



# **PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE**

VOLUME 14, NUMÉRO 1 2026

## RÉDACTEURS EN CHEF

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

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

## SUPPORTERS

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

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

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

**Dr. André Plourde**, BA, MA, PhD, Professor, Doyen, Faculty of Public Affairs, Carleton University

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

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

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

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

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

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

## COLLABORATEURS 2026

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## ÉNONCÉ DE MISSION

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

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

## POLITIQUE RÉDACTIONNELLE

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

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

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

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

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

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

# PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

## TABLE DES MATIÈRES

### ÉDITORIAL

Éditorial ..... 5

*Karen J. Taylor et Moin A. Yahya*

### CHRONIQUE RÉGULIÈRE

Évolution du droit administratif relatif au droit et à la réglementation de  
l'énergie en 2025 ..... 12

*Paul Daly*

### ARTICLE

Coopération interprovinciale et fiabilité énergétique..... 57

*David Morton*

Modèles de marché simplifiés ou intégrés : un examen de l'évolution du  
marché de l'électricité de l'Alberta..... 68

*David P. Brown*

La transition difficile de l'Ontario vers une nouvelle conception du marché 78

*Brady Yauch et Brendan Callery*

Questions réglementaires relatives à la modernisation du réseau..... 90

*Kenneth W. Costello*

Au-delà de l'ancienneté dans la file d'attente : des solutions axées sur les  
besoins des clients face à la rareté de la capacité de raccordement au réseau101

*Travis Kavulla et Kevin Thompson*

### RECENSIONS

« Indigenous rights in one minute: What you need to know to talk  
reconciliation », Bruce McIvor ..... 113

*Tamara (Baldhead) Pearl*

# ÉDITORIAL

Rédacteurs en chef

*Karen J. Taylor et Moin A. Yahya*

---

## ALTERNANCE DE HAUTS ET DE BAS GÉOPOLITIQUES À L'ÉTRANGER

Les hauts et les bas géopolitiques qui ont marqué l'année 2025 se sont poursuivis sans relâche depuis la rédaction de notre dernier éditorial en septembre dans le cadre du numéro 4 du volume 13 de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*. À ce stade-ci, il est difficile d'imaginer que le reste de l'année 2026 sera différent. Cependant, il y a eu trois développements notables qui pourraient avoir des répercussions importantes pour le Canada sur les scènes internationale et nationale, notamment en ce qui concerne l'énergie et le commerce.

### Stratégie de sécurité nationale des États-Unis pour 2025

Publiée le 5 décembre 2025, la *2025 U.S. National Security Strategy* (stratégie de sécurité nationale des États-Unis – « SSN ») définit les principes et les priorités de la politique étrangère américaine, ainsi que les régions du monde qu'elle vise prioritairement. Or, la Stratégie de 2025 s'écarte des vues traditionnelles américaines, car elle redéfinit la position de ce pays dans l'ordre mondial<sup>1</sup> en précisant que celui-ci « doit occuper un rôle prééminent dans l'hémisphère occidental pour garantir sa

sécurité et sa prospérité» [traduction]<sup>2</sup>. Comme l'a souligné la Fondation Asie-Pacifique du Canada<sup>3</sup>, « les alliés, y compris le Canada, sont censés s'aligner sur la politique économique de Washington<sup>4</sup> » — et l'alignement « de la sécurité hémisphérique et de la politique économique coordonnée prime sur la discrétion nationale, en particulier en ce qui concerne la Chine » [traduction]<sup>5</sup>. Toutefois, selon les critiques en matière de défense et de sécurité à l'égard de la SSN, l'abandon prévu par les États-Unis d'investissements essentiels dans « la sécurité, le libre-échange, la démocratie et les alliances [...] et les fondements de la paix mondiale ne fera pas passer l'Amérique en premier, mais l'affaiblira » [traduction]<sup>6</sup>.

### Vénézuéla

L'escalade des mesures prises par les États-Unis contre le Venezuela a sans doute commencé en janvier 2025, avec la signature d'un décret qui « a ouvert la voie pour que des organisations criminelles et des cartels de la drogue soient désignés comme "organisations terroristes étrangères" » [traduction]<sup>7</sup>. Des mesures de plus en plus affirmées se sont poursuivies tout au long de l'année 2025. Après avoir lancé des frappes contre de petits navires dans la mer des Caraïbes en septembre 2025 (dont une partie importante était liée au Venezuela) dans le but

---

<sup>1</sup> Gisela Grieger, Service de recherche du Parlement européen, « The 2025 US National Security Strategy », PE 779.261 (décembre 2025).

<sup>2</sup> Vina Nadjibulla, « La National Security Strategy et ses implications pour les politiques canadiennes envers la Chine et l'engagement indo-pacifique » (8 décembre 2025) Fondation Asie Pacifique du Canada, en ligne : <asiapacific.ca/fr/publication/what-trumps-new-national-security-strategy-means-for-canada>.

<sup>3</sup> *Ibid.*

<sup>4</sup> *Ibid.*

<sup>5</sup> *Ibid.*

<sup>6</sup> Emily Harding, « The National Security Strategy: The Good, the Not So Great, and the Alarm Bells » (5 décembre 2025) Center for Strategic International Studies, en ligne : <csis.org/analysis/national-security-strategy-good-not-so-great-and-alarm-bells>.

<sup>7</sup> Ben Finely, Konstantin Toropin et Regina García Cano, « A timeline of U.S. military escalation against Venezuela leading to Maduro's capture » (3 janvier 2026) PBS News, en ligne : <pbs.org/newshour/world/a-timeline-of-u-s-military-escalation-against-venezuela-leading-to-maduros-capture>.

de lutter contre le trafic de drogue maritime en Amérique latine<sup>8</sup>, et avoir accentué la pression sur le régime Maduro en saisissant les pétroliers exploités sans l'autorisation des États-Unis et transportant du pétrole depuis le Venezuela, la Russie ou l'Iran en violation des sanctions imposées par les États-Unis et d'autres pays<sup>9</sup>, l'administration Trump a approuvé une frappe militaire contre le Venezuela, qui a abouti à la capture de son président Nicolás Maduro et de son épouse Chilia Flores le 3 janvier 2026. Malgré l'inculpation de Maduro et de Flores pour narcoterrorisme<sup>10</sup>, le président Trump a confirmé peu après qu'« avoir un Venezuela producteur de pétrole est bénéfique pour les États-Unis, car cela permet de maintenir le prix du pétrole à un niveau bas<sup>11</sup> » et que « le Venezuela livrera entre 30 et 50 millions de barils de pétrole de haute qualité, soumis à des sanctions, aux États-Unis d'Amérique » [traduction]<sup>12</sup>. Une réunion avec les principaux producteurs de pétrole américains et internationaux, qui s'est tenue le 9 janvier, a confirmé l'intérêt prépondérant du président Trump pour le pétrole vénézuélien, tant pour les investissements visant à revitaliser la production pétrolière<sup>13</sup> que pour les fonds provenant de la vente du pétrole vénézuélien confisqué<sup>14</sup>.

## Groenland

L'intérêt du président Trump pour le Groenland a repris peu après sa réélection, en décembre 2024, lorsqu'il a déclaré dans

un message publié sur Truth Social que « la propriété et le contrôle du Groenland sont une nécessité absolue » [traduction]<sup>15</sup>. Les mesures et les escalades en ce sens se sont poursuivies tout au long de l'année 2025 et jusqu'aux premières semaines de 2026<sup>16</sup>. Avec la publication de la SSN américaine pour 2025 et les actions menées par les États-Unis au Venezuela, il est clair que le Groenland, le Danemark et l'Union européenne dans son ensemble prennent ces initiatives indésirables au sérieux<sup>17</sup>, en particulier face à l'imposition de nouveaux droits de douane à huit pays européens — le Danemark, la Norvège, la Suède, la France, l'Allemagne, le Royaume-Uni, les Pays-Bas et la Finlande — pour s'être opposés au contrôle américain du Groenland. Ces droits étaient initialement de 10 % le 1<sup>er</sup> février, mais passeront à 25 % en juin. Les États-Unis risquent de provoquer l'effondrement de l'Organisation du traité de l'Atlantique Nord (« OTAN »)<sup>18</sup> et le recours à l'instrument anti-coercition de l'UE, le « bazooka commercial », qui pourrait imposer un large éventail de mesures, notamment le blocage de l'accès des États-Unis aux marchés de l'UE<sup>19</sup>.

Le programme de l'administration Trump concernant le Groenland n'est pas sans risque pour son pays, puisque sept adultes américains sur dix désapprouvent l'utilisation de fonds fédéraux par le président pour tenter d'acheter

---

<sup>8</sup> « United States strikes on alleged drug traffickers during Operation Southern Spear » (dernière consultation : 21 février 2026) Wikipedia, en ligne : <[en.wikipedia.org/wiki/United\\_States\\_strikes\\_on\\_alleged\\_drug\\_traffickers\\_during\\_Operation\\_Southern\\_Spear](https://en.wikipedia.org/wiki/United_States_strikes_on_alleged_drug_traffickers_during_Operation_Southern_Spear)>.

<sup>9</sup> Christiaan Triebert, Nicholas Nehamas et John Ismay, « U.S. Forces Seize Sixth Oil Tanker Linked to Venezuela » (15 janvier 2026) *The New York Times*, en ligne : <[nytimes.com/2026/01/15/us/politics/oil-tanker-seized-venezuela.html](https://nytimes.com/2026/01/15/us/politics/oil-tanker-seized-venezuela.html)>.

<sup>10</sup> JURIST Staff, « The Charges Against Nicolás Maduro: What the Indictment Alleges », *JURISTnews* (5 janvier 2026), en ligne (blogue) : <[jurist.org/features/2026/01/05/the-charges-against-nicolas-maduro-what-the-indictment-alleges](https://jurist.org/features/2026/01/05/the-charges-against-nicolas-maduro-what-the-indictment-alleges)>.

<sup>11</sup> Kayla Epstein et Osmond Chia, « Trump says Venezuela will be “turning over” up to 50 million barrels of oil to US », *BBC* (7 janvier 2026), en ligne : <[bbc.com/news/articles/c4grzxjdd8o](https://bbc.com/news/articles/c4grzxjdd8o)>.

<sup>12</sup> *Ibid.*

<sup>13</sup> Natalie Sherman, « Trump seeks \$100bn for Venezuela oil, but Exxon boss says country “uninvestable” », *BBC* (14 janvier 2026), en ligne : <[bbc.com/news/articles/c205dx61x76o](https://bbc.com/news/articles/c205dx61x76o)>.

<sup>14</sup> *Supra* note 11.

<sup>15</sup> Avery Lotz, « Trump's Greenland threats leave allies sweating: How we got here », *AXIOS* (7 janvier 2026), en ligne : <[axios.com/2026/01/07/trump-greenland-denmark-threats-timeline](https://axios.com/2026/01/07/trump-greenland-denmark-threats-timeline)>.

<sup>16</sup> *Ibid.*

<sup>17</sup> « In their words: European governments criticize Trump's tariff threats over Greenland », *The Associated Press* (18 janvier 2026), en ligne : <[apnews.com/article/greenland-denmark-trump-europe-reaction-57db561ff97b038fe951cd9770b5a74](https://apnews.com/article/greenland-denmark-trump-europe-reaction-57db561ff97b038fe951cd9770b5a74)>.

<sup>18</sup> Avery Lotz, « Trump defiant as NATO rages over Greenland “blackmail” tariffs », *AXIOS* (19 janvier 2026), en ligne : <[axios.com/2026/01/19/trump-greenland-nato-tariffs-europe-denmark-norway](https://axios.com/2026/01/19/trump-greenland-nato-tariffs-europe-denmark-norway)>.

<sup>19</sup> Auzinea Bacon, « Trump has tariffs. Europe has a “trade bazooka”. This Greenland standoff could get ugly, fast » *CNN* (19 janvier 2026), en ligne : <[cnn.com/2026/01/18/business/europe-greenland-trump-tariffs-trade](https://cnn.com/2026/01/18/business/europe-greenland-trump-tariffs-trade)>.

le Groenland<sup>20</sup>, tandis que 86 % désapprouvent le recours à la force pour obtenir ce territoire<sup>21</sup>.

Toutefois, il n'est pas encore clair si l'intérêt croissant des États-Unis est uniquement lié à des préoccupations sécuritaires ou s'il s'agit d'une sanction pour l'échec du président Trump à remporter le prix Nobel de la paix<sup>22</sup>. On ne peut qu'espérer que, à mesure que les réalités politiques des prochaines élections de mi-mandat aux États-Unis deviendront plus prononcées, les déclarations de l'administration Trump concernant le Groenland s'atténueront.

