochtones, puisque la loi porte sur l'interprétation en général, et d'aucuns pourraient préférer des interprétations différentes de celles qui existent actuellement — acceptent cette modification législative et plaident en faveur d'interprétations différentes de la législation et des dispositions règlementaires de la Colombie-Britannique. Cependant, à l'heure actuelle, cette modification n'a été citée qu'à quatre reprises et n'a pas fait l'objet d'un traitement très approfondi[13]. L'orientation judiciaire la plus complète provient de la décision *Gitxaala*, où le juge Ross clarifie que l'article 8.1, qui ancre le paragraphe 8.1(3) « sert d'outil d'interprétation pendant toute la durée du processus d'interprétation, et non pas simplement à jouer un rôle de "confirmation" à la fin du processus » [traduction][14]. Compris de cette façon, le paragraphe 8.1(3) exige que les textes législatifs de la Colombie-Britannique soient interprétés d'une manière qui soit en harmonie avec la DNUDPA à chaque étape du processus d'interprétation des lois, mais en laissant aux tribunaux peu de marge sur ce que cela pourrait signifier en fin de compte.

La démarche législative suivante a eu lieu en 2021, à la suite de l'adoption par le gouvernement fédéral de la *Loi sur la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones* (« *LDNU* »)[15]. La loi fédérale a été adoptée en tant que législation gouvernementale. Plus récemment, l'Assemblée législative des Territoires du Nord-Ouest a adopté la *Loi de mise en œuvre de la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones*[16], qui comporte ses propres approches justifiant une attention distincte.

Pour les besoins du présent article, il est primordial de se concentrer sur la *LDNU* fédérale et sur la *BCDRIPA* de la Colombie-Britannique. Les dispositions fondamentales de chaque loi sont très semblables à plusieurs égards, à savoir : (1) un engagement à chercher à harmoniser les lois de la province avec la *DNUDPA*; (2) un engagement envers des plans d'action continus pour poursuivre les objectifs de la *DNUDPA*[17]. Les dispositions opérationnelles ne vont pas au-delà de ces deux engagements fondamentaux, qui sont tous deux importants, mais doivent s'échelonner sur une certaine période.

Au moment de l'adoption de la *BCDRIPA*, le premier ministre de la Colombie-Britannique, John Horgan, a affirmé qu'il s'agissait « du

---

[10] Projet de loi C-262 (« *Loi sur la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones* »), 2e session, 42e législature, 2018 (n'a pas été adopté à l'étape de la troisième lecture au Sénat avant les élections de 2019).

[11] *British Columbia Declaration on the Rights of Indigenous Peoples Act*, SBC 2019, c 44 [*BCDRIPA*].

[12] *Interpretation Act*, RSBC 1996, c 238, para 81(c).

[13] *Gixtaala*, *supra* note 2 aux paras 416–17, 469; *Skii km Lax Ha v British Columbia (Chief Executive Assessment Officer)*, 2024 BCSC 1687 aux paras 90–92; *Kits Point Residents Association v Vancouver (City), 2023 BCSC 1706* au para 170; *L. L. v A.I.*, 2023 BCSC 1503 au para 36.

[14] *Gitxaala*, *ibid* au para 413.

[15] *Loi sur la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones*, LC 2021, ch. 14 [*LDNU*].

[16] *Loi de mise en œuvre de la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones*, LTN-O 2023 c 36 [*LTN-O DPA*].

[17] Ces engagements clés découlant des textes législatifs sont énoncés dans *LDNU*, *supra* note 14, art 5 (compatibilité) et art 6 (plan d'action); *BCDRIPA*, *supra* note 10, art 3 (statutory alignment) et 4 (action plan). La *BCDRIPA* renferme également des dispositions supplémentaires sur les accords de consentement avec les gouvernements autochtones (art 6 et 7), mais ceux-ci doivent faire l'objet d'une discussion plus approfondie ailleurs.

début d'un processus » [traduction][18]. À mesure que les travaux progressaient au sujet de la *LDNU* fédérale, le ministre fédéral de la Justice, David Lametti, a déclaré que « [l]a mise en œuvre de la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones est le travail de toute une génération » [19]. Ces déclarations et d'autres semblables ont fait ressortir clairement la nature des deux lois comme des textes déclenchant des processus et des travaux additionnels plus détaillés. À la lumière des engagements législatifs à l'échelon fédéral et en Colombie-Britannique, il y a beaucoup de travail à faire à propos des diverses dispositions détaillées de la *DNUDPA* qui touchent tous les domaines du droit. Avec ces deux lois, les personnes qui travaillent dans n'importe quel domaine du droit doivent réfléchir à la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones, non pas parce qu'elle promet d'être invoquée devant les tribunaux dans l'immédiat, mais bien parce qu'il y aura des réformes législatives et politiques qui toucheront tous les domaines de pratique.

Les objets des deux lois, les articles qui orientent normalement l'interprétation, l'article qui précise l'objet de la loi, dans la *BCDRIPA* et la *LDNU*, ne sont pas assorties de la disposition opérationnelle que devait avoir le projet de loi d'initiative parlementaire fédéral C-262, une disposition opérationnelle indiquant que la *DNUDPA* « constitue un instrument universel garantissant les droits internationaux de la personne et trouve application au Canada » [20]. Ce libellé n'existe pas dans d'autres lois canadiennes et aurait pu avoir des effets fortement imprévisibles[21]. Dans les versions qui ont été adoptées, ce libellé n'a pas été inclus en fin de compte dans les dispositions opérationnelles des lois, et a plutôt été inclus dans les articles sur l'objet qui peuvent simplement aider à orienter l'interprétation des lois.

IV. TENTATIVES D'INVOQUER LES LOIS RELATIVES À LA DNUDPA DANS LES SALLES D'AUDIENCE CANADIENNES

Bien que la *LDNU* fédérale et la *BCDRIPA* provinciale aient été adoptées avec l'intention de préparer le terrain pour un changement graduel et non avec l'intention de les invoquer immédiatement dans les salles d'audience, c'est précisément ce qui s'est produit. On a rapidement tenté de les invoquer devant les tribunaux.

En 2021, deux parties intervenantes ont tenté d'invoquer la *BCDRIPA* devant la Cour suprême du Canada dans l'affaire *R. c Desautel*[22], et ces tentatives visaient à obtenir des résultats tangibles. Un intervenant, la nation Lummi, a avancé l'argument selon lequel « la DRIPA [de la Colombie-Britannique] exige explicitement que toutes les lois provinciales soient en harmonie avec la DNUDPA. Par conséquent, la DNUDPA n'est plus un instrument international non contraignant, mais elle a le statut et la force d'une législation nationale. Ainsi, le texte de la DNUDPA devient une source primaire aux fins de signification ou d'interprétation » [traduction][23]. Un autre

[18] Andrew Macleod, « Celebrations as BC Government Moves to Adopt UN Declaration on Indigenous Rights », *The Tyee* (24 octobre 2019).