### Le Canada et l'UE réagissent

Conscients peut-être que « l'espoir » n'est pas une stratégie, le Canada et ses alliés européens continuent de rechercher des partenariats et des relations commerciales à l'échelle mondiale, démontrant ainsi leur volonté de continuer à jouer un rôle actif dans ces domaines et

négociant autour des décrets promulgués dans la SSN américaine de 2025. Ainsi, le 17 janvier 2026, l'Union européenne et le Marché commun du cône sud (« Mercosur »)<sup>23</sup> ont mis fin à 25 années de négociations en signant un accord de partenariat (l'*EU-Mercosur Partnership Agreement* – « EMPA ») et un accord commercial provisoire créant l'une des plus grandes zones de libre-échange au monde<sup>24</sup>. Par ailleurs, le premier ministre Carney continue de promouvoir de nouveaux partenariats stratégiques avec la Chine<sup>25</sup>, le Qatar<sup>26</sup> et l'Arabie saoudite<sup>27</sup> pour positionner le Canada dans « le monde tel qu'il est, pas tel que nous le souhaitons » [traduction]<sup>28</sup>.

Au moment de la rédaction du présent éditorial, le premier ministre Carney se trouve à Davos, où il prononce ce qui est décrit comme un « discours provocateur »<sup>29</sup>; un discours qui « équivaut à un appel à la mobilisation des petits pays afin qu'ils collaborent pour prendre le contrôle économique

---

<sup>20</sup> Anthony Salvanto et coll., « CBS News poll finds more Americans say ICE being too tough; Republicans feel protesters have gone too far », *CBS News* (18 janvier 2026), en ligne : <cbsnews.com/news/ice-trump-greenland-trump-poll>.

<sup>21</sup> *Ibid.*

<sup>22</sup> Aamer Madhani, Geir Moulson et Emma Burrows, « Trump ties his stance on Greenland to not getting Nobel Peace Prize », *The Associated Press* (20 janvier 2026) en ligne : <apnews.com/article/greenland-denmark-us-trump-tarmer-9b01eb577363ee6e913722fe3d40d68e>.

<sup>23</sup> Le Mercosur regroupe l'Argentine, le Brésil, le Paraguay et l'Uruguay. La Bolivie, dernier État membre admis au sein du Mercosur, n'a pas participé aux négociations, mais pourra adhérer à l'accord dans les prochaines années.

<sup>24</sup> Commission européenne, « EU-Mercosur agreement » (dernière consultation : 22 janvier 2026), en ligne : <policy.trade.ec.europa.eu/eu-trade-relationships-country-and-region/countries-and-regions/mercotur/eu-mercotur-agreement\_en>. Isabel Debre, « Forget tariff wars: The EU and Mercosur build one of the world's biggest free-trade zones », *The Associated Press* (15 janvier 2026), en ligne : <apnews.com/article/argentina-mercotur-european-union-trade-lula-milei-trump-china-c61f55cd655fd8695f3edcd6ee5a5b9e>.

<sup>25</sup> Premier ministre du Canada, communiqué de presse, « Le premier ministre Carney jette les bases d'un nouveau partenariat stratégique avec la République populaire de Chine, axé sur l'énergie, l'agroalimentaire et le commerce » (16 janvier 2026), en ligne : <pm.gc.ca/fr/nouvelles/communiqués/2026/01/16/premier-ministre-carney-jette-les-bases-dun-nouveau-partenariat>.

<sup>26</sup> Premier ministre du Canada, communiqué de presse, « Le premier ministre du Canada, Mark Carney, et l'émir du Qatar, Son Altesse le cheikh Tamim ben Hamad Al Thani, s'engagent à approfondir les relations bilatérales et la coopération économique » (18 janvier 2026), en ligne : <pm.gc.ca/fr/nouvelles/declarations/2026/01/18/premier-ministre-du-canada-mark-carney-et-lemir-du-qatar-son>.

<sup>27</sup> Ressources naturelles Canada, communiqué de presse, « Le Canada renforce son partenariat sur les minéraux critiques et l'énergie avec le Royaume d'Arabie saoudite à l'occasion du Forum sur les minéraux du futur 2026 » (14 janvier 2026), en ligne : <canada.ca/fr/ressources-naturelles-canada/nouvelles/2026/01/14/canada-renforce-son-partenariat-sur-les-mineraux-critiques-et-lenergie-avec-le-royaume-darabie-saoudite-a-loccasion-du-forum-sur-les-mineraux-du.html>.

<sup>28</sup> Amy Hawkins et Leyland Cecco, « Mark Carney in China positions Canada for “the world as it is, not as we wish it” », *The Guardian* (17 janvier 2026), en ligne : <theguardian.com/world/2026/jan/17/mark-carney-in-china-positions-canada-for-the-world-as-it-is-not-as-we-wish-it>.

<sup>29</sup> John Paul Tasker, « “The old order is not coming back”, Carney says in provocative speech at Davos », *CBC* (20 janvier 2026), en ligne : <cbc.ca/news/politics/carney-davos-speech-9.7052725>.

de leur avenir » [traduction]<sup>30</sup>. Les remarques du premier ministre<sup>31</sup> exposent clairement l'impératif du moment et la voie à suivre par le Canada pour l'avenir. Cependant, une réaction défavorable de l'administration Trump dans les jours ou les semaines à venir reste un risque réel.

## TEMPS HOULEUX À LA MAISON

La question est, bien sûr, de savoir si la fédération canadienne est suffisamment souple sur le plan institutionnel, et si ses acteurs sont suffisamment motivés pour que notre expérience de fédéralisme coopératif fonctionne dans l'intérêt de tous les Canadiens, le plus tôt possible.

Il y a eu des développements positifs qui témoignent d'un plus grand esprit de collaboration. En effet, le 27 novembre dernier, les gouvernements du Canada et de l'Alberta ont signé un protocole d'entente (« PE »)<sup>32</sup> en vue de collaborer, dans le cadre de leurs compétences respectives, et de conclure un nouveau partenariat visant à réduire les émissions, à exploiter les ressources naturelles et à bâtir une économie plus forte, plus durable et plus compétitive<sup>33</sup>. De plus, l'Ontario et le Canada ont conclu un nouvel « accord de

coopération qui simplifiera considérablement les autorisations environnementales pour les grands projets d'infrastructure et d'exploitation des ressources grâce à un modèle “un projet, une décision” » [traduction]<sup>34</sup>. L'Ontario rejoint ainsi la Colombie-Britannique, le Manitoba, l'Île-du-Prince-Édouard et le Nouveau-Brunswick, qui ont tous signé des accords similaires. Les accords de coopération avec le Québec, Terre-Neuve-et-Labrador, la Nouvelle-Écosse, la Saskatchewan, l'Alberta et le Yukon sont toujours en cours de discussion<sup>35</sup>.

Les efforts visant à construire des infrastructures énergétiques interprovinciales, en particulier un pipeline vers le nord-ouest de la Colombie-Britannique, continuent de se heurter à des défis importants, malgré le discours positif entourant le PE entre le Canada et l'Alberta, notamment :

- le résultat des négociations de règlement entre Trans Mountain Pipeline ULC et ses expéditeurs<sup>36</sup> — la question porte sur l'inclusion de plus de 9 milliards de dollars de dépassements de coûts dans les péages provisoires définitifs<sup>37</sup>;

---

<sup>30</sup> Mike Blanchfield, « Canada's Mark Carney calls on world to adapt to “rupture” caused by “great powers” », *Politico* (20 janvier 2026), en ligne : <politico.com/news/2026/01/20/carney-trump-davos-great-powers-00736740>.

<sup>31</sup> Premier ministre du Canada, communiqué de presse, « “Principes et pragmatisme : la voie que le Canada a choisi” – Allocution du premier ministre Carney lors de la réunion annuelle du Forum économique mondial » (20 janvier 2026), en ligne : <pm.gc.ca/fr/nouvelles/discours/2026/01/20/principes-et-pragmatisme-la-voie-canada-choisie-allocution-du-premier>.

<sup>32</sup> Premier ministre du Canada, Communiqué de presse, « Protocole d'accord entre le Canada et l'Alberta » (27 novembre 2025), en ligne : <pm.gc.ca/fr/nouvelles/notes-dinformation/2025/11/27/protocole-daccord-entre-canada-et-lalberta>.

<sup>33</sup> Premier ministre du Canada, communiqué de presse, « Le Canada et l'Alberta concluent un nouveau partenariat pour réduire les émissions, mettre en valeur nos ressources naturelles et bâtir une économie plus forte, plus durable et plus concurrentielle » (27 novembre 2025), en ligne : <pm.gc.ca/fr/nouvelles/communiqués/2025/11/27/canada-et-lalberta-concluent-nouveau-partenariat-reduire-les>.

<sup>34</sup> Bureau du premier ministre de l'Ontario, communiqué de presse, « L'Ontario et le Canada signent un accord de coopération majeur pour mettre fin aux redondances réglementaires fédérales et libérer le potentiel du Cercle de feu (18 décembre 2025), en ligne : <news.ontario.ca/fr/release/1006884/ontario-et-le-canada-signent-un-accord-de-cooperation-majeur-pour-mettre-fin-aux-redondances-reglementaires-federales-et-liberer-le-potentiel-du-cercle-de-feu>.

<sup>35</sup> Aya Dufour, « Deregulation or cooperation? 5 provinces now have deals with Ottawa on project assessment », *iPolitics* (3 décembre 2025), en ligne : <ipolitics.ca/2025/12/03/impact-assessment-draft-agreement-ontario-ring-of-fire-environment-concerns-first-nations/#:~:text=The%20federal%20government's%20efforts%20to,offloading%20responsibilities%20to%20the%20provinces>.

<sup>36</sup> *Trans Mountain Pipeline ULC* (27 octobre 2025), RH-002-2023, en ligne : Régie de l'énergie du Canada <docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92835/552980/4301738/4369664/4369668/4606639/C36946-1-TM\_Interim\_Tolls\_-\_RH-002-2023\_Ruling\_No.\_31\_-\_Trans\_Mountain\_Pipeline\_ULC%E2%80%99s\_request\_for\_the\_proceeding\_to\_be\_placed\_in\_abeyance\_-\_A9Q4J4.pdf?nodeid=4603692&vernum=-2>.

<sup>37</sup> Shawn McCarthy, « Trans Mountain Pipeline Tolls Could Leave Feds on the Hook for Billions in Further Costs », *The EnergyMix Solutions Journalism for Now* (2 octobre 2025), en ligne : <theenergymix.com/trans-mountain-pipeline-tolls-could-leave-feds-on-the-hook-for-billions-in-further-costs>.

- l'absence d'un promoteur du secteur privé et la nécessité probable d'un engagement financier provincial ou fédéral pour couvrir les dépassements de coûts<sup>38</sup>;
- le résultat d'un éventuel référendum sur la séparation de l'Alberta en 2026<sup>39</sup> et le résultat de 24 pétitions de révocation citoyenne visant des députés du Parti conservateur uni (« PCU ») à l'Assemblée législative, soit plus de la moitié des 47 membres du caucus<sup>40</sup>;
- la nécessité de parvenir à un consensus politique sur le soutien public à la construction d'un nouveau pipeline vers la côte nord de la Colombie-Britannique<sup>41</sup>;
- l'élaboration d'une voie à suivre pour répondre aux préoccupations des Premières Nations côtières d'une manière conforme aux principes de vérité et de réconciliation.

Outre les défis nationaux, de nouvelles pressions s'exercent pour accélérer l'approbation des grands projets à la suite des mesures prises par l'administration Trump au Venezuela, comme l'a fait valoir la première ministre de l'Alberta, Danielle Smith, dans sa lettre au premier ministre Carney publiée sur les réseaux sociaux le 8 janvier 2026<sup>42</sup>. La première ministre Smith a réitéré la nécessité de construire un nouveau pipeline d'un million de barils par jour vers la côte pacifique du Canada et de prolonger

le pipeline Trans Mountain. Elle a également insisté pour que le processus d'approbation soit encore raccourci à six mois à compter de la date de la demande. Malgré la réaction mitigée<sup>43</sup> des principaux producteurs de pétrole à la demande du président Trump d'investir au moins 100 milliards de dollars américains au Venezuela et à ses efforts agressifs pour soutenir la production<sup>44</sup>, les analystes pétroliers et gaziers de BMO Marchés des capitaux laissent entendre que toute augmentation significative de la production vénézuélienne destinée aux États-Unis risquerait de supplanter la production canadienne des sables bitumineux sur le marché de la côte du golfe du Mexique (Petroleum Administration Defense District 3), ce qui nécessiterait une capacité supplémentaire de pipelines pour accéder aux marchés asiatiques<sup>45</sup>.

## DANS LE PRÉSENT NUMÉRO

Il est de tradition que le premier numéro de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* comprenne une rétrospective des développements en droit administratif pertinents pour les avocats et les organismes de réglementation spécialisés dans le domaine de l'énergie. Cette année ne fait pas exception, et nous sommes heureux de présenter à nouveau, dans notre rubrique régulière, l'article « Évolution du droit administratif relatif au droit et à la réglementation de l'énergie en 2025 » de Paul Daly, titulaire de la chaire de recherche universitaire en droit administratif et gouvernance à l'Université d'Ottawa. La rétrospective de cette année porte sur trois

---

<sup>38</sup> Joel Dryden, « Chance of privately developed pipeline almost “zero” if no government backstop: former Alberta energy minister », *CBC* (9 janvier 2026), en ligne : <cbc.ca/news/canada/calgary/chance-of-privately-developed-pipeline-almost-zero-if-no-government-backstop-former-alberta-energy-minister-9.7040397>.