[19] Voir gouvernement du Canada, « Mise en œuvre de la Loi sur la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones : la prochaine phase d'élaboration conjointe », communiqué (20 mars 2023) en ligne : <canada.ca/fr/ministere-justice/nouvelles/2023/03/mise-en-uvre-de-la-loi-sur-la-declaration-des-nations-unies-sur-les-droits-des-peuples-autochtones-la-prochaine-phase-delaboration-conjointe.html>.

[20] Cour suprême du Canada, dossier 40153 (*Shot Both Sides c Canada*), mémoire relatif à un appel *Intervener Innu Takuaikan Uashat Mak Mani-Utenam*, aux para 41–43.

[21] L'un d'entre nous (Dwight Newman) a présenté des observations à ce sujet lors des audiences du comité parlementaire sur le projet de loi, laissant entendre qu'il convient de tenir compte des considérations relatives à la rédaction législative lorsqu'on promulgue une loi. Ces observations ont été étonnamment rares dans le cadre d'un processus qui, selon toute vraisemblance, comportait de nombreuses bonnes intentions, mais qui aurait pu être plus rigoureux dès le départ. Même dans le contexte d'une loi bien intentionnée visant à promouvoir des droits, il est important de tenir compte des considérations relatives à la rédaction législative, d'effets non voulus et d'autres considérations semblables. Par ailleurs, les pressions implicites exercées sur les gens pour qu'ils ne soulèvent pas ces questions de bonne foi par crainte d'être perçus comme s'opposant à des objectifs législatifs étaient fortement importunes et jetaient parfois le discrédit sur un processus qui aurait toujours dû avoir pour but de rassembler tous les intervenants aux fins de l'élaboration de voies utiles et durables pour faire progresser les droits des peuples autochtones.

[22] *R c Desautel*, 2021 CSC 17 [*Desautel*].

[23] *R c Desautel*, 2021 CSC 17 (mémoire relatif à un appel Intervener Lummi Nation au para 32).

intervenant, la Première Nation de Nuchatlaht, a adopté la position voulant « […] qu'un plaidoyer de la Couronne dans une affaire relative aux droits en vertu de l'article 35 est une "mesure" gouvernementale au sens de la Loi. L'appelant ne peut donc pas, en vertu de la loi, présenter à notre Cour tout argument qui serait incompatible avec la DNUDPA » [traduction][24]. Bien qu'il soit louable que les avocats du gouvernement agissent d'une manière conforme aux obligations et à la politique globales du gouvernement, une règle législative précise interdisant des lignes de défense particulières limiterait fortement la discussion juridique et minerait la capacité des tribunaux de recevoir toute la gamme d'observations qui pourraient avoir une incidence sur une question. En fin de compte, la Cour n'a pas fait référence à ces interventions dans sa décision, les rejetant parce qu'elles s'assimilent implicitement à des tentatives de modifier la nature de la loi[25].

Ces tentatives n'étaient pas un incident isolé, et des intervenants ont déployé des efforts dans une série de causes tranchées en 2024 pour amener la Cour suprême du Canada à attribuer une importance substantielle plus immédiate à la *LDNU*. Par exemple, dans l'affaire relative à la *protection des enfants autochtones*[26], l'Union of British Columbia Indian Chiefs (« UBCIC ») a fait valoir que même si la loi ne rend pas la DNUDPA exécutoire en soi, elle vise à lui donner un poids important dans le droit canadien[27]. Dans l'affaire *Dickson c Vuntut Gwitchin First Nation*[28], le « Forum pancanadien sur les droits autochtones et la Constitution » a cherché à élaborer une approche fondée sur des principes élargie pour utiliser la *LDNU* dans la modification judiciaire du droit au pays[29]. Dans l'affaire *Shot Both Sides*[30], l'intervenant Innu Takuaikan Uashat Mak Mani-Utenam a soutenu que la *LDNU* avait changé le paysage juridique canadien et qu'elle sous-tendait que la *DNUDPA* avait un effet juridique substantiel[31]. Dans l'affaire *Restoule*[32], l'Assemblée des Premières Nations (« APN ») a fait valoir des arguments pour accorder du poids au préambule de la *LDNU* et pour qu'une province soit assujettie à une obligation présumée de se conformer aux engagements pris par le gouvernement fédéral à l'égard de la *DNUDPA*[33]. De toute évidence, certains des arguments vont au-delà de la portée des approches légitimes en matière d'interprétation législative et violent les principes du fédéralisme, mais ces réalités n'ont pas empêché de les faire valoir. De plus, même si aucun jugement n'a mentionné expressément l'une ou l'autre de ces observations, l'accumulation graduelle de telles observations peut avoir influencé la Cour suprême du Canada dans certaines déclarations attribuant une importance juridique à la *LDNU* — bien que ces observations soient encore relativement ambiguës à l'heure actuelle, une question que nous nous proposons d'aborder maintenant.

---

[24] *R c Desautel*, 2021 CSC 17 (mémoire relatif à un appel Intervener Nuchatlaht First Nation au para 37).

[25] Nous ne disons pas que ces lois n'auraient jamais lieu d'être invoquées pour se prévaloir d'un recours judiciaire. En particulier, si un gouvernement ne respecte pas les deux engagements clés énoncés dans la loi, par exemple s'il n'a fait aucun effort pour harmoniser la loi avec la Déclaration ou s'il n'a pas préparé de plan d'action. En pareil cas, des voies s'ouvriraient pour obtenir réparation pour de tels manquements à remplir une obligation d'origine législative. Toutefois, les engagements opérationnels énoncés dans la loi doivent être le fondement de toute action judiciaire, plutôt qu'une interprétation excessivement généralisée voulant qu'une loi donne effet à la DNUDPA.

[26] *Renvoi relatif à la Loi concernant les enfants, les jeunes et les familles des Premières Nations, des Inuits et des Métis* (« *Protection des enfants autochtones* »), 2024 CSC 5.

[27] Cour suprême du Canada, dossier 40061 (*Renvoi relatif à la Loi concernant les enfants, les jeunes et les familles des Premières Nations, des Inuits et des Métis*), mémoire relatif à un appel du Intervenor Union of British Columbia Indian Chiefs (UBCIC), aux paras 24–25.

[28] *Dickson c Vuntut Gwitchin First Nation*, 2024 CSC 10.

[29] Cour suprême du Canada, dossier 39856 (*Dickson c Vuntut Gwitchin First Nation*), mémoire relatif à un appel Intervener Pan-Canadian Forum on Indigenous Rights and the Constitution.

[30] *Shot Both Sides c Canada*, 2024 CSC 12.

[31] Cour suprême du Canada, dossier 40153 (*Shot Both Sides c Canada*), mémoire relatif à un appel Intervenant Innu Takuaikan Uashat Mak Mani-Utenam, aux paras 41–43.

[32] *Ontario (Procureur général) c Restoule*, 2024 CSC 27.

[33] Cour suprême du Canada, dossier 40024 (*Ontario (Procureur général) c Restoule*), mémoire relatif à un appel de l'Intervenant Assembly of First Nations (AFN), aux paras 28, 33.