<sup>39</sup> Don Braid, « Braid: Alberta will vote on separation in 2026. If it passes, where will Smith stand? », *Calgary Herald* (26 décembre 2025) en ligne : <calgaryherald.com/opinion/columnists/braid-alberta-will-vote-on-separation-in-2026-if-it-passes-where-will-smith-stand>.

<sup>40</sup> La Presse canadienne, « A look at the 26 Alberta politicians facing citizen recall petitions », *CBC* (24 décembre 2025), en ligne : <cbc.ca/news/canada/edmonton/alta-recall-quicklist-9.7027535>.

<sup>41</sup> Ariel Rabinovitch, « Most Canadians support oil and gas expansion, differ on priorities: Ipsos », *Global News* (18 décembre 2025), en ligne : <globalnews.ca/news/11583250/oil-gas-pipelines-ipsos-poll-2025>.

<sup>42</sup> La Presse canadienne, « Alberta's Smith Calls on Carney to Speed Up Major Project Approvals » (11 janvier 2026) *EnergyNow.ca*, en ligne : <energynow.ca/2026/01/albertas-smith-calls-on-carney-to-speed-up-major-project-approvals>.

<sup>43</sup> « Our perspective regarding the situation in Venezuela as shared with President Trump », *ExxonMobil* (9 janvier 2026), en ligne : <corporate.exxonmobil.com/news-releases/2026/our-perspective-regarding-the-situation-in-venezuela#Darrendeliveredthefollowingremarks>.

<sup>44</sup> Natalie Sherman, « Trump seeks \$100bn for Venezuela oil, but Exxon boss says country “uninvestable” », *BBC* (10 janvier 2026), en ligne : <bbc.com/news/articles/c205dx61x76o>.

<sup>45</sup> Randy Ollenberger et Phillip Jungwirth, *Trump Card: Venezuela's Oil*, (Banque de Montréal, 2026), en ligne : <research.bmo.com/report/b9d39b04-f712-4aba-b8a6-6a20332f2f5b>.

domaines clés : (1) le prolongement du cadre de l'arrêt *Vavilov* à des domaines de la prise de décisions administratives qui n'étaient pas encore soumis à la « culture de la justification »; (2) les affaires récentes relatives à l'examen de la justesse; et (3) les affaires relatives à certains aspects de l'équité procédurale, notamment la partialité et l'indépendance judiciaire.

Les autres articles rédigés par nos auteurs contributeurs dans le présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* sont clairement axés sur le réseau électrique.

Le premier est un article de David Morton, ancien président du conseil d'administration et chef de la direction de la British Columbia Utilities Commission et membre du conseil consultatif du Conseil canadien de la fiabilité énergétique, intitulé « Coopération interprovinciale et fiabilité énergétique ». M. Morton y examine les structures institutionnelles et de gouvernance nécessaires au Canada pour permettre le transport de l'électricité d'est en ouest en se penchant sur l'expérience de l'Alberta, en analysant la compétence fédérale canadienne sur les lignes électriques internationales et interprovinciales et en réfléchissant à l'évolution de la compétence de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis sur le transport interétatique, les marchés de gros de l'énergie et la fiabilité. M. Morton y conclut que le défi de la coopération interprovinciale concerne moins les électrons que les institutions et la confiance, et que l'avenir énergétique du Canada dépend du développement d'un partenariat axé sur des règles entre les provinces.

David Brown, professeur d'économie à l'Université de l'Alberta et titulaire de la chaire de recherche du Canada en économie et politique énergétiques, présente plusieurs éléments clés des réformes en cours du marché de l'électricité en Alberta dans son article intitulé « Modèles de marché simplifiés ou intégrés : un examen de l'évolution du marché de l'électricité de l'Alberta ». M. Brown commence par y décrire le modèle actuel du marché de l'Alberta, comment il a connu des difficultés au fil du temps, puis se penche sur les approches utilisées dans d'autres territoires de compétence pour atténuer ces défis. M. Brown s'appuie sur l'expérience et les données empiriques de différents territoires de compétence du monde entier pour mettre en évidence les compromis faits dans la proposition finale de marché restructuré de l'énergie (MRE)

de l'Alberta, en particulier en ce qui concerne le fonctionnement à court terme du marché de l'électricité. Il y examine également l'interaction entre le MRE proposé et les objectifs à long terme en matière d'adéquation des ressources, avant de conclure en indiquant que seul le temps permettra de déterminer si les choix de modèle du MRE proposé entraîneront de plus amples réformes du marché à l'avenir.

Brady Yauch, directeur des marchés et de la réglementation, et Brendan Callery, directeur principal pour l'Est du Canada, tous deux chez Power Advisory LLC, abordent l'arrivée du programme de renouvellement du marché de l'électricité en Ontario le 1<sup>er</sup> mai 2025 dans leur article intitulé « La transition difficile de l'Ontario vers une nouvelle conception de marché ». MM. Yauch et Callery examinent d'abord cinq des lacunes bien connues et bien comprises du marché traditionnel de l'Ontario, qui remontent à l'ouverture du marché en 2002, avant d'aborder quatre éléments clés de la conception globale qui sont au cœur de la refonte du marché renouvelé. Yauch et Callery soulignent les avantages financiers attendus liés à l'amélioration de l'efficacité économique du marché administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE ») et notent que la conception de marché du programme de renouvellement du marché s'aligne globalement sur celle des marchés nord-américains, en particulier à New York, en Nouvelle-Angleterre et dans le centre-ouest à l'est des États-Unis. Les auteurs fournissent une évaluation détaillée des performances du marché de l'énergie pendant les six mois et plus qui ont suivi la mise en place du marché renouvelé, avant de conclure en indiquant que l'impact de l'évolution de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en Ontario pourrait entraîner des répercussions amplifiées sur les prix, indépendamment de la conception du marché renouvelé.

L'article intitulé « Questions réglementaires relatives à la modernisation du réseau » de Kenneth Costello, ancien responsable de la réglementation auprès de l'Illinois Commerce Commission et chercheur à l'U.S. National Regulatory Institute, poursuit l'analyse des réseaux électriques, mais cette fois-ci au niveau de la distribution. M. Costello postule que le soutien massif apporté à la modernisation du réseau par divers acteurs ne doit pas présumer de son intérêt social et de ses avantages nets pour les clients des entreprises de services publics. Les responsables de la réglementation

des services publics devraient faire preuve de diligence raisonnable pour déterminer si les investissements dans la modernisation du réseau sont bénéfiques pour les clients et la société en général. M. Costello énonce neuf questions essentielles que les responsables de la réglementation devraient se poser lorsqu'ils envisagent des investissements dans la modernisation du réseau. L'article se termine par un bref aperçu des trois principaux défis que les responsables de la réglementation doivent relever lorsqu'ils envisagent la modernisation du réseau : l'asymétrie de l'information, la répartition des risques et les conséquences sur la répartition des coûts et la conception tarifaire.

Le dernier article consacré au thème du réseau électrique, intitulé « Au-delà de l'ancienneté dans la file d'attente : des solutions axées sur les besoins des clients face à la rareté de la capacité de raccordement au réseau », rédigé par Travis Kavulla, responsable des politiques chez Base Power Company, et Kevin Thompson, directeur des affaires réglementaires chez NRG Energy, aborde la question de la congestion du réseau compte tenu de la pénurie croissante de capacités de transport d'électricité. Que ce soit en raison de la croissance des énergies renouvelables ou de l'arrivée des centres de données, l'ère de l'abondance des capacités de transport d'électricité est révolue. L'ancien système du « premier arrivé, premier servi » ne semble plus fonctionner. L'article porte sur la manière dont les territoires de compétence américains et canadiens ont abordé la question, puis propose une approche fondée sur le marché pour résoudre la question de l'attribution des capacités de transport d'électricité.

Nous terminons ce numéro par une rétrospective du dernier ouvrage de Bruce McIvor, intitulé *Indigenous Rights in One Minute: What you need to know to talk reconciliation* (les droits des Autochtones en une minute: ce qu'il faut savoir pour parler de réconciliation). Tamara (Baldhead) Pearl, professeure à la faculté de droit de l'Université de l'Alberta, analyse cet ouvrage et fournit au lecteur un excellent contexte pour situer le livre de McIvor dans le droit autochtone moderne. Cette rétrospective littéraire offre non seulement un aperçu utile du livre, mais aussi les réflexions professionnelles et personnelles de la professeure Pearl sur l'état du droit en ce qui concerne les droits des peuples autochtones au Canada. ■

# ÉVOLUTION DU DROIT ADMINISTRATIF RELATIF AU DROIT ET À LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE EN 2025

*Paul Daly\**

---

## INTRODUCTION

Le droit administratif canadien n'évolue beaucoup actuellement. Comme cela s'est produit à l'occasion depuis le « big bang » de l'arrêt *Vavilov*<sup>1</sup>, la Cour suprême a connu une année relativement calme en matière de droit administratif. En fait, elle n'a rendu qu'une seule décision entraînant des répercussions générales sur la norme de la décision raisonnable<sup>2</sup> et un certain nombre de décisions en matière d'interprétation législative de la norme de la décision correcte dont les répercussions sont loin de se limiter au seul droit administratif<sup>3</sup>.

Lors d'une conférence organisée à l'été 2025 à l'Université de l'Alberta, qui réunissait des universitaires, des praticiens et des juges, relativement peu de voix (aucune de la pratique ni de la magistrature) ont soulevé des préoccupations au sujet du cadre établi par l'arrêt *Vavilov*<sup>4</sup>. Compte tenu de ce qui avait précédé, cela est remarquable – et mérite d'être célébré.

On peut comparer la position actuelle du Canada au débat en cours au Royaume-Uni sur le sens contemporain de la norme de rationalité<sup>5</sup>.

Dans l'affaire *Pepa*, la Cour suprême s'est toutefois prononcée sur le rapport entre le principe du *stare decisis* (règle du précédent) et l'application de la norme de la décision raisonnable. Par ailleurs, les autres évolutions en matière de droit administratif susceptibles d'avoir une incidence sur la pratique des avocats spécialisés dans le domaine de l'énergie se sont produites au niveau des tribunaux inférieurs. Plus particulièrement, les décisions rendues en appel en Alberta et au Yukon, ainsi que par la Cour d'appel fédérale, ont élargi le cadre établi par l'arrêt *Vavilov* pour englober des domaines de la prise de décision administrative qui, jusqu'à présent, avaient échappé aux exigences de la « culture de la justification » (y compris, de façon particulièrement notable, les appels prévus par la loi). Je traiterai de ces décisions dans la partie I, ainsi que d'un arrêt de la Cour

---

\* Le professeur Paul Daly est titulaire de la Chaire de recherche de l'Université d'Ottawa en droit administratif et gouvernance.

<sup>1</sup> *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c Vavilov*, 2019 CSC 65 [*Vavilov*].

<sup>2</sup> *Pepa c Canada (Citoyenneté et Immigration)*, 2025 CSC 21 [*Pepa*].

<sup>3</sup> *Telus Communications Inc. c Fédération canadienne des municipalités*, 2025 CSC 15; *Lundin Mining Corp. c Markowich*, 2025 CSC 39.

<sup>4</sup> Voir Paul Daly, Gerard J. Kennedy et Mark Mancini, « *Vavilov* at 5: Looking Ahead while Looking Back » (2025) 63:1 *Alta L Rev.*

<sup>5</sup> Tenir compte des points de vue diamétralement opposés exprimés par deux juges de la Haute Cour dans l'affaire *K. P. v Secretary of State for Foreign, Commonwealth and Development Affairs and Secretary of State for the Home Department* [2025] EWHC 370; *R. (B.D.H.) v London Borough of Lambeth*, [2025] EWHC 2568 ainsi que la division à la Cour d'appel dans *R. (S.A.G.) v The Governing Body of Winchmore School*, [2025] EWCA Civ 1335.

d'appel du Manitoba qui ouvre une divergence jurisprudentielle quant à l'application du cadre établi par l'arrêt *Vavilov* aux appels en matière d'arbitrage. La plupart de ces affaires ne portent pas expressément sur la réglementation de l'énergie, mais les débats en cours dont il est question ici devront être surveillés de près par les avocats qui exercent dans le domaine de l'énergie.

Dans la partie II, j'examine le contrôle selon la norme de la décision correcte. La principale question qui se pose ici est celle, récurrente, des normes de contrôle applicables aux violations de la *Charte*<sup>6</sup> par les décideurs administratifs. À cet égard, les Cours d'appel de la Colombie-Britannique et du Nouveau-Brunswick ont rendu des décisions intéressantes dans des affaires portant respectivement sur les droits et les valeurs protégés par la *Charte*, tandis que la Cour fédérale est également demeurée très active dans ce domaine. J'examine également si la frontière entre les compétences provinciale et fédérale, telle qu'elle ressort de décisions de la Cour d'appel du Québec et de la Cour d'appel fédérale, constitue le dernier bastion de ce mot désormais proscrit qu'est la « compétence ». Je me tourne ensuite vers l'importante décision en matière d'interprétation législative rendue par la Cour suprême dans l'affaire de la *Fédération canadienne des municipalités*<sup>7</sup>, qui portait sur une question épineuse – commune à de nombreux régimes de réglementation, y compris dans le secteur de l'énergie – relative à la façon d'interpréter une disposition législative désuète à la lumière de l'évolution de la technologie. Je compare enfin l'approche adoptée dans cette affaire à celle retenue dans *Lundin*<sup>8</sup>, qui porte sur la réglementation des valeurs mobilières.

Après en avoir fini avec l'arrêt *Vavilov*, je m'avance dans la partie III, qui porte sur l'équité procédurale. Cette année, l'Ontario, la Colombie-Britannique et le Québec ont apporté d'importantes contributions en appel sur le plan de la partialité et de l'indépendance

décisionnelle. L'Ontario a rendu une décision importante au sujet de la partialité au sein des tribunaux administratifs composés de plusieurs membres, qui comporte des enseignements importants pour tout domaine de la pratique réglementaire. De son côté, la Cour d'appel de la Colombie-Britannique a présenté une analyse intéressante du rôle d'un tribunal administratif, en indiquant les circonstances dans lesquelles une formation avait – malheureusement – quitté sa position d'arbitre pour descendre dans l'arène et devenir partie à l'affaire dont elle était saisie, fournissant ainsi quelques exemples utiles de ce qu'il ne faut pas faire pour les organismes de réglementation du secteur de l'énergie et les partis qui comparaissent devant eux. Enfin, au Québec, l'affaire portant sur l'indépendance décisionnelle s'inscrit directement dans le domaine du droit de l'énergie, puisque la question concernait le degré d'autonomie des membres de l'organisme provincial de réglementation de l'énergie à l'égard du gouvernement. On y trouve d'importantes observations sur la nature de la réglementation de l'énergie, auxquelles peut être rattachée une autre décision marquante de la C.-B. au sujet d'une intervention du conseil des ministres dans la réglementation du secteur de l'énergie dans le contexte des enjeux posés par les exigences du minage de cryptomonnaies.

## I. CONTRÔLE DU CARACTÈRE RAISONNABLE : CHAMP D'APPLICATION DE L'ARRÊT VAVILOV

L'un des thèmes de mes récents articles sous forme de bilan annuel est l'expansion du champ d'application de l'arrêt *Vavilov*. L'an dernier, la Cour suprême a élargi au contrôle judiciaire des règlements<sup>9</sup> le cadre établi par l'arrêt *Vavilov*. L'année précédente, j'ai décrit comment l'arrêt *Vavilov* avait « réussi à rafraîchir les parties de l'état du droit administratif que les cadres précédents n'atteignaient pas », en imposant des exigences de justification aux décideurs qui, auparavant, bénéficiaient d'une déférence judiciaire quasi réflexe<sup>10</sup>.

---

<sup>6</sup> *Charte canadienne des droits et libertés*, partie I de la *Loi constitutionnelle de 1982*, constituant l'annexe B de la *Loi de 1092 sur le Canada* (R-U), 1982, c 11 [*Charte*].

<sup>7</sup> *Telus Communications Inc. c Fédération canadienne des municipalités*, 2025 CSC 15 [*Fédération canadienne des municipalités*].

<sup>8</sup> *Lundin Mining Corp. c Markowich*, 2025 CSC 39 [*Lundin*].

<sup>9</sup> Paul Daly, « Évolution du droit administratif relatif au droit et à la réglementation de l'énergie en 2024 » (2025) 13:1 Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie 15.

<sup>10</sup> Paul Daly, « Évolution du droit administratif relatif au droit et à la réglementation de l'énergie en 2023 » (2024), 12:1, Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie 7.

Cette année, la Cour suprême a expliqué comment l'arrêt *Vavilov* peut être appliqué pour garantir le respect du principe du *stare decisis*; les tribunaux inférieurs ont précisé que l'arrêt *Vavilov* s'applique aux politiques et aux décisions sensibles sur le plan politique; et les cours d'appel ont laissé entendre que l'orientation de l'arrêt *Vavilov* au sujet des motifs s'applique aux appels prévus par la loi. Dans l'ensemble, la pierre angulaire consiste en la « culture de la justification » *Vavilovienne*, c'est-à-dire la proposition selon laquelle la légitimité du processus décisionnel public découle de la démonstration de fondements raisonnés pour la prise de décisions, et non de la simple affirmation du pouvoir. Pour les avocats de partout au pays, aussi bien dans le secteur de l'énergie qu'ailleurs, l'arrêt *Vavilov* est la pierre angulaire du contrôle judiciaire.

#### A. Stare decisis

Le paragraphe 63(2) de la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés* prévoit ce qui suit : « Le titulaire d'un visa de résident permanent peut interjeter appel de la mesure de renvoi prise en vertu du paragraphe 44(2) ou prise à l'enquête »<sup>11</sup>.

Dans l'affaire *Pepa*<sup>12</sup> l'appelante détenait un visa lorsqu'elle est entrée au Canada. Toutefois, à son arrivée, elle a été renvoyée à une audience sur l'admissibilité afin de déterminer si elle avait le droit de rester au pays.

Au moment de l'audience devant la Section de l'immigration, son visa était expiré. Elle a reçu une décision défavorable sous la forme d'une mesure de renvoi.

Elle a tenté d'interjeter appel auprès de la Section d'appel de l'immigration (SAI). Celle-ci a conclu d'emblée qu'elle n'avait pas compétence : elle n'était pas « titulaire d'un visa de résident permanent » au motif que les précédents établis par la SAI, la Cour fédérale et la Cour d'appel fédérale indiquent clairement

qu'un appelant éventuel doit être titulaire d'un visa valide au moment de l'appel.

La Cour fédérale et la Cour d'appel fédérale ont toutes deux conclu que l'interprétation du paragraphe 63(2) était raisonnable. La majorité des juges de la Cour suprême ont toutefois une opinion différente.

La principale proposition de la juge Martin était qu'il serait déraisonnable que le décideur administratif « se fonde sur de la jurisprudence qui est clairement inapplicable ou qui se distingue clairement de l'affaire dont il est saisi – comme des causes dans des domaines de droit différents ou des causes portant sur des dispositions législatives différentes – sans justification et explication de sa pertinence continue à l'égard de l'affaire qui l'occupe »<sup>13</sup>. C'est le piège dans lequel la Section est tombée, car « les précédents sur lesquels la SAI s'est appuyée ne suffisaient pas à résoudre la question d'interprétation législative dont elle était saisie, et la SAI n'a pas non plus justifié ou expliqué en quoi ces précédents continuaient d'avoir cours alors qu'ils visaient une disposition législative désuète ou des faits nettement différents. »<sup>14</sup>. En fin de compte, « [L]e fait de se fonder sur une décision non contraignante d'avec laquelle il est clairement possible de faire une distinction, et sur les décisions ultérieures de la SAI qui l'ont suivie sans effectuer elle-même une analyse plus poussée, ne saurait être raisonnable sans explication du raisonnement qui soutient cette conclusion »<sup>15</sup>.

Dans un cas, il s'agissait d'une disposition antérieure<sup>16</sup>. Toutefois, comme l'a fait remarquer la juge Martin, « [L]a SAI a utilisé la décision *Hundal* [*Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c Hundal*, [1995] 3 CF 32] en tant que précédent contraignant alors que sa force jurisprudentielle ne pouvait pas simplement être tenue pour acquise, mais aurait dû être examinée, expliquée et justifiée »<sup>17</sup>. Une série d'affaires de la SAI s'est également appuyée sur la décision *Hundal*.

---

<sup>11</sup> *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés*, LC 2001, ch. 27.

<sup>12</sup> *Pepa*, *supra* note 2.

<sup>13</sup> *Ibid* au para 66.

<sup>14</sup> *Ibid* au para 68.

<sup>15</sup> *Ibid* au para 76.

<sup>16</sup> *Ibid* aux paras 69–72.

<sup>17</sup> *Ibid* au para 72.

Ici, le problème était que « comme la décision *Hundal* a servi de fondement pour les autres décisions de la SAI qui ont été examinées, cela signifie que presque aucune attention n'a été portée dans les motifs au texte, au contexte et à l'objet de la disposition législative même à l'égard de laquelle Mme Pepa et le ministre ont avancé des interprétations divergentes »<sup>18</sup>. Une autre affaire concernait un visa *révoqué*, et non un visa expiré. Par conséquent, les observations au sujet des visas expirés ne constituaient pas un précédent contraignant (c.-à-d. *obiter dicta*)<sup>19</sup>. C'était aussi le cas d'une autre affaire instruite devant la Cour fédérale<sup>20</sup>. Et, croyez-le ou non, il y a également eu une affaire dans laquelle la disposition antérieure a été interprétée d'une manière favorable à l'appelant – mais elle a été « écartée » par la SAI, alors qu'un précédent défavorable avait été reconnu<sup>21</sup>.

En fin de compte, la juge Martin a conclu que le précédent invoqué par la SAI n'était pas déterminant :

Aucune des décisions citées par la SAI ne constituait un énoncé suffisant pour résoudre la question de l'interprétation contestée du paragraphe 63(2) sans une analyse plus poussée et un certain degré de prise en compte de la méthode moderne d'interprétation des lois [...] Bien que l'arrêt *Vavilov* précise qu'un précédent aura pour effet de circonscrire l'éventail des issues raisonnables, cette précision ne s'applique qu'aux précédents portant sur la question soumise au décideur ou sur une question semblable. Le décideur doit faire plus que quelques renvois à des décisions se fondant sur une disposition différente, ou sur un cadre factuel clairement distinct, pour trancher la question. Bien que l'omission d'effectuer une analyse d'interprétation législative ne soit pas fatale en soi, lorsque la jurisprudence à la disposition du décideur n'est pas

assez importante ou contraignante, on ne saurait simplement mettre fin à l'analyse sans avoir fait en sorte que les interprétations divergentes avancées par les parties aient, conformément au principe moderne d'interprétation, dûment été prises en considération<sup>22</sup>.

De ce point de vue, il incombe à la cour de révision de déterminer si une contrainte particulière est pertinente. En l'espèce, la contrainte pertinente était un précédent judiciaire et administratif. En fin de compte, les juges majoritaires ont conclu que le précédent invoqué par la SAI n'était pas pertinent pour la question en litige. Il n'y avait aucune déférence à l'égard du décideur quant à la question de savoir si le précédent était pertinent. Le fait qu'aucune retenue n'ait été accordée à cet égard pourrait porter à croire que l'approche des juges majoritaires ne respectait pas l'autonomie de la SAI. La juge Martin aurait-elle croqué le fruit défendu du contrôle déguisé selon la norme de la décision correcte? Ce n'est certes pas le choix alimentaire judicieux pour une cour de révision, mais dans ce cas-ci, la majorité n'a pas succombé à la tentation. Ce qu'il faut retenir ici, c'est que les contraintes du cadre établi par l'arrêt *Vavilov* sont objectives – elles existent ou elles n'existent pas – et il incombe toujours à la cour de révision de prendre cette décision objective. Il ne s'agit pas d'un contrôle selon la norme de la décision correcte. Il s'agit d'établir les paramètres du contrôle du caractère raisonnable<sup>23</sup>.

La lacune fatale en l'espèce était l'hypothèse de la SAI selon laquelle le précédent était pertinent. Cette hypothèse n'est pas devenue plus justifiable parce qu'elle avait été formulée dans une série d'affaires. Essentiellement, la SAI avait omis d'expliquer pourquoi le précédent était pertinent. Elle avait tenu pour acquis, sans commentaire, explication ou justification, que les décisions relatives à la disposition antérieure ou les affaires mettant en cause la révocation d'un visa étaient également pertinentes pour les dispositions contemporaines et les affaires

---

<sup>18</sup> *Ibid* au para 75.

<sup>19</sup> *Ibid* aux paras 77–78.

<sup>20</sup> *Ibid* aux paras 80–82.

<sup>21</sup> *Ibid* au para 83.

<sup>22</sup> *Ibid* aux paras 84–85.

<sup>23</sup> Voir aussi Paul Daly, « The Scope and Meaning of Reasonableness Review after *Vavilov* » (2025) 63:1 *Alta L Rev* 1.

relatives à l'expiration d'un visa. Cependant, comme la juge Martin l'a souligné, la pertinence n'est pas démontrée d'emblée. La question pertinente était : existe-t-il des précédents pertinents sur la question de savoir si un visa expiré entraîne les mêmes conséquences qu'un visa révoqué aux fins du paragraphe 63(2)? Le décideur ne s'est jamais posé cette question et n'a pas expliqué ni justifié pourquoi il ne l'avait pas posée. Par conséquent, la majorité n'avait aucune assise justifiable sur laquelle s'appuyer. Je le répète, il ne s'agit pas d'un contrôle selon la norme de la décision correcte – il est ici question d'une cour qui rend une décision objective quant à savoir si une contrainte est pertinente, dans des circonstances où le décideur (la SAI) n'a fourni aucun motif justifiant l'analyse de la contrainte. S'il avait fourni des motifs à ce sujet, le résultat de l'affaire aurait fort bien pu être différent.