V. CITATIONS DE LA DNUDPA PAR LA COUR SUPRÊME DU CANADA

Pendant de nombreuses années, la Cour suprême du Canada s'est montrée réticente à citer la *DNUDPA*. Hormis une citation surprenante du *projet de déclaration* de 1994 dans l'affaire *Mitchell c M.R.N.*[34], la Cour est demeurée silencieuse pendant longtemps au sujet de la *DNUDPA*, malgré les nombreuses occasions et même les invitations à y renvoyer. Dans diverses affaires, des groupes d'intervenants ont tenté de faire valoir que la *DNUDPA* devrait influer sur la façon dont l'affaire serait tranchée. Par exemple, dans l'affaire *Nation Tsilhqot'in c ColombieBritannique*, des observations ont été formulées sur la façon dont les dispositions de la *DNUDPA* relatives aux droits fonciers devraient contribuer à façonner le droit canadien en matière de droits ancestraux, mais la Cour n'en a pas tenu compte. Dans l'affaire *Ktunaxa Nation c ColombieBritannique (Forests, Lands and Natural Resource Operations)*[35], une affaire hautement critiquée mettant en cause les libertés religieuses, plusieurs intervenants ont plaidé l'importance de la *DNUDPA* en tant que source à prendre en considération. Fait intéressant, dans cette affaire, la Cour a choisi d'invoquer d'autres instruments internationaux universels en matière de droits de la personne sur la liberté religieuse, mais sans faire référence à la *DNUDPA*, ce qui montre maladroitement une distinction directe entre différents instruments internationaux non contraignants au détriment des peuples autochtones.

Dans l'arrêt Mikisew Cree First Nation c *Canada (Gouverneur général en conseil)*[36], la Cour suprême du Canada ne fait pas référence à la *DNUDPA* pour ce qui est de savoir si l'obligation de consulter s'applique aux mesures législatives. Il en est allé de même malgré un article de la *DNUDPA* qui pourrait être perçu comme étant directement pertinent, à savoir l'article 19 exigeant explicitement la consultation et la coopération avant l'adoption de mesures législatives ou administratives qui touchent les peuples autochtones[37]. Certains professeurs de droit ont critiqué la décision et soutenu que la Cour avait tort de ne pas reconnaître la *DNUDPA*[38]. Cependant, étant donné que la *DNUDPA* n'a pas été mentionnée dans les plaidoiries orales et à peine dans les mémoires — un mémoire en faisant une très brève mention, mais citant le mauvais article de la *DNUDPA*[39] –, il est franchement difficile de voir l'affaire comme un cas où la Cour aurait dû, de sa propre initiative, s'engager dans une discussion approfondie sur la *DNUDPA*. À ce stade, les défenseurs avaient pratiquement abandonné l'idée de saisir la Cour de la *Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones.*

En ce sens, la *LDNU* fédérale a sans doute mené à de nouvelles initiatives pour faire valoir la *DNUDPA*, et la *LDNU* semble avoir encouragé la Cour à renvoyer à la fois à la loi et à la *DNUDPA* elle-même. Dans le *Renvoi relatif à la Loi concernant les enfants, les jeunes et les familles des Premières Nations, des Inuits et des Métis*[40], la Cour affirme que « la Déclaration est consacrée dans le droit positif du pays par la [*LDNU*], alinéa 4a) » [41]. Ce faisant, la Cour ne tire pas directement quoi que ce soit de la *DNUDPA*, mais elle interprète plutôt la loi la concernant comme partie de sa mise en œuvre et mentionne qu'elle est consacrée dans le droit positif du Canada. Toutefois, cette brève déclaration factuelle qui pouvait être interprétée comme une simple affirmation selon laquelle la *DNUDPA* avait été citée dans un texte

---

[34] *Mitchell c M.R.N.*, 2001 CSC 33 aut para 81 [*Mitchell*].

[35] *Ktunaxa Nation c Colombie-Britannique (Forests, Lands and Natural Resource Operations)*, 2017 CSC 54 [*Ktunaxa*].

[36] *Mikisew Cree First Nation c Canada (Gouverneur général en conseil)*, 2018 CSC 40 [*Mikisew*].

[37] *DNUDPA*, *supra* note 1, art 19.

[38] Voir par exemple Sarah Morales, « Supreme Court of Canada Should Have Recognized UNDRIP in Mikisew Cree Nation v Canada », *Canadian Lawyer* (29 octobre 2018) (critiquant notamment la Cour pour avoir « omis de tenir compte des principes juridiques reconnus par la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones » [traduction]).

[39] Voir le dossier 37441 de la Cour suprême du Canada (*Mikisew Cree First Nation c Canada (Gouverneur général en conseil)*), mémoire relatif à un appel de l'Intervenant Assembly of First Nations (AFN), para 21 (citant incorrectement l'art 32 au lieu de l'art 19 pour soutenir un argument).

[40] *Renvoi relatif à la Loi concernant les enfants, les jeunes et les familles des Premières Nations, des Inuits et des Métis*, 2025 CSC 5 [*Renvoi relatif à la protection des enfants autochtones*].

[41] *Ibid* au para 4.

législatif s'est prêtée à d'autres interprétations qui rendent maintenant la *DNUDPA* beaucoup plus importante dans la jurisprudence de la Cour.

Dans *Dickson c Vuntut Gwitchin First Nation*[42], une affaire concernant l'application de la *Charte canadienne des droits et libertés* aux gouvernements autochtones, les juges majoritaires font remarquer que leurs positions sont « conformes à l'idée » de la *DNUDPA*[43]. La recherche de la « conformité à l'idée » attribue maintenant une forme d'autorité persuasive à la *DNUDPA*, ce qui marque une étape importante. L'opinion distincte des juges Martin et O'Bonsawin va encore plus loin. Ils semblent considérer que la *DNUDPA* et la *LDNU* sont une source d'autorité pour reconnaître un droit à l'autonomie gouvernementale[44]. Le court paragraphe laisse entendre que l'autonomie gouvernementale est une façon de préserver les droits collectifs et individuels des peuples autochtones. Bien que les juges Martin et O'Bonswain soulignent judicieusement que la *DNUDPA* sous-tend des droits collectifs et individuels, le cheminement raisonné depuis cette généralité jusqu'à la conclusion très précise selon laquelle l'autonomie gouvernementale doit maintenant être reconnue dans le droit constitutionnel canadien sous une forme générale (en contradiction avec le propre précédent de la Cour, faut-il le souligner) repose sur des bases fragiles. Fait intéressant, bien que l'effet de son opinion distincte soit en fait celui qui se prête le plus à laisser entendre que la souveraineté des gouvernements autochtones les exempte de l'application de la Charte, ce qui cadre sans contredit avec l'accent mis par la *DNUDPA* sur l'autodétermination, l'opinion du juge Rowe en arrive à cette conclusion sans pour autant citer la *DNUDPA*.

À certains égards, ces deux décisions semblent tout simplement sonder le terrain. Après avoir passé de nombreuses années à ne pas clarifier la *DNUDPA* lorsqu'on lui a demandé de le faire, la Cour suprême du Canada a réussi à décourager d'autres arguments fondés sur la *DNUDPA*. Ensuite, lorsque la nouvelle législation a semblé ouvrir de nouvelles possibilités, la Cour a semblé répondre à de nouveaux plaidoyers fondés sur la *DNUDPA* dans ces deux affaires, tout en ignorant les arguments des intervenants fondés sur la *DNUDPA* dans d'autres affaires la même année. La Cour a malheureusement été incohérente et semble avoir négligé de prendre en compte certaines assises théoriques dans ses approches. Il reste encore beaucoup de travail à accomplir pour les tribunaux inférieurs, et comme nous le verrons en examinant trois décisions récentes, il se dégage aussi des principes d'une manière incohérente.

VI. *GITXAALA V BRITISH COLUMBIA (CHIEF GOLD COMMISSIONER)*

Dans l'affaire *Gitxaala*[45], un juge de la Cour suprême de la Colombie-Britannique a rejeté l'argument selon lequel les tribunaux pourraient en fait invoquer la *BCDRIPA* pour invalider unilatéralement des lois de la Colombie-Britannique incompatibles avec la *DNUDPA*. Ce faisant, la Cour a précisé que l'intention législative de la *BCDRIPA* n'avait pas pour effet d'inviter une intervention judiciaire. Elle envisage plutôt une collaboration continue entre le gouvernement et les peuples autochtones afin d'harmoniser les lois existantes et futures avec les principes de la *DNUDPA*.

En avril 2023, deux Premières Nations de la Colombie-Britannique ont soutenu que la Cour pouvait utiliser la *BCDRIPA* pour essentiellement annuler les dispositions du régime foncier minier provincial. La *Mineral Tenure Act*[46] (« *MTA* ») permet aux mineurs autorisés d'enregistrer une « concession minière » sur des terres de la Couronne non réclamées et accorde divers droits d'exploration et de recherche, à l'exclusion du droit d'extraire des minéraux à des fins commerciales, ce qui exige des approbations régies par la *Mines Act*[47]. Les consultations avec les Premières Nations susceptibles d'être touchées ont lieu à l'étape de la délivrance du permis, et non

[42] *Dickson c Vuntut Gwitchin First Nation*, 2024 CSC 10.

[43] *Ibid* aux paras 47, 110.

[44] *Ibid* au para 283.

[45] *Gitxaala*, *supra* note 2.

[46] *Mineral Tenure Act*, RSBC 1996, c 292, ss 6.3, 7–14.

[47] *Mines Act*, RSBC 1996, c 293.

avant l'octroi de la concession minière, ce qui soulève des questions pertinentes au sujet de l'obligation de consultation de la Couronne au moment de l'application de la *MTA*. Compte tenu des effets physiques négatifs découlant de l'octroi de droits miniers, la Cour a conclu que la Colombie-Britannique devrait modifier fondamentalement certaines parties de la législation existante pour se conformer à la doctrine de l'obligation de consulter[48].

En ce qui concerne l'effet de la *DNUDPA* et de la *BCDRIPA*, la Cour a tranché deux questions :

1. La *DRIPA* a-t-elle mis en œuvre la *DNUDPA* dans le droit interne de la Colombie-Britannique[49]?

2. L'article 3 de la *DRIPA* soulève-t-il des questions de droit justiciables? Si oui, lesquelles[50]?

La Cour a répondu par la négative aux deux questions, justifiant sa décision d'utiliser la *BCDRIPA* comme « aide interprétative pour aborder la lecture appropriée de la *MTA* » [traduction][51]. Premièrement, en déterminant que l'article 2 de la *BCDRIPA*, la disposition sur les « objets », doit être lu comme une série d'énoncés d'objet qui peut influer sur l'interprétation et aider à donner un sens aux dispositions fondamentales de la législation[52]. Le juge Ross s'est appuyé sur le hansard et le contexte législatif pour conclure que la *DRIPA* n'avait pas mis en œuvre la *DNUDPA* dans le droit de la Colombie-Britannique. La *BCDRIPA* préconise en fait un processus de coopération et de consultation pour « préparer, puis mettre en œuvre, un plan d'action visant à atteindre les objectifs de la DNUDPA » [traduction][53]. Par conséquent, en ce qui concerne la question de la justiciabilité, l'article 3 de la *BCDRIPA*, qui prévoit que « le gouvernement doit prendre toutes les mesures nécessaires pour garantir la cohérence » [traduction], ne devrait pas être interprété comme une disposition créant des droits qui confère aux tribunaux le pouvoir d'invalider immédiatement une loi. Le juge Ross a reconnu que les tribunaux possèdent à la fois la capacité institutionnelle et la légitimité d'évaluer si les lois s'harmonisent avec les droits énoncés dans la *DNUDPA*[54]. Cependant, l'article 3 n'impose pas d'exigence de cohérence, ce qui oblige les tribunaux à statuer unilatéralement dans tous les cas où une loi peut être incompatible avec la *DNUDPA*[55]. L'article 3 prévoit plutôt un processus de collaboration continu avec les peuples autochtones de la Colombie-Britannique, au lieu de donner aux tribunaux le droit unilatéral d'invalider immédiatement une loi.

Bien que certains universitaires qui plaident généralement en faveur de l'élargissement des droits des peuples autochtones aient candidement admis que la Cour a raison quant à la portée limitée de la *BCDRIPA*[56], la Cour a quand même en quelque sorte été critiquée pour ne pas avoir fait davantage de la législation[57]. Par exemple, la commissaire aux droits de la personne de la Colombie-Britannique, Kasari Govender, a émis un communiqué dont le titre faisait référence au fait qu'elle avait été « consternée » par la décision de la Cour et dans lequel affirmait, pour la forme, que : « la *Declaration Act* ne devrait pas être purement symbolique.

---

[48] *Gixtaala*, *supra* note 2 aux paras 396–98.

[49] *Ibid* au para 442.

[50] *Ibid*.

[51] *Ibid* au para 14.

[52] *Ibid* au para 461.

[53] *Ibid* aux paras 466–67.

[54] *Ibid* au para 485.

[55] *Ibid* au para 488.

[56] Voir par exemple Nigel Bankes, « The Legal Status of UNDRIP in British Columbia: Gitxaala v British Columbia (Chief Gold Commissioner) » (5 octobre 2023), en ligne (blogue) : *ABlawg* <ablawg.ca/2023/10/05/the-legal-status-of-undrip-in-british-columbia-gitxaala-v-british-columbia-chief-gold-commissioner>.

[57] Prenons les éléments de David Wright, « British Columbia Free Entry Mining System Triggers Duty to Consult and Must Change: Gitxaala c British Columbia (Chief Gold Commissioner) » (18 octobre 2023), en ligne (blogue) : *ABlawg* <ablawg.ca/2023/10/18/british-columbia-free-entry-mining-system-triggers-duty-to-consult-and-must-change-Gitxaala-v-british-columbia-chief-gold-commissioner>; Jeffrey Warnock, « So, I Guess We are Going with Vacuous Political Bromide: A Commentary on Gitxaala c. British Columbia (Chief Gold Commissioner), 2023 BCSC 1680 », (2024) 57:3 *UBC Law Review*;

Pourtant, la décision d'aujourd'hui indique que la *Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones* n'a toujours pas force de loi en Colombie-Britannique » [traduction][58]. Ce genre de critique sévère à l'endroit de la Cour pour avoir interprété une loi en fonction de ses lettres et de ses intentions illustre le contexte agité dans lequel sont entendues ces affaires.