Les juges dissidents avaient une opinion différente de la pertinence du précédent. Comme les juges Côté et O'Bonsawin l'ont fait remarquer au sujet de la modification législative, « les distinctions entre ces deux dispositions n'ont aucune incidence sur le caractère raisonnable de la décision de la SAI »<sup>24</sup>. Ils ont également rejeté la dichotomie entre l'expiration et la révocation de la majorité : « [b]ien que les faits de cette cause en particulier [*Ismail*] portent sur la révocation, lorsque la décision est lue dans son ensemble, il devient évident que les motifs du juge de Montigny portent véritablement sur la validité du visa en elle-même »<sup>25</sup>. Toutefois, sur ces points, je ne crois pas qu'ils se soient pliés aux motifs du décideur. Il s'agissait d'une question fondamentale sur l'existence et la pertinence d'une contrainte à laquelle le tribunal devait en fin de compte répondre par lui-même.

À mon avis, il n'y a pas ingérence dans l'autonomie du décideur en pareil cas. Il ressort de l'arrêt *Vavilov* que la déférence ne

peut être accordée que sur la base des motifs. Si aucun motif n'a été présenté, aucune déférence n'est possible.

Une autre question difficile soulevée par cette affaire est celle de savoir ce qui se passera ensuite. Après avoir établi que la décision était déraisonnable parce que le décideur s'était fondé sur un précédent qui, lu correctement, n'avait pas caractère pertinent eu égard à la situation en cause, les juges majoritaires se sont engagés dans une exégèse du cadre législatif. Ils ont finalement conclu, après avoir examiné le texte, l'objet et le contexte des dispositions législatives pertinentes, qu'il n'y avait qu'une seule réponse raisonnable à l'interprétation du paragraphe 63(2). Loin de moi l'intention de traiter en détail de cette question, mais je tiens à souligner deux aspects intéressants. D'une part, la juge Martin s'est appuyée sur le droit souple produit par un ministère gouvernemental pour appuyer son interprétation du paragraphe 63(2)<sup>26</sup>. Autant que je sache, c'est la première fois que la Cour suprême s'appuie sur le droit non contraignant pour interpréter le sens d'une disposition législative dans un contexte qui ne sous-tend pas l'exercice d'un pouvoir discrétionnaire<sup>27</sup>. D'autre part, elle s'est fortement appuyée sur la contrainte des « conséquences particulièrement graves » évoquée dans l'arrêt *Vavilov* :

À mon avis, la SAI n'a pas examiné suffisamment les conséquences relativement importantes de la décision pour Mme Pepa. Bien que les enjeux ne soient pas aussi élevés ici que dans le contexte du droit pénal, les conséquences sont néanmoins graves. En outre, le fait que la SAI n'ait pas tenu compte de tout des principaux facteurs d'interprétation législative dans ses motifs montre qu'elle n'a pas expliqué pourquoi sa décision respecte l'intention du

---

<sup>24</sup> *Pepa*, *supra* note 2 au para 194.

<sup>25</sup> *Ibid* au para 204.

<sup>26</sup> *Pepa*, *supra* note 2 aux paras 110–12, citant Immigration, Réfugiés et Citoyenneté Canada, « ENF 19 : Appels à la Section d'appel de l'immigration (SAI) de la Commission de l'immigration et du statut de réfugié (CISR) » (22 août 2024), en ligne (pdf) : <canada.ca/content/dam/ircc/migration/ircc/francais/ressources/guides/enf/enf19-fra.pdf>, et Immigration, Réfugiés et Citoyenneté Canada, « ENF 4 : Contrôles aux points d'entrée » (dernière modification le 28 février 2024), en ligne (pdf) : <canada.ca/content/dam/ircc/migration/ircc/francais/ressources/guides/enf/enf04-fra.pdf>.

<sup>27</sup> Voir aussi Paul Daly, « The Relationship Between Hard Law and Soft Law » (11 août 2025) Administrative Law Matters, en ligne (blogue) : <administrativelawmatters.com/blog/2025/08/11/the-relationship-between-hard-law-and-soft-law>.

législateur, et encore moins « reflète le mieux » l'intention du législateur. Le législateur avait l'intention de mettre en place un processus d'appel efficace, et la lecture qu'en fait la SAI rend ce processus pratiquement illusoire dans les cas où le visa a expiré avant que la mesure de renvoi ne soit émise. Les motifs auraient dû démontrer que le décideur a tenu compte des conséquences de la décision et qu'il s'est demandé si de telles conséquences personnelles particulièrement graves étaient justifiées à la lumière des faits, de la loi et de l'intention du législateur. Ce n'est pas ce qui s'est produit ici<sup>28</sup>.

Je n'ai pas d'opinion arrêtée sur la question de savoir si le résultat de l'analyse était bon, mauvais ou neutre. Je pense cependant que la majorité était mal avisée de s'engager dans cet exercice. Comme le juge Rowe l'a expliqué dans ses motifs concordants :

Les juges majoritaires concluent que leur interprétation est la seule qui ne soit pas entachée du caractère arbitraire et absurde qu'ils attribuent à l'interprétation donnée par la SAI et, par implication, aux décisions sur lesquelles celle-ci a fondé son interprétation. Cela amène l'analyse du caractère raisonnable au-delà de ce qui est nécessaire; ce faisant, notre Cour s'expose au risque inutile de créer ses propres absurdités. Si notre Cour interprète elle-même la disposition en question, il pourrait bien en découler des conséquences pour le régime législatif que nous ne sommes pas en mesure de prévoir, mais que la SAI pourrait plus facilement appréhender. Cela milite considérablement en faveur de renvoyer l'affaire avec des indications, plutôt que de la trancher en fonction d'une seule interprétation raisonnable<sup>29</sup>.

Il était inévitable que les juges majoritaires empiètent sur l'autonomie du décideur en

s'engageant dans l'exercice d'interprétation législative auquel le décideur se serait livré normalement. En ce qui concerne la question du précédent, la SAI aurait pu effectuer sa propre analyse. Si elle l'avait fait, elle serait peut-être parvenue à une conclusion différente compte tenu de sa connaissance du cadre législatif. Dans tous les cas, en l'espèce, la majorité s'est livrée à un exercice qui relevait du domaine de compétence du décideur. Le juge Rowe s'est dit préoccupé qu'il s'agisse d'un « contrôle déguisé selon la norme de la décision correcte », mais en réalité, rien n'était déguisé à ce sujet<sup>30</sup>. Pour revenir irrévérencieusement à ma métaphore du Jardin d'Eden, les motifs de la majorité n'effleuraient pas même la feuille de vigne : il s'agissait d'un contrôle selon la norme de la décision correcte complètement nu sur une question qu'il aurait été préférable de laisser à la SAI. Cela nous ramène à la discussion sur les contraintes ci-dessus : J'ai expliqué qu'il n'y avait aucun argument justifiant la déférence à l'égard de la SAI dans cette affaire, étant donné qu'elle n'avait pas fourni de motifs au sujet de la pertinence du précédent qu'elle avait cité. Mais comme le juge Rowe l'a souligné, le recours approprié dans un tel cas est de renvoyer l'affaire à la SAI afin qu'elle puisse fournir les motifs manquants. Autrement dit, bien que l'analyse de la contrainte du précédent de la juge Martin n'a pas entravé l'autonomie de la SAI (étant donné l'absence de motifs sur la question pertinente), sa réparation en a fait bien autrement.

Quelles leçons les tribunaux administratifs et les cours de révision peuvent-ils tirer de cette discussion sur l'arrêt *Pepa*? En ce qui concerne les tribunaux administratifs, elle devrait servir de rappel utile qu'il est extrêmement important d'accorder une attention particulière à la justification sous-jacente et à la portée des précédents internes et judiciaires. Mais je ne pense pas qu'il faille en déduire quoi que ce soit pour miner l'importance de la cohérence dans le processus d'arbitrage. Pour dire les choses crûment, il est souvent préférable de se tromper constamment que d'être incohérent. Ce faisant, cependant, il est important de revenir à la source et d'analyser, même brièvement, la justification sous-jacente et la portée de tout précédent invoqué, surtout lorsqu'il y

---

<sup>28</sup> *Pepa*, *supra* note 2 au para 119.

<sup>29</sup> *Ibid* aux para 150–52.

<sup>30</sup> *Ibid* au para 148.

a des indicateurs – changement législatif, conséquences particulièrement graves ou une incohérence avec la loi souple, que le précédent pourrait ne pas être applicable.

Pour les cours de révision, cette remontrance à l'endroit de la juge Martin ne devrait pas être négligée :

Les cours de révision doivent veiller à ne pas outrepasser leur rôle lorsqu'elles examinent la validité des précédents qui ont été invoqués. Le rôle d'une cour de révision dans un tel cas est de s'assurer que le devoir de justification a été rempli, et non de se pencher sur la justesse des précédents administratifs, ni d'infirmer indirectement un précédent judiciaire<sup>31</sup>.

En ce qui concerne le refus de renvoyer une affaire, je suis enclin à reconnaître que celle-ci était quelque peu inhabituelle. Quoi qu'il en soit, il devient de plus en plus difficile d'ignorer le fait que lorsqu'elle juge qu'une interprétation administrative du droit est déraisonnable, la Cour suprême conclut également qu'il n'y avait qu'une seule interprétation possible et acceptable de la disposition, et que celle-ci doit être inébranlable. Nous sommes sur le point de recevoir un « signal » à cet égard, si ce n'est pas déjà fait, mais que certains d'entre nous refusent de voir<sup>32</sup>.

## B. Politiques et décisions politiques

L'an dernier, dans l'affaire *Auer*, la Cour suprême du Canada a appliqué la norme de la décision raisonnable au contrôle judiciaire des règlements, réglant ainsi un débat théorique animé et une divergence en matière d'appel en faveur du cadre de l'arrêt *Vavilov*<sup>33</sup>. Deux décisions importantes rendues récemment en appel soulignent que l'arrêt *Vavilov* constitue

le cadre général du contrôle judiciaire d'une mesure administrative : *Universal Ostrich Farms inc. c Canadian Food Inspection Agency*<sup>34</sup> et *Rogers v Director of Maintenance Enforcement Program*.<sup>35</sup> Dans les deux cas, le champ d'application de l'arrêt *Vavilov* a été élargi, d'abord à l'examen de la « politique » du gouvernement, puis à l'examen de l'inaction du gouvernement (par l'entremise, en prime, d'une analyse qui est très lourde de conséquences pour ce qui est de la disponibilité des ordonnances exécutoires comme recours contre l'illégitimité).

*Universal Ostrich Farms* a soulevé un différend très médiatisé au sujet d'une ferme d'autruches en Colombie-Britannique. Après une éclosion de la grippe aviaire mortelle H5N1 à la ferme, l'Agence canadienne d'inspection des aliments a ordonné la destruction de tout le troupeau. La ferme s'est battue sur tous les fronts contre l'ordre d'abattage. L'Agence, agissant au nom du ministre, exerce de vastes pouvoirs pour ce qui est d'abattre les animaux en vertu de la *Loi sur la santé des animaux*<sup>36</sup> et a adopté une politique – la politique d'abattage sanitaire, qui prévoit ce que son nom indique. L'Agence a essentiellement une politique de tolérance zéro à l'égard de la grippe aviaire, et accorde des exemptions au cas par cas pour les animaux qui sont différents sur le plan épidémiologique de ceux qui ont été identifiés comme porteurs du virus<sup>37</sup>.

L'aspect de la décision de la Cour d'appel fédérale qui présente un intérêt aux fins de notre discussion est son traitement de la contestation par les appelants de la politique d'abattage sanitaire. La Cour a reconnu qu'il y avait un manque de clarté dans la jurisprudence, certains juges de première instance appliquant une norme de contrôle plus déférente lorsqu'une « politique » est contestée, ce qui exige une démonstration que la politique « était entachée de mauvaise foi, que les principes de justice naturelle n'ont pas été respectés ou que des

---

<sup>31</sup> *Ibid* au para 68.

<sup>32</sup> Paul Daly, « The Signal and the Noise in Administrative Law » (2017) 68 *University of New Brunswick Law Journal* 68.

<sup>33</sup> *Auer c Auer*, 2024 CSC 36.

<sup>34</sup> *Universal Ostrich Farms Inc. v Canada (Food Inspection Agency)*, 2025 CanLII 147 (FCA).

<sup>35</sup> *Rogers v Director of Maintenance Enforcement Program*, 2025 CanLII 12 (YKCA).

<sup>36</sup> *Loi sur la santé des animaux*, LC 1990, ch. 21.

<sup>37</sup> *Universal Ostrich Farms Inc. v Canada (Food Inspection Agency)*, 2025 CanLII 147 (FCA) au para 14 [*Universal Ostrich Farms*].

facteurs inappropriés ou étrangers à l'objet de la loi ont été pris en compte »<sup>38</sup>.

La cour a déterminé que cette ancienne norme devait être éliminée, ne voyant « aucune raison de principe justifiant que le contrôle d'une décision de politique discrétionnaire selon la norme de la décision raisonnable ne soit pas appliqué selon le cadre établi par l'arrêt *Vavilov*. Il s'agit donc de déterminer si la décision « possède les caractéristiques d'une décision raisonnable, soit la justification, la transparence et l'intelligibilité, et si la décision est justifiée au regard des contraintes factuelles et juridiques pertinentes qui ont une incidence sur [la décision] »<sup>39</sup>. À cet égard, le contrôle judiciaire des politiques est maintenant sur un pied d'égalité avec le contrôle judiciaire des règlements – il n'y a pas d'hyperdéférence, la même norme de la décision raisonnable s'applique plutôt à toutes les formes de mesures administratives.