Nous sommes d'avis que la décision est en harmonie avec l'histoire législative et la législation. L'histoire législative indique que la *BCDRIPA* a été conçue pour favoriser un processus au fil du temps, dans le cadre duquel le gouvernement travaillerait à la cohérence de sa législation au moyen d'un plan d'action révisé tous les deux ou trois ans. Au cours du débat, le ministre des Relations avec les Autochtones et de la Réconciliation de la Colombie-Britannique, Scott Fraser, a déclaré que « l'adoption de ce projet de loi constituera toujours un outil d'interprétation. Le projet de loi 41 n'apporte aucune force juridique à la déclaration des Nations unies. Notre intention et notre engagement sont, clairement et publiquement, de travailler avec les peuples autochtones de cette province pour harmoniser nos lois, actuelles et futures, avec la déclaration des Nations unies au fil du temps » [traduction][59]. La présentation du projet de loi a été appuyée à l'unanimité parce qu'on avait garanti qu'il n'invaliderait pas immédiatement les lois existantes. Par conséquent, l'historique législatif appuie l'interprétation de la *BCDRIPA* comme instrument de changement générationnel au moyen de processus continus.

Un appel a été entendu, et une décision devrait être rendue cette année. Il vaut la peine de porter attention aux directives de la cour d'appel, étant donné la similitude entre la *BCDRIPA* et la *LDNU* fédérale.

VII. *R C WHITE ET MONTOUR*

Dans l'affaire *R c Montour and White*[60], la juge Sophie Bourque de la Cour supérieure du Québec a rendu le jugement définitif de sa carrière judiciaire dans ce qui est un jugement très novateur portant sur une vaste gamme de questions relatives aux droits ancestraux et issus de traités. S'appuyant sur un nouveau critère juridique au lieu de l'arrêt *Van der Peet*, la juge Bourque a conclu que le droit de librement organiser et poursuivre leur développement économique est un droit générique partagé par tous les peuples autochtones, tel qu'établi par la *DNUDPA* et protégé par le système juridique traditionnel des Mohawks de Kahnawà:ke[61]. Sur une question distincte, le jugement a également conclu que la Couronne avait enfreint de manière injustifiable des droits ancestraux et issus de traités, garantis en vertu de la chaîne d'alliance, un traité entre les Haudenosaunee et les Britanniques, reconnu par le paragraphe 35(1) de la *Loi constitutionnelle de 1982*, en limitant le droit au commerce du tabac par l'imposition de droits d'accise et le dépôt de poursuites criminelles en vertu de la *Loi sur l'accise*[62].

Dans le cadre d'une longue décision de 1696 paragraphes, la juge Bourque a utilisé l'adoption par le gouvernement fédéral de la *LDNU* comme preuve d'un changement de circonstances répondant à la norme *Bedford/Carter* pour que les tribunaux inférieurs annulent des décisions de la CSC, pour soutenir, eu égard à la *DNUDPA*, que le critère *Van der Peet* doit être annulé et remplacé, tout cela dans un nombre relativement limité de paragraphes[63]. Sans surprise, le procureur général du Québec a interjeté appel du jugement. Néanmoins, il y a eu de nombreux commentaires dénonçant le fait que le Québec demande des directives judiciaires

[58] Voir le Bureau du commissaire aux droits de la personne de la Colombie-Britannique, « B.C. Human Rights Commissioner dismayed as court decision undermines impact of Declaration on the Rights of Indigenous Peoples Act » (26 septembre 2023), en ligne : <bchumanrights.ca/news-and-events/news/b-c-human-rights-commissioner-dismayed-as-court-decision-undermines-impact-of-declaration-on-the-rights-of-indigenous-peoples-act>.

[59] British Columbia, *Official Reports of Debates of the Legislative Assembly (Hansard)*, 41st Parl, 4th Sess, No 292 (19 novembre 2019) au para 10569 (Hon. S. Fraser).

[60] *Montour*, *supra* note 3.

[61] *Ibid* au para 1375.

[62] *Loi sur l'accise*, LC 2002, ch 22, para 42(1).

[63] *Montour*, *supra* note 3, aux paras 1171–1204, présente le principal raisonnement sur ce point (il pourrait y avoir des arguments pour inclure plus de paragraphes, mais on pourrait aussi défendre d'en inclure moins), un raisonnement sur une question aussi cruciale qui ne représente qu'environ 2 % du jugement.

supplémentaires au sujet de cette décision révolutionnaire[64].

La juge Bourque cite assez longuement la norme établie dans l'arrêt *Bedford/Carter* lorsqu'elle examine la possibilité d'utiliser la *LDNU* pour renverser un précédent.[65] Dans les arrêts *Canada (Procureur général) c Bedford*[66] et *Carter c Canada (Procureur général)*[67], la Cour suprême a défini les limites du *stare decisis* vertical imposées aux tribunaux inférieurs. La Cour a conclu que les tribunaux inférieurs pouvaient s'écarter du précédent établi par les tribunaux supérieurs dans deux circonstances : « (1) lorsqu'une nouvelle question juridique se pose; et (2) lorsqu'une modification de la situation ou de la preuve change radicalement la donne »[68]. Dans ce qu'elle a décrit comme son application de cette norme, la juge Bourque a conclu que la présomption de conformité avec la *DNUDPA*, l'approbation de la *DNUDPA* « sans réserve » [traduction][69] et l'adoption de la *LDNU* constituent de nouvelles questions juridiques qui n'ont pas été soulevées devant la CSC dans l'arrêt *Van der Peet*. En outre, l'ensemble du paysage social qui sous-tend la décision a changé[70]. Ainsi, la juge Bourque a conclu qu'il existe des circonstances exceptionnelles pour annuler l'arrêt *Van der Peet* et élaborer un nouveau cadre pour les demandes fondées sur le paragraphe 35(1).

Au fil des ans, les universitaires ont abondamment critiqué le critère de *Van der Peet* de la « partie intégrante de la culture distinctive ». En plus des arguments au sujet des effets éventuels d'immobilisation de la culture du critère, certaines critiques dénonçaient que les applications subséquentes du critère de *Van der Peet* avaient incité le tribunal à apporter des ajustements ponctuels à des parties du critère pour qu'il puisse être adapté à d'autres contextes prévus à l'article 35, entraînant des limites culturelles particulières sur la portée des droits de propriété et d'autres droits[71]. Dans l'affaire *Montour*, la Cour a jugé que l'arrêt *Van der Peet* était incompatible avec la *DNUDPA* parce que la reconnaissance des droits se limite à des pratiques particulières[72]. Par conséquent, la Cour a fait valoir que le critère actuel ne permet pas de saisir les droits modernes ayant des effets économiques, ce qui entrave les droits énoncés dans la *DNUDPA* qui dépendent du droit de développer une économie autonome parce que « sans levier financier indépendant, la plupart des droits collectifs ne sont que des coquilles vides » [traduction][73].