En l'espèce, toutefois, l'application de l'arrêt de *Vavilov* n'a pas donné lieu à un résultat favorable pour les appelants. Tout d'abord, le cadre juridique global prévoit un « large pouvoir discrétionnaire conféré au ministre ou à ses délégués en vertu de l'article 48 »<sup>40</sup>, la norme pour contester les conclusions de faits dans le cadre d'un contrôle judiciaire est « élevée »<sup>41</sup> et la barre est encore une fois « élevée » en ce qui concerne l'annulation de décisions de politique parce qu'elles seraient déraisonnables<sup>42</sup>. Compte tenu de la jurisprudence selon laquelle le ministre peut légitimement décider d'avoir un « très bas niveau de tolérance au risque »<sup>43</sup> et que le ministre n'est pas tenu de permettre à des inspecteurs de prendre des décisions au cas par cas au sujet des exemptions<sup>44</sup>, ainsi que

des éléments de preuve dont l'Agence a été saisie lorsqu'elle a établi la politique d'abattage sanitaire<sup>45</sup>, il n'y avait aucun fondement pour une intervention judiciaire. Comme l'a dit la cour, des approches plus ciblées avaient été envisagées et écartées, et la Politique a été adoptée « après avoir tenu compte des risques en matière de commerce international ainsi que des données scientifiques sur la transmission de l'influenza aviaire, deux facteurs qu'il est acceptable de prendre en considération aux fins de l'application de l'article 48 de la Loi »<sup>46</sup>.

Il s'agit probablement d'une bonne nouvelle pour ceux qui souhaitent contester les politiques (et ceux qui sont confrontés au contrôle judiciaire sur la base de l'argument voulant qu'ils tentent de s'ingérer dans la « politique » du gouvernement) malgré le résultat en l'espèce. Comme dans l'arrêt *Auer*, un seuil artificiellement élevé a été abaissé, bien que, comme le démontre la décision elle-même, il sera relativement difficile de démontrer le caractère déraisonnable<sup>47</sup> là où le régime législatif donne au décideur une marge de manœuvre importante pour l'exercice du pouvoir discrétionnaire.

L'affaire *Rogers* portait sur une question différente, et son importance se comprend mieux en commençant par la conclusion du tribunal qui devait déclarer que l'omission, par l'intimé, d'adopter des règlements, était déraisonnable, en s'attendant à ce que celui-ci « remédie rapidement à l'illégalité » [traduction]<sup>48</sup>. En substance, cela ressemble à une ordonnance exécutoire, mais le juge en chef Marchand n'a pas jugé nécessaire d'examiner les critères (de taille) pour émettre une telle ordonnance, car il s'agit d'une ordonnance « de

---

<sup>38</sup> *Malcolm c Canada (Pêches et Océans)*, 2014 CAF 130 (CanLII), au para 32, citant *Maple Lodge Farms c Gouvernement du Canada*, [1982] 2 RCS 2.

<sup>39</sup> *Universal Ostrich Farms*, *supra* note 37 au para 50.

<sup>40</sup> *Ibid* au para 54.

<sup>41</sup> *Ibid* au para 55; voir aussi *ibid* aux paras 67–71 sur la proposition voulant que les cours ne soient pas une « académie des sciences ».

<sup>42</sup> *Ibid* au para 56.

<sup>43</sup> *Ibid* aux paras 81, 92–93.

<sup>44</sup> *Ibid* au para 80.

<sup>45</sup> *Ibid* aux paras 91, 94–96.

<sup>46</sup> *Ibid* au para 97.

<sup>47</sup> Voir la discussion sur l'affaire *Conifex* ci-dessous; voir aussi *Coalition canadienne pour le droit aux armes à feu c Canada (Procureur général)*, 2025 CAF 82.

<sup>48</sup> *Universal Ostrich Farms*, *supra* note 37 au para 114.

dernier recours » [traduction]<sup>49</sup>. En l'espèce, une déclaration était suffisante parce que l'omission par l'intimé d'adopter des règlements était déraisonnable (nous y reviendrons dans un instant).

Cette conclusion a pour effet de dissocier la disponibilité d'une ordonnance exécutoire des critères déjà considérés comme préalables à l'émission d'une telle ordonnance<sup>50</sup>. Il suffit au demandeur de démontrer que l'inaction administrative est déraisonnable, le tribunal exerçant ensuite son pouvoir discrétionnaire pour choisir une réparation appropriée dans les circonstances<sup>51</sup>. La jurisprudence de la Cour d'appel fédérale a donné des indications à cet égard dans des affaires comme les affaires *Canada (Sécurité publique et Protection civile) c LeBon*<sup>52</sup> et *D'Errico c Canada (Procureur général)*<sup>53</sup> (ce qu'on appelle les affaires de « verdicts imposés »), mais c'est le premier exemple que je connaisse qui vient de l'extérieur du système judiciaire fédéral.

La question en cause dans l'affaire *Rogers* était le paragraphe 22(1) de la *Loi sur l'exécution des ordonnances alimentaires*<sup>54</sup>. Elle exige que ceux qui sont tenus de verser une pension alimentaire pour les enfants et le conjoint de conserver un revenu minimum « établi par le commissaire en conseil exécutif ». Toutefois, le commissaire n'a jamais « établi » un revenu minimum. Le demandeur, qui doit des centaines de milliers de dollars en pension alimentaire non payée pour les enfants et le conjoint, craint que lorsqu'il prendra sa retraite, ses prestations prévues par la loi seront saisies.

L'intimé a soulevé diverses objections, y compris la justiciabilité. Le juge en chef Marchand a

rejeté l'argument selon lequel le défaut de prendre des règlements n'est pas justiciable, sur la base de la jurisprudence démontrant que « la question est typiquement justiciable, à tout le moins pour déterminer l'effet juridique de l'omission de réglementer » [traduction]<sup>55</sup>. Il a également souligné la décision de la Cour suprême du Royaume-Uni dans l'affaire *RM (AP) c The Scottish Ministers*<sup>56</sup> et l'a interprétée comme appuyant les propositions selon lesquelles « le pouvoir discrétionnaire d'adopter ou non de tels règlements, même s'il est vaste, n'est pas absolu » [traduction] et que tout pouvoir discrétionnaire « ne peut être exercé de manière à frustrer l'intention du législateur » [traduction]<sup>57</sup>.

Il faut plutôt appliquer la norme de la décision raisonnable. Si l'arrêt *Vavilov* s'applique à l'action, il doit également s'appliquer à l'inaction<sup>58</sup> :

[A] La décision de ne pas exercer une fonction réglementaire prévue par la loi doit être justifiée par rapport à la loi habilitante. Lorsque l'inaction réglementaire mine (plutôt que d'atteindre) l'objectif de la loi et, pour reprendre les mots de l'affaire *RM*, contraire (au lieu d'opérationnaliser) la volonté du législateur, la décision est déraisonnable. C'est le cas même si le pouvoir est lui-même discrétionnaire [traduction]<sup>59</sup>.

Sur le fond, le texte législatif et l'objet laissaient entendre qu'il fallait établir des règlements; le législateur avait utilisé le terme impératif « devrait », et son objet d'établir un

---

<sup>49</sup> *Ibid* au para 113.

<sup>50</sup> Voir *Apotex Inc. c Canada (Procureur général)*, [1994] 1 CAF 742 aux paras 766—69, confirmé [1994] 3 RCS 1100.

<sup>51</sup> Paul Daly, *Understanding Administrative Law in the Common Law World*, (Oxford : Oxford University Press, 2021) à la p 160.

<sup>52</sup> *Canada (Sécurité publique et Protection civile) c LeBon*, 2013 CanLI 55 (FCA).

<sup>53</sup> *D'Errico c Canada (Procureur général)*, 2014 CanLII 95 (CAF).

<sup>54</sup> *Loi sur l'exécution des ordonnances alimentaires*, LRY 2002, c 145.

<sup>55</sup> *Rogers v Director of Maintenance Enforcement Program*, 2025 CanLII 12 (YKCA) au para 58 [*Rogers*].

<sup>56</sup> *RM (AP) v The Scottish Ministers*, [2012] UKSC 58.

<sup>57</sup> *Rogers*, *supra* note 55 au para 60.

<sup>58</sup> *Ibid* au para 69.

<sup>59</sup> *Ibid* aux paras 69, 73; voir aussi *Canada Christian College and School of Graduate Theological Studies v Post-Secondary Education Quality Assessment Board*, 2023 CanLII 544 (ONCA), aux paras 53—54; *Ministre de la justice et de la sécurité publique c Forum des maires de la Péninsule acadienne Inc.*, 2025 CanLII 99 (NBCA), aux paras 52—56.

équilibre entre la perception des paiements et le fait de veiller à ce que les payeurs aient un niveau de vie minimal serait frustré par l'inaction réglementaire<sup>60</sup> et sa disposition sur la surveillance judiciaire des mécanismes de collecte perdrait tout son sens<sup>61</sup>. Il s'agissait d'un cas « dans lequel le législateur a utilisé un langage précis et circonscrit pour délimiter ce pouvoir de manière détaillée, signalant une délégation de pouvoirs étroitement limitée »<sup>62</sup>. En fin de compte, l'inaction du commissaire a entravé la réalisation de l'objectif du cadre législatif :

La loi a été adoptée il y a plus de 20 ans, et le commissaire n'a jamais prescrit un revenu minimum. Les intimées n'ont fourni aucun motif raisonnable pour justifier l'omission d'agir du commissaire. De toute évidence, le commissaire a choisi délibérément de ne pas prescrire le revenu minimum requis pour que la loi fonctionne comme prévu. Il a ainsi contrecarré l'intention du législateur de laisser les protections à l'article 22 sans effet juridique. Au lieu d'une limite claire fixée par règlement par le commissaire, les payeurs (et les bénéficiaires) sont assujettis aux choix de politique faits par le directeur<sup>63</sup>.

D'où l'exigence que le commissaire promulgue des règlements, nonobstant la sensibilité politique de la question. Une fois que l'inaction réglementaire a été jugée déraisonnable, il était loisible au juge en chef Marchand de choisir un recours approprié contre l'illégalité créée par l'omission d'agir du commissaire. Il s'agit donc d'un argument très important pour élargir le champ d'application de l'arrêt *Vavilov* à l'inaction du gouvernement (surtout dans le domaine de la réglementation, où l'exécutif a généralement bénéficié d'une grande déférence) et pour donner un autre exemple du découplage

des ordonnances exécutoires par rapport aux critères très contraignants qui ont déjà été établis.

### C. Caractère adéquat des motifs des appels prévus par la loi

Entre-temps, le débat sur la relation entre les droits d'appel prévus par la loi et les demandes de contrôle judiciaire – qui est commun à tous les secteurs de réglementation, et le secteur de l'énergie ne fait pas exception – continue de s'envenimer, les tribunaux montrant de l'ouverture à élargir les exigences relatives à un processus décisionnel raisonné découlant de l'arrêt *Vavilov* aux appels prévus par la loi sur les questions de « droit » ou de « compétence ».

La première affaire à prendre en considération est l'affaire *Magasins Best Buy Ltée. c Président de l'Agence des services frontaliers du Canada*, dans laquelle le juge d'appel Stratas, pour une décision unanime de la Cour d'appel fédérale, a rejeté un appel et une demande de contrôle judiciaire qui « adopte les observations formulées dans l'appel, rien de plus » [traduction]<sup>64</sup>.

La principale question à trancher dans cette affaire était de savoir si le Tribunal canadien du commerce extérieur avait commis une erreur de droit en suivant un précédent établi par la Cour d'appel fédérale qui, de l'avis du demandeur, avait été tranché de manière mal avisée. Le juge d'appel Stratas n'était pas convaincu qu'il y avait des motifs suffisants pour déroger à ce précédent, c'est-à-dire que « si [*Danby Products Limited c Canada (Agence des services frontaliers)*]<sup>65</sup> doit être renversé, l'appelant devrait demander l'autorisation de s'adresser à la Cour suprême »<sup>66</sup>. Il a ensuite fait des observations importantes sur le lien entre les appels et les demandes de contrôle judiciaire.

En l'espèce, le droit d'appel du Tribunal à la Cour d'appel fédérale se limitait aux questions

---

<sup>60</sup> *Rogers*, *supra* note 55 au para 84.

<sup>61</sup> *Ibid* au para 95.

<sup>62</sup> *Ibid* au para 89.

<sup>63</sup> *Ibid* au para 100.

<sup>64</sup> *Magasins Best Buy Ltée. c Président de l'Agence des services frontaliers du Canada*, 2025 CanLII 45 (FCA) 45, au para 17 [*Best Buy*].

<sup>65</sup> *Danby Products Limited c Canada (Agence des services frontaliers)*, 2021 CanLII 82 (CAF).