Le critère de remplacement créé par la juge Bourque s'écarte du critère de *Van der Peet*, qui est axé sur les coutumes, les pratiques et les traditions, pour adopter un cadre qui examine si le droit à l'étude « est un droit protégé par le système juridique traditionnel des peuples autochtones qui revendiquent ce droit » [traduction][74]. Par conséquent, la Cour doit déterminer quels droits sont protégés par les systèmes juridiques autochtones par opposition à l'idée figée de « partie intégrante ».

Le critère du paragraphe 35(1) réformé défini dans l'arrêt *Montour* impose trois fardeaux aux demandeurs pour déterminer si

---

[64] Laura Koerner-Yeo & Brendan Schatti, « Update Part II: Attorney General of Quebec Appeals trailblazing *R. c White et Montour* decision », *JFK Law* (19 mars 2024), en ligne : <jfklaw.ca/update-attorney-general-of-quebec-appeals-quebec-superior-courts-trailblazing-r-v-montour-and-white-decision-part-ii/#_ftn4>; Ka'nhehsí:io Deer, « Quebec appeals 'landmark' decision recognizing Kanien'kehá:ka treaty right to trade tobacco », *CBC News* (11 janvier 2024), en ligne : <cbc.ca/news/indigenous/quebec-appeals-treaty-right-tobacco-trade-1.7080655>.

[65] *Montour*, *supra* note 3 au para 1145ff. Aux paras 1154–56, la juge Bourque fait également référence aux mises en garde dans l'application de la norme énoncée par la Cour suprême du Canada dans l'arrêt *R. c Comeau,* 2018 CSC 15, mais elle était d'avis que l'affaire en l'espèce allait même jusqu'à une application prudente de la norme établie dans l'arrêt *Bedford/Carter*.

[66] *Carter c Canada (Procureur général)*, 2015 CSC 5 [*Carter*].

[67] *Ibid* au para 44.

[68] *Ibid*.

[69] *Montour*, *supra* note 3 au para 1204.

[70] *Ibid* au para 1205.

[71] Dwight Newman, « Day Six: Dwight Newman » (30 décembre 2018), en ligne (blogue) : <doubleaspect.blog/2018/12/30/day-six-dwight-newman>.

[72] *Montour*, *supra* note 3 au para 1295.

[73] *Ibid*.

[74] *Ibid* au para 18.

un droit invoqué est protégé par le système juridique traditionnel des peuples autochtones revendiquant ce droit :

1. Il faudra d'abord identifier le droit collectif invoqué par un demandeur;

2. Ensuite, le demandeur devra prouver qu'un tel droit est protégé par son système juridique traditionnel;

3. Enfin, le demandeur devra démontrer que la pratique ou l'activité litigieuse en question constitue un exercice de ce droit[75].

Il s'agit d'un changement notable, car il pourrait avoir une incidence sur les résultats de diverses questions relatives aux droits des peuples autochtones à l'échelle du pays (et, entre-temps, peut modifier l'analyse de l'obligation de consulter dans chaque situation de consultation mettant en cause un droit ancestral revendiqué, la force *prima facie* de la revendication devant maintenant être analysée selon un critère différent). Bien que cette modification puisse être considérée comme un changement positif et constructif, elle a également pour effet de créer un obstacle à la démonstration pour certaines communautés autochtones, si elles sont ensuite placées dans une position où elles doivent prouver « une continuité suffisante » [traduction] d'un droit au sein d'un système juridique autochtone plutôt que des coutumes, pratiques et traditions éprouvées[76]. Il pourrait donc y avoir des conséquences imprévues, et l'analyse très limitée de la modification de ce critère dans un jugement très long ne montre pas le genre d'attention qu'il conviendrait d'accorder à un changement de cette ampleur.

Une dernière préoccupation concernant la *DNUDPA* concerne une conclusion importante sur l'interprétation constitutionnelle. La juge Bourque a conclu que la *DNUDPA*, [traduction] « bien qu'il s'agisse d'une déclaration de l'Assemblée générale, devrait avoir le même poids qu'un instrument international contraignant dans l'interprétation constitutionnelle du paragraphe 35(1) » [77]. On pourrait alors faire valoir que la *DNUDPA* pourrait modifier de façon appropriée l'interprétation de la constitution. En principe, si l'arrêt *Nevsun Resources Ltd. c Araya*[78] est exact et est appliqué, cela pourrait également signifier que des parties de la *DNUDPA* feront partie de la common law canadienne en dehors du processus législatif. Quoi qu'il en soit, la façon dont la décision sera prise est quelque peu complexe. La question demeure : En quoi l'adoption d'une loi fédérale modifie-t-elle l'interprétation de la Constitution ? Sur le plan des principes, l'adoption d'une loi fédérale ne peut pas légitimement modifier l'interprétation de la Constitution, ou on a créé une nouvelle formule de modification non encadrée par des principes dans les limites du pouvoir exclusif du gouvernement fédéral.

VIII. *PREMIÈRE NATION DE KEBAOWEK C LABORATOIRES NUCLÉAIRES CANADIENS*

Le 19 février 2025, dans l'affaire *Première Nation de Kebaowek c Laboratoires nucléaires canadiens*[79], la Cour fédérale a prétendu adopter la norme de consentement préalable donné librement et en connaissance de cause (« CPLCC ») de la *DNUDPA* tenant lieu d'obligation de consulter, cette adoption étant le résultat de la mise en œuvre, par le Canada, de la *DNUDPA* dans le droit national par l'entremise de la *LDNU*. Sur cette base, la Cour a conclu que le processus de consultation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire pour l'approbation d'une modification du permis des Laboratoires Nucléaires Canadiens afin de construire une installation de gestion des déchets près de la surface aux Laboratoires de Chalk River était inadéquat[80]. Cependant, la juge Blackhawk interprète également le CPLCC comme un processus obligatoire plutôt qu'une obligation d'obtenir le consentement[81]. L'affaire fait actuellement l'objet d'un appel. Certains

[75] *Ibid* au para 1297.

[76] *Ibid* au para 1327.

[77] *Ibid* au para 1201.

[78] *Nevsun Resources Ltd. c Araya*, 2020 CSC 5.

[79] *Kebaowek*, *supra* note 4.

[80] *Ibid* au para 183.

[81] *Ibid* au para 131.

diront que parmi les trois affaires, celle-ci se distingue comme étant la plus remarquable. Par conséquent, quelques éléments clés exigent plus d'attention.