<sup>66</sup> *Best Buy*, *supra* note 64 au para 5.

de droit<sup>67</sup>. Dans l'affaire *Yatar c TD Assurance Meloche Monnex*<sup>68</sup>, la Cour suprême a confirmé qu'une partie peut présenter une demande de contrôle judiciaire à l'égard de questions qui échappent à la portée d'un droit d'appel limité. Toutefois, comme le juge d'appel Stratas l'a souligné à juste titre, le fait que vous puissiez ne signifie pas nécessairement que vous devriez le faire<sup>69</sup>.

Cela soulève la question de la distinction entre un appel sur une question de « droit » et une demande de contrôle judiciaire. En Irlande, par exemple, les juges se sont souvent demandé s'il y avait une distinction quelconque parce que le fait qu'un décideur administratif ait commis une erreur susceptible de contrôle devient nécessairement une question de « droit »<sup>70</sup>. Le juge d'appel Stratas a également mis en doute cette distinction. À son avis, « à peu près tout » [traduction] ce qui peut être soulevé dans le cadre d'un contrôle judiciaire peut être considéré comme une erreur de droit potentielle aux fins d'un droit d'appel limité :

- Les erreurs de droit alléguées par le décideur administratif, qu'elles se trouvent dans la Constitution, les dispositions législatives, les principes de common law ou les principes de droit administratif. Cela comprend les questions de droit qui sont isolables (c.-à-d. qui entachent ou dominent) des questions mixtes de fait et de droit : *Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada c Emerson Milling Inc.*, 2017 CAF 79, [2018] 2 RCF 573; *Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada c Canada (Office des transports)*, 2016 CAF 266 au para 22; *Neptune Wellness Solutions c Canada (Agence des services frontaliers)*, 2020 CAF 151 au paragraphe 15.

- Les préoccupations relatives à l'équité procédurale : *Emerson Milling*, aux para 18 et 19.
- Le caractère suffisant des motifs ou le caractère insuffisant des motifs sur un point clé : *Halton (Regional Municipality of Halton) c Canada (Office des transports)*, 2024 CAF 122 aux para 21 à 33.
- Les erreurs qui semblent factuelles, mais qui sont en fait des erreurs de droit ou des manquements aux principes juridiques régissant la recherche des faits. Par exemple, un décideur qui prend connaissance d'office à tort (*R. c Spence*, 2005 CSC 71, [2005] 3 R.C.S. 458) prend connaissance à tort des faits sans preuve à l'appui (*Canada [Agence des services frontaliers] c Danson Décor Inc.*, 2022 CAF 205, au paragraphe 14), tire à tort une conclusion de fait ou conclut des faits contraires au droit de la preuve (p. ex. *Pfizer Canada Inc. c Teva Canada Limited*, 2016 CAF 161 et les affaires qui y sont citées; *Garvey c Canada [Procureur général]*, 2018 CAF 118, au paragraphe 6), ou prend connaissance à tort de faits contraires à une disposition législative (*Walls c Canada [Procureur général]*, 2022 CAF 47 au paragraphe 41; *Page c Canada [Procureur général]*, 2023 CAF 169 au paragraphe 79)<sup>71</sup>.

Je suis tout à fait d'accord avec les deux premiers points. Pour ce qui est des deux derniers, il y a plus à dire.

En ce qui concerne les erreurs factuelles, on peut ajouter à la liste des causes citées par le juge d'appel Stratas l'analyse savante de lord juge Carnwath (alors) dans *E v Secretary of State for the Home Department*<sup>72</sup>. Pour le lord

---

<sup>67</sup> *Loi sur les douanes*, L.R.C. (1985), ch. 1 (2<sup>e</sup> suppl.), para 68(1).

<sup>68</sup> *Yatar c TD Assurance Meloche Monnex*, 2024 CSC 8.

<sup>69</sup> *Best Buy*, *supra* note 64 au para 11.

<sup>70</sup> Comme l'a expliqué le juge Costello dans la décision *Dunne v Minister for Fisheries* [1984] IR 230 (« [il ne s'ensuit pas] que, dans chaque cas, la compétence de la Cour en matière d'appel prévu par la loi est la même; dans chaque cas, la loi en question doit être interprétée. Dans l'interprétation d'une loi, il ne me semble pas utile d'appliquer par analogie les règles du contrôle judiciaire puisque, en accueillant un appel prévu par la loi, le législateur a dû prévoir que la Cour aurait des pouvoirs qui s'ajoutent à ceux qui existent déjà en common law » à la p 237). Voir aussi *Edmonton (Ville) c Edmonton East (Capilano) Shopping Centres Ltd.*, 2016 CSC 47, au para 78, par les juges Côté et Brown, dissidents, mais non sur ce point.

<sup>71</sup> *Best Buy*, *supra* note 64 au para 11.

<sup>72</sup> *E v Secretary of State for the Home Department*, [2004] QB 1044.

juge Carnwath, une erreur de fait peut être considérée comme une erreur de droit lorsque quatre conditions sont réunies :

Premièrement, il doit y avoir eu une erreur quant à un fait existant, y compris une erreur quant à la disponibilité de preuves sur une question particulière. Deuxièmement, le fait ou la preuve doit avoir été « établi », c'est-à-dire qu'il s'agissait d'un fait non litigieux et vérifiable objectivement. Troisièmement, l'appelant (ou ses conseillers) ne doit pas avoir été responsable de l'erreur. Quatrièmement, l'erreur doit avoir joué un rôle important (pas nécessairement décisif) dans le raisonnement du Tribunal<sup>73</sup>.

Ce qui me préoccupe, cependant, c'est que le fait de traiter les erreurs de fait comme des erreurs de droit est difficile à concilier avec les objectifs clés du cadre établi par l'arrêt *Vavilov*, soit la simplicité et la clarté<sup>74</sup>. Je ne suis pas certain qu'il soit simple ou clair de dire que, parfois, les faits sont éléments de droit.

Pour ce qui est du caractère suffisant des motifs, je pense que l'approche proposée par le juge d'appel Stratas est judicieuse. Cependant, il faudrait franchir une autre étape pour parvenir à l'harmonie conceptuelle. La suffisance des motifs aux fins d'un appel prévu par la loi (qu'elle se limite ou non à une question de droit) est évaluée selon le cadre établi dans l'arrêt *R. c Sheppard*<sup>75</sup>. Il y a peut-être un certain chevauchement entre ce cadre et le cadre de contrôle judiciaire établi par l'arrêt *Vavilov*<sup>76</sup>. Pour l'instant, les deux cadres demeurent distincts (bien que la pratique des appels identiques sur des questions de « droit » et des demandes de contrôle judiciaire m'invite à prendre un recul à cet égard).

Cela dit, il me semble logique d'utiliser l'orientation établie par l'arrêt *Vavilov* sur les motifs dans les appels administratifs. D'un point de vue analytique, pourquoi un demandeur devrait-il se limiter à la norme contraignante de l'arrêt *Sheppard*, qui est conçue pour la relation entre les tribunaux de

première instance et les cours d'appel? Et du point de vue de la structure institutionnelle, l'octroi d'un droit d'« appel » ne suggère-t-il pas une surveillance judiciaire plus intrusive, y compris des motifs?

Toutefois, je pense qu'il reviendrait à la Cour suprême d'apporter ce changement. L'arrêt *Vavilov* a réaffirmé une distinction catégorique entre les appels et le contrôle judiciaire, qui avait depuis longtemps été mise de côté à l'époque de l'affaire *Dunsmuir*. Avant l'arrêt *Vavilov*, à toutes fins utiles, il n'y avait pas de différence significative entre les motifs pouvant être considérés en appel ou dans le cadre d'un contrôle judiciaire. Toutefois, l'arrêt *Vavilov* établit deux séries de règles, une pour les appels et l'autre pour le contrôle judiciaire.

Maintenant, une solution de rechange aurait été de dire qu'« un droit d'appel sous-tend la norme de la décision correcte sur des questions de droit isolables », mais que, autrement, le contrôle du caractère raisonnable s'applique. Cette voie n'a toutefois pas été empruntée dans *Vavilov*. Comme je l'ai dit, je pense qu'il y a de bonnes raisons pour que la Cour suprême passe de l'arrêt *Sheppard* à l'arrêt *Vavilov* en ce qui concerne les appels des décisions administratives, lorsque le caractère adéquat des motifs est en cause. Mais tant qu'elle se gardera de le faire, un fossé persistera entre les appels et les contrôles judiciaires.

Si la Cour suprême le faisait, seules les questions de fait pures pourraient être soustraites de l'application d'une disposition d'appel limitée aux questions de « droit ». Cela réduirait probablement considérablement le volume de demandes concurrentes de contrôle judiciaire et d'appels prévus par la loi sur des questions de droit, ne serait-ce qu'en raison de la difficulté (même dans l'affaire *Vavilov*) à contester des conclusions de fait pures lors d'un contrôle judiciaire.

En fin de compte, il y a donc de bonnes raisons pratiques et fondées sur des principes pour lesquelles il faut s'engager avec soin dans l'analyse de l'affaire *Best Buy 2025*; ce débat continuera de gronder.

---

<sup>73</sup> *Ibid* au para 66.

<sup>74</sup> *Vavilov*, *supra* note 1 aux paras 10–11.

<sup>75</sup> *R. c Sheppard*, 2002 CSC 26.

<sup>76</sup> *Halton (Regional Municipality) c Canada (Office des transports)*, 2024 CanLII 122 (CAF), au para 22.

La Cour d'appel fédérale est rapidement revenue à se pencher sur la question, cette fois dans le contexte de l'établissement de tarifs, dans l'affaire *Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada c Canada (Office des transports)*<sup>77</sup>, en remettant sur une de ses principales propositions, à savoir que les décisions motivées de manière inadéquate constituent une erreur de droit aux fins d'un appel prévu par la loi.

En l'espèce, il s'agissait d'une décision relative à l'établissement des tarifs de transport ferroviaire en vertu de l'article 127.1 de la *Loi sur les transports au Canada*<sup>78</sup>. L'entreprise ferroviaire s'est plainte que le tarif fixé n'était pas « commercialement équitable et raisonnable vis-à-vis des parties », comme l'exige l'art. 112 de la Loi, parce que l'Office des transports du Canada n'avait pas tenu compte des facteurs commerciaux. Dans une série de décisions antérieures, l'Office avait établi une méthode d'établissement des tarifs qui ne reposait pas sur les facteurs du marché ou n'y renvoyait pas. En effet, comme l'a expliqué le juge d'appel Stratas, la méthodologie de l'Office était opaque :

Il convient de souligner – et nous y reviendrons à la fin de notre discussion sur ces motifs – que l'Office n'a jamais effectué et présenté, avec les motifs à l'appui, une analyse complète du texte, du contexte et de l'objet des articles de la *Loi sur les transports au Canada* qui ont une incidence sur la question en cause. En l'espèce, du moins à en juger par les motifs de l'Office, il n'a pas fait cette analyse et n'a cité aucune décision qui aurait permis d'effectuer cette analyse. Au lieu de cela, pendant de nombreuses années, il semble que l'Office ait appliqué des normes qui peuvent ou non découler de la loi – nous ne le savons tout simplement pas<sup>79</sup>.

Le juge d'appel Stratas a analysé le texte, le contexte et l'objet des dispositions pertinentes de la Loi et a conclu que l'interprétation de l'Office était erronée. Par exemple, pour ce qui est du texte et du contexte, « l'Office agit comme si le mot “commerciale” ne fait pas partie de l'article 112. Il ne lui est pas loisible d'agir ainsi<sup>80</sup>. L'objectif législatif, lui aussi, penche en faveur de la pertinence des facteurs commerciaux, compte tenu d'un engagement législatif explicite à l'égard de la compétitivité et de la croissance économique énoncé à l'article 5 de la Loi.<sup>81</sup>

Passons maintenant à la partie (encore plus) intéressante. De façon générale, le juge d'appel Stratas a fait remarquer que l'omission de procéder à une analyse rigoureuse de l'interprétation législative signifie que la décision faisant l'objet de l'appel est illégale :

Faire les choses à moitié et faire des affirmations dénuées de fondement, sans plus, n'est pas la façon dont l'Office doit s'acquitter de ses fonctions : voir *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c Vavilov*, 2019 CSC 65, [2019] 4 R.C.S. 653 [*Vavilov*], par. 115 à 124. Dans cet arrêt, la Cour suprême du Canada a indiqué que les décideurs administratifs doivent montrer dans leurs motifs qu'ils sont conscients du texte, du contexte et de l'objet lorsqu'ils interprètent des lois. Pour un décideur administratif aussi important qui traite d'une question comme celle en cause, l'analyse explicite et rigoureuse s'impose : *Mason c Canada (Citoyenneté et Immigration)*, 2023 CSC 21. Il en va de même pour l'application des normes établies par voie législative à la preuve en pareil cas<sup>82</sup>.

Les exigences relatives à un processus décisionnel raisonné découlant des arrêts

---

<sup>77</sup> *Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada c Canada (Office des transports)*, 2025 CanLII 184 (CAF) [CM].

<sup>78</sup> *Loi sur les transports au Canada*, LC 1995, ch. 10.

<sup>79</sup> *CN*, *supra* note 77 au para 9.