Tout d'abord, il convient de souligner l'effet des pouvoirs existants. Les pouvoirs choisis sont importants, particulièrement le renvoi à une autre décision d'un tribunal inférieur qui n'est pas définitive et qui fait actuellement l'objet d'un appel. La juge Blackhawk commence par citer le *Renvoi relatif à la Loi concernant les enfants, les jeunes et les familles des Premières Nations, des Inuits et des Métis*[82], ainsi que l'affaire *Montour*[83], pour défendre l'idée selon laquelle la *DNUDPA* a été mise en œuvre dans le droit positif interne du Canada et peut être requise pour éclairer l'interprétation du droit canadien[84]. La *DNUDPA* est décrite comme « un prisme d'interprétation qu'il faut appliquer pour déterminer si la Couronne s'est acquittée des obligations qui lui incombent légalement »[85]. Par la suite, on affirme que la Cour suprême du Canada a indiqué que les droits énoncés dans la *Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones* existent, laissant entendre que ce qui est prévu dans la *LDNU* codifie des droits préexistants[86].

Fait intéressant, l'arrêt *Gixtaala*, qui tient compte de la cohérence du régime foncier minier provincial avec la *DNUDPA* et la *BCDRIPA*, n'est mentionné que beaucoup plus tard dans la décision[87]. En l'espèce, la juge Blackhawk conclut brièvement que la décision *Gixtaala* est peu convaincante et se distingue de la décision *Kebaowek*, faisant remarquer que, contrairement à la première, la question « ne porte pas sur la compatibilité de lois […] En fait, il faut en l'espèce déterminer si la DNUDPA fait partie des lois canadiennes de telle manière qu'elle peut servir à interpréter la portée de l'obligation de consulter et d'accommoder »[88]. Un examen plus approfondi des questions soulevées dans l'arrêt *Gixtaala* aurait certainement été justifié, étant donné qu'il prend en compte une législation étroitement parallèle qui est antérieure à la loi fédérale.

Ces mentions sur les sources font ressortir que les déclarations ambiguës de la Cour suprême du Canada sont susceptibles d'être interprétées de façon inattendue. Elles montrent également que certains juges peuvent choisir parmi d'autres décisions de tribunaux inférieurs pendant cette phase intérimaire où il manque de directives de la cour d'appel, ce qui amplifie les effets des décisions qui pourraient être invalidées. Cette période de développement juridique donne lieu à des incertitudes importantes quant à ce qui pourrait se produire dans un cas donné et toucherait des clients.

Deuxièmement, l'énoncé général dans le cas de l'adoption de la *DNUDPA* au moyen de la *LDNU*, «… ne peut signifier que le statu quo perdure quant à l'application de l'article 35 »[89], est important. Encore une fois, nous constatons qu'un tribunal inférieur est d'avis que l'adoption d'une loi fédérale modifie l'interprétation constitutionnelle et adopte à nouveau ce nouveau processus de modification constitutionnelle qui permet au gouvernement fédéral d'apporter des changements unilatéraux à la Constitution qui touchent les provinces.

Troisièmement, partant du principe que la *DNUDPA* doit être utilisée pour interpréter l'analyse de la Couronne sur l'obligation de consulter et d'accommoder, la Cour adopte une approche intéressante en commençant par tenter de cerner un article précis de la *DNUDPA* dans lequel s'inscrit l'affaire. La Cour conclut que le projet d'installation de gestion des déchets près de la surface est clairement visé par le paragraphe 29(2) de la *DNUDPA*, ce qui déclenche la norme du CPLCC de la *DNUDPA*. Le paragraphe 29(2) stipule que les États doivent « veiller à ce qu'aucune matière dangereuse ne soit stockée ou déchargée sur les terres ou territoires des

[82] *Montour*, *supra* note 3 au para 1287.

[83] *Kebaowek*, *supra* note 4 au para 76.

[84] *Ibid*.

[85] *Ibid*.

[86] *Ibid*.

[87] *Ibid* aux paras 101–02.

[88] *Ibid* au para 102.

[89] *Ibid* au para 128.

peuples autochtones sans leur consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause »[90]. Par conséquent, en se fondant sur cette méthodologie plutôt distincte, la juge Blackhawk suggère qu'une norme relative au CPLCC doit être appliquée dans la redéfinition de l'obligation de consulter.

Cependant, la juge Blackhawk interprète ensuite le CPLCC comme « un droit à un processus rigoureux… et non un droit de veto ou un droit à un résultat donné »[91]. Cette interprétation correspond en fait au point de vue général des spécialistes du droit international, selon lequel le CPLCC, en règle générale, confère le droit à un processus visant à obtenir le consentement, mais pas nécessairement l'obtention du consentement pour chaque décision[92]. Un courant de pensée divergent dans les études en droit international soutient que le CPLCC exige un processus de consultation pour obtenir le consentement, parfois présenté comme un « droit de veto », ce qui implique un pouvoir absolu de passer outre à toutes les autres considérations[93].

Cependant, c'est ici que la méthodologie d'assujettissement des affaires à l'article 29 devient particulière. Comme je l'ai dit, en ce qui concerne le CPLCC de façon générale, l'approche de la juge Blackhawk selon laquelle les processus du CPLCC n'exigent pas toujours l'obtention d'un consentement fait partie des opinions courantes. Cependant, ceux qui tiennent ce discours dominant parviennent souvent à cette conclusion en examinant le texte de la *DNUDPA* et la distinction entre les articles qui exigent expressément un consentement et ceux qui n'exigent pas expressément un consentement, mais simplement une consultation et une coopération « en vue d'obtenir » le consentement. L'article 29(2) de la *DNUDPA*, qui régit le stockage des déchets nucléaires, est l'un des rares articles où il est écrit que l'obtention du consentement est obligatoire. Le seul autre article de ce genre est l'article 10, qui exige un consentement pour la réinstallation d'une population. Par conséquent, l'affirmation que la méthodologie de reconnaissance d'un droit à un processus est couverte par le paragraphe 29(2) est une caractéristique très particulière de la décision, ce qui soulève des questions plus générales sur la cohérence de la méthodologie du jugement.

Le jugement contient également un renvoi intéressant au paragraphe 46(2), la clause limitative de la *DNUDPA*, qui précise que les droits garantis par la *DNUDPA* ne sont pas absolus et que les États peuvent empiéter sur les droits conférés par la *DNUDPA* dans des circonstances limitées[94]. Cet article est rarement cité, car de nombreux universitaires et juges procèdent comme si la *DNUDPA* ne contenait aucune clause limitative, l'interprétant ainsi uniquement comme un instrument d'affirmation des droits dans toutes les circonstances. Le renvoi de la Cour est donc remarquable, car il suggère des limites possibles aux effets des articles de la *DNUDPA* que la Cour a choisi de prendre en compte et laisse entendre que la *DNUDPA* peut être interprétée de façon équilibrée. Si les tribunaux doivent suivre cette méthodologie, en utilisant la *DNUDPA* comme cadre d'interprétation, il est impératif de prendre en compte de façon appropriée le paragraphe 46(2) pour interpréter les dispositions de fond de la Déclaration et la façon dont elles interagissent avec le droit canadien pour se doter d'une approche plus équilibrée.

Enfin, il convient de souligner que la Cour a largement utilisé les décisions de la Cour interaméricaine des droits de l'homme (« CIDH ») pour faciliter l'interprétation du CPLCC[95]. La CIDH est l'organisme judiciaire établi à San José, au Costa Rica, pour interpréter

---

[90] *DNUDPA*, *supra* note 1, art 29.

[91] *Kebaowek*, *supra* note 4 au para 130.

[92] Voir Newman, « Interpreting FPIC in UNDRIP », *supra* note 7; Mauro Barelli, « Free, Prior and Informed Consent in the United Nations Declaration on the Rights of Indigenous Peoples - Articles 10, 19, 29(2) and 32(2) », dans Jessie Hohmann & Marc Weller, éd., *The UN Declaration on the Rights of Indigenous Peoples: A Commentary* (Oxford: Oxford University Press, 2018).

[93] Voir la discussion sur ce point de vue dans Newman, « Interpreting FPIC in UNDRIP », *ibid* au para 238.

[94] *Kebaowek*, *supra* note 32 au para 131.

[95] *Ibid* aux paras 107–11.

et appliquer la *Convention américaine relative aux droits de l'homme* (« *CADH* »)[96], un traité régional sur les droits de la personne dans les Amériques. Il faut tenir compte de deux aspects clés. Premièrement, les décisions de la CIDH mentionnées n'ont pas été citées par les parties ni soulevées par celles-ci pour obtenir leurs commentaires. Par conséquent, la Cour semble avoir consulté la jurisprudence de la CIDH sans d'abord demander aux parties ce que ces affaires devraient signifier dans le contexte de l'affaire dont elle est saisie. Bien que cette pratique ne soit pas sans précédent, elle ne semble pas être le processus idéal dans un système accusatoire de défense des droits. Les parties devraient avoir la possibilité d'examiner les arguments juridiques inclus dans les affaires et ne pas être incapables de contester des arguments influents avancés par la Cour de sa propre initiative. Deuxièmement, on peut soutenir que les décisions de la CIDH ne s'appliquent pas de la façon présentée par la juge Blackhawk. À notre avis, la prise en compte par la Cour de documents de droit international soulève d'importants problèmes méthodologiques. Dans la plupart des cas, les affaires de la CIDH en question interprètent la *CADH*. Comme on l'a mentionné, il s'agit d'un traité régional sur les droits de la personne dans les Amériques. Il s'agit d'un traité ratifié par de nombreux États membres de l'Organisation des États américains (« OEA »), mais pas par le Canada, ce qui soulève de profondes questions quant à la pertinence de se fonder sur ces affaires pour interpréter des obligations canadiennes[97]. En faisant référence à ces affaires, la juge Blackhawk fait probablement plus qu'interpréter le CPLCC dans le contexte de la *DNUDPA* et presque certainement plus qu'interpréter des textes de droit international qui s'appliquent au Canada de façon ordinaire.

L'affaire *Kebaowek* représente une tentative ambitieuse d'intégrer la *DNUDPA* dans le droit canadien au moyen de la *LDNU*, mais elle est truffée d'incohérences méthodologiques. La Cour a fondé son analyse sur une question juridique non réglée quant à savoir si la LDNU, une loi fédérale, modifie l'interprétation constitutionnelle et s'est fondée sur cette base pour interpréter le CPLCC comme un droit à la procédure. Sa démarche était sans doute correcte en ce qui concerne le CPLCC en termes généraux, mais elle ne cadrait pas bien avec le libellé du paragraphe 29(2), la disposition qui, selon la Cour, a déclenché la norme du CPLCC. De plus, le fait que la Cour s'appuie sur une jurisprudence sans doute inapplicable de la CIDH et sur des questions juridiques non réglées en appel découlant de l'affaire *Montour* soulève d'autres préoccupations. La décision fait l'objet d'un appel, et ceux qui cherchent à s'appuyer sur celle-ci entre-temps devraient faire preuve d'une grande prudence. Cependant, ceux qui pourraient être touchés par sa citation par d'autres tribunaux sont de nouveau exposés à des risques importants pendant cette période intérimaire.

IX. RAMIFICATIONS PRATIQUES ET CONCLUSIONS

Nous traversons actuellement une période d'instabilité importante en ce qui concerne les répercussions de la *DNUDPA* et de ses dispositions législatives sur diverses questions. Par conséquent, nous sommes témoins d'un phénomène dans lequel les tribunaux se citent l'un et l'autre plus rapidement que les affaires sont tranchées en appel. De plus, des affaires traitant de sources de pouvoir incertaines sont citées par d'autres affaires de même nature lorsqu'il s'agit de rendre des décisions importantes. Enfin, nous avons besoin qu'une cour d'appel tranche et, en fin de compte, d'un cadre rigoureux et fondé sur des principes de la part de la Cour suprême du Canada.

Nous sommes aussi témoins d'un phénomène dans lequel les dispositions de la *DNUDPA* peuvent être invoquées de diverses façons que l'on supposait impossibles dans des accords visant l'adoption d'une loi. Des interprétations problématiques qui s'écartent de l'intention législative initiale au moment de l'adoption d'une loi risquent de rendre certains aspects de la législation politiquement litigieux et, en fin de compte, d'entraîner la révocation d'une telle loi à l'avenir. Lorsque la *BCDRIPA* a été adoptée en 2019, elle avait l'appui unanime de l'Assemblée législative de la Colombie-Britannique. Cinq

[96] *Convention américaine relative aux droits de l'homme*, San José, Costa Rica, 22 novembre 1969, 1144 UNTS 123 (entrée en vigueur le 27 août 1979) [*Convention américaine*].

[97] Les affaires portent également sur des renvois à la Convention 169 de l'OIT (*Convention concernant les peuples indigènes et tribaux dans les pays indépendants* [OIT no 169], 72 ILO Official Bulletin 59, *entré en vigueur* le 5 septembre 1991), qui n'a pas été ratifiée non plus par le Canada.

ans plus tard, le nouveau parti d'opposition principal de la Colombie-Britannique n'a sauvé cette mesure que grâce à des résultats électoraux irréprochables. Si la loi est interprétée d'une façon qui va au-delà des garanties offertes au moment de son adoption, il est probable que nous assisterons à une intensification malheureuse de la politisation et à un soutien moins durable des droits autochtones.

Pour ceux qui travaillent dans le domaine du droit de l'énergie, il est également fort possible qu'il faille maintenant tenir compte des incertitudes liées à la *DNUDPA* dans presque toutes les affaires. Cela comprend même la façon de traiter les arguments que l'autre partie ne soulève pas, mais sur lesquels le juge peut s'appuyer ou qu'il peut élaborer, peut-être à tort, de sa propre initiative. Un besoin supplémentaire a émergé, voulant que les organisations liées à l'industrie des ressources naturelles prennent en compte plus rigoureusement ces questions afin d'assurer un examen minutieux et équilibré de ces questions dans leurs travaux officiels et officieux. Les Canadiens peuvent être à la fois fiers des efforts qu'ils déploient pour réparer les torts passés causés aux peuples autochtones et faire progresser les droits des peuples autochtones, tout en s'efforçant de le faire d'une manière qui respecte le processus approprié et qui ne génère pas d'incertitudes nuisibles sur le plan économique et qui rassemble au lieu de diviser. ■