<sup>80</sup> *Ibid* au para 27.

<sup>81</sup> Voir par exemple *ibid* aux paras 32, 38

<sup>82</sup> *Ibid* au para 44.

*Vavilov* et *Mason* ont été établies dans le contexte de l'application de la norme de la décision raisonnable du contrôle judiciaire, et non des droits d'appel prévus par la loi. Le juge d'appel Stratas l'a reconnu, mais il a insisté sur le fait que des motifs adéquats sont requis dans tous les cas – peu importe si la décision est soumise à un tribunal par voie d'appel ou de contrôle judiciaire, si la culture de la justification s'applique et si des motifs adéquats doivent être fournis<sup>83</sup>. En particulier, le juge d'appel Stratas a fait remarquer que la raison sous-jacente ne se limite pas aux appels ou aux contrôles judiciaires :

Il existe au moins trois raisons. D'abord, les motifs adéquats, et particulièrement ceux qui analysent le texte, le contexte et l'objet de dispositions législatives, requièrent un travail rigoureux et minutieux qui permet souvent de révéler le raisonnement erroné avant même que la décision ne soit rendue. Deuxièmement, dans les décisions à enjeux élevés comme celle-ci, des motifs adéquats indiquent aux parties que leurs principaux arguments ont été pris en compte et examinés, ce qui est au cœur de l'équité procédurale. Enfin, les motifs adéquats favorisent la transparence, la légitimité et la responsabilité des décideurs administratifs envers les parties devant eux, les autres organismes de réglementation, les cours de révision et le grand public, des qualités qui sont plus que jamais nécessaires dans l'ère généralisée de scepticisme, de cynisme et de méfiance face au gouvernement<sup>84</sup>.

La décision rendue dans l'affaire *CN* est particulièrement importante dans le contexte du transport. Il n'y a pas de droit de demander le contrôle judiciaire des décisions de l'Office,

par application de l'article 18.5 de la *Loi sur les Cours fédérales*<sup>85</sup>, parce qu'une personne lésée par la décision d'un Office peut demander au gouverneur en conseil d'intervenir (ce qui est également vrai en vertu de la *Loi sur les télécommunications*<sup>86</sup>). La Cour d'appel fédérale a récemment confirmé que l'article 18.5 est constitutionnellement valide, malgré l'argument selon lequel le contrôle du caractère raisonnable ou une forme équivalente de contrôle judiciaire est maintenant inscrit dans la Constitution<sup>87</sup>. Par conséquent, l'observation du juge d'appel Stratas selon laquelle « [i] appartient à l'Office de déterminer le poids à accorder à la lumière de la preuve, dans chaque cas, en s'appuyant sur son appréciation de l'industrie, son expérience de la réglementation et son expertise en matière de transports »<sup>88</sup> : en l'absence d'une erreur de droit isolable ou de motifs inadéquats, la partie lésée peut s'adresser au gouverneur en conseil pour des considérations de politique ou de fait. L'application de l'exigence relative aux motifs dans ce contexte comble une lacune importante, car le rôle du gouverneur en conseil ne consistera pas à examiner les raisons pour lesquelles un organisme de réglementation se conforme à la norme de la décision raisonnable de l'arrêt *Vavilov*.

Quant à la distinction qui disparaît entre le contrôle judiciaire et l'appel, il faudra peut-être encore obtenir la bénédiction de la Cour suprême (comme je l'ai suggéré cidessus). En effet, la Cour d'appel du Manitoba a expressément rejeté la proposition selon laquelle « les principes applicables au contrôle de la raisonnable d'une décision administrative établissent la norme de suffisance des motifs en l'espèce lorsque les normes de contrôle d'appel s'appliquent » [traduction]<sup>89</sup>.

Mais il y a aussi un indice de la logique qui anime l'approche de la Cour d'appel fédérale dans les motifs majoritaires dans l'affaire *Northback Holdings Corporation v Alberta Energy Regulator*<sup>90</sup>. Il s'agissait d'une affaire

---

<sup>83</sup> *Ibid* aux paras 45, 47. Voir aussi *Jennings-Clyde (Vivatas, Inc.) v Canada (Attorney General)*, 2025 CanLII 225 (FCA).

<sup>84</sup> *CN*, *supra* note 77 au para 46.

<sup>85</sup> *Loi sur les Cours fédérales*, LRC 1985, ch. F-7.

<sup>86</sup> *Loi sur les télécommunications*, LC 1993, ch. 38.

<sup>87</sup> *Canadian National Railway Company v Alberta Pacific Forest Industries Inc.*, 2025 CanLII 160 (CAF).

<sup>88</sup> *CN*, *supra* note 77 au para 40.

<sup>89</sup> *Nanowski v Winnipeg (City of)*, 2024 CanLII 81 (MBCA), au para 16.

<sup>90</sup> *Northback Holdings Corporation v Alberta Energy Regulator*, 2025 CanLII 186 (ABCA) [*Northback Holdings*].

comportant un droit d'appel, avec autorisation, sur une question de droit ou de compétence devant la Cour d'appel de l'Alberta et assortie d'une clause privative visant à éliminer le contrôle judiciaire<sup>91</sup>. Les demandeurs ont demandé l'autorisation d'interjeter appel de la décision de l'organisme de réglementation de refuser d'approuver un projet de mine de charbon à ciel ouvert. L'autorisation a été refusée. Les demandeurs ont ensuite demandé un contrôle judiciaire devant une cour supérieure. La demande a été radiée. En appel, la juge en chef Khullar aurait autorisé le contrôle judiciaire, au motif que le seuil constitutionnel de la surveillance judiciaire du processus administratif « doit comprendre un examen des questions de fait et des questions mixtes de fait et de droit » [traduction]<sup>92</sup>.

Toutefois, ses collègues de la majorité ont adopté un point de vue différent, essentiellement que la demande de contrôle judiciaire était mal conçue parce que le droit d'appel sur une question de « droit » ou de « compétence » pouvait être suffisamment large pour englober les motifs d'un contrôle judiciaire. Comme les demandeurs n'avaient pas soulevé la question de la portée du « droit » ou de la « compétence » dans la demande d'autorisation, le juge de première instance se trouvait dans une position impossible :

Les parties se demandent si le terme « compétence » est suffisamment large pour englober des questions de fait. Toutefois, comme il a été mentionné, elles n'ont pas soulevé la question devant la Cour au sujet de la demande d'autorisation. À défaut d'avoir fait valoir cet argument et d'une décision rendue dans le contexte du processus prévu à l'article 45, la juge en chambre ne pouvait s'en remettre qu'au domaine des hypothèses. Elle ne pouvait pas se lancer dans une analyse ni faire de suppositions sur la façon dont la Cour trancherait la question si elle était soulevée dans le cadre d'un appel en vertu de l'article 45. En

tant que juge de la Cour du banc du Roi présidant une affaire de contrôle judiciaire (et non pas un appel de la décision d'autorisation), elle ne pouvait commenter si l'unique juge de notre Cour avait correctement interprété sa compétence en vertu de l'article 45 à la lumière de l'argument constitutionnel ni n'entendait le faire. Elle a simplement fait observer que l'article 56 empêchait les appelants de présenter une demande de contrôle judiciaire [traduction]<sup>93</sup>.

Sans nécessairement s'engager définitivement à considérer que la « compétence » doit englober une partie ou la totalité des motifs pouvant être invoqués dans le cadre d'un contrôle judiciaire, les juges majoritaires ont conclu que la question devrait être soulevée et tranchée dans le contexte d'une demande future d'autorisation d'appel :

L'arrêt *Vavilov* a établi que les choix d'organisation institutionnelle doivent être respectés. La Cour donne un sens aux termes « question de compétence » et « question de droit » dans le contexte d'un appel prévu par l'article 45. Si l'arrêt *Vavilov* a donné lieu à un minimum d'examen constitutionnel fondé sur une approche élargie de la « compétence » dans l'affaire *Crevier*, il semblerait que le point de départ logique pour aborder cette question serait l'interprétation de la « question de compétence » au sens de l'article 45 dans le contexte du régime législatif d'appel établi par la législature pour le contrôle des décisions administratives<sup>94</sup>.

En réponse, on pourrait s'opposer au fait que si un appel sur une question de « compétence » englobe une partie ou la totalité des motifs du contrôle judiciaire, il est impossible de donner effet au choix d'organisation institutionnelle fait par le législateur pour créer une voie étroite vers la Cour d'appel sur des questions soigneusement ciblées.

---

<sup>91</sup> *Responsible Energy Development Act*, SA 2012, c R-17.3, ss 45, 56.

<sup>92</sup> *Northback Holdings*, *supra* note 90 au para 225.

<sup>93</sup> *Ibid* au para 44.

<sup>94</sup> *Ibid* au para 53.

C'était certainement l'opinion de la Cour d'appel de Terre-Neuve-et-Labrador dans l'affaire *Blockchain Labrador Corporation v Board of Commissioners of Public Utilities*<sup>95</sup>. Cette décision portait sur une question qui prend de plus en plus d'importance – une décision réglementaire concernant le pouvoir d'exploiter une entreprise de minage de cryptomonnaies assortie d'une directive du cabinet provincial<sup>96</sup>. Dans ce cas, le cabinet provincial a exempté le service public de fournir de l'électricité à un « tarif ferme » (c.-à-d. un service garanti) à une telle exploitation. En fin de compte, l'Office a approuvé une demande présentée par le service public visant à établir un tarif non ferme pour les clients du réseau desservant les activités de l'entreprise, rejetant ainsi l'argument de l'entreprise selon lequel il s'agissait d'une exemption à l'exemption.

L'absence d'une garantie de service constitue un problème important pour le minage des cryptomonnaies, et l'entreprise a demandé l'autorisation d'interjeter appel pour plusieurs motifs :

1. Le Board of Commissioners of Public Utilities (la « Commission ») lui a refusé l'équité procédurale et la justice naturelle en tranchant la demande sans tenir d'audience.
2. La Commission a erré en omettant d'examiner et d'appliquer l'article 4 de l'EPCA, qui exige que la Commission mette en œuvre la politique en matière d'électricité énoncée à l'article 3 de l'EPCA.
3. La Commission a erré en interprétant l'OC 2022-266 comme exemptant NL Hydro de fournir de l'électricité à l'entreprise de minage à un tarif ferme.
4. La Commission a erré en concluant que les 20 MW d'électricité disponibles sur le réseau interconnecté du Labrador en hiver étaient dûment considérés comme une puissance non ferme sujette à un nouveau tarif non ferme.

5. La Commission a erré en omettant de décider s'il existait un contrat entre NL Hydro et l'entreprise de minage, aux termes duquel NL Hydro devait fournir à l'entreprise de minage jusqu'à 20 MW d'électricité lorsqu'elle est devenue disponible.

Mais le droit d'appel se limite aux questions de « droit » ou de « compétence ». La juge d'appel K.J. O'Brien a conclu que les motifs 4 et 5 ne relevaient pas d'une question de compétence.

Fait intéressant, la Commission a adopté la position selon laquelle les cinq motifs étaient des questions de droit ou de compétence, dans le but de réduire le double emploi entre les appels et les demandes de contrôle judiciaire et d'accélérer le processus judiciaire :

Malgré l'interprétation moderne et conventionnelle, la Commission soutient que, par le passé, la « compétence » a été interprétée de façon générale et que cette interprétation a constitué le fondement théorique de toute surveillance judiciaire des tribunaux inférieurs, citant *Groenwelt v Burwell* (1738), 91 E.R. 134, 1 Salk 144; *R. v Northumberland Compensation Appeal Tribunal, ex p. Shaw*, [1951] EWCA Civ 1, aux para 6 à 10; *Re Toronto Newspaper Guild, Local 87, American Newspaper Guild (C.I.O.); and Globe Printing Company*, [1951] CanLII 145 (ON SC), confirmé 1953 CanLII 10 (CSC), [1953] 2 R.C.S. 18. Bien que la Commission reconnaisse que ces affaires ont été déclassées par des approches plus modernes du contrôle judiciaire, elle demande à la Cour de raviver l'approche plus vaste et historique de la « compétence » afin d'atténuer essentiellement les effets de l'arrêt *Yatar*. En somme, la Commission nous invite à interpréter les « questions de compétence » de façon si large qu'elles engloberaient tous les motifs possibles du contrôle judiciaire, laissant l'appel prévu par

---

<sup>95</sup> *Blockchain Labrador Corporation v Board of Commissioners of Public Utilities*, 2025 CanLII 35 (NLCA) [*Blockchain*].

<sup>96</sup> Voir aussi la discussion sur la décision dans l'affaire *Confifex Timber Inc. v. British Columbia (Lieutenant Governor in Council)*, 2025 CanLII 62 (BCCA) [*Confifex*] ci-dessous.

la loi comme seul moyen de révision des ordonnances de la Commission [traduction]<sup>97</sup>.

La juge d'appel K.J. O'Brien n'a pas été convaincue. Reconnaisant le risque de « dédoublement des efforts judiciaires »<sup>98</sup>, elle a néanmoins conclu que la Cour suprême, dans l'arrêt *Yatar* « ne suggérerait pas d'interpréter les droits limités prévus par la loi en matière d'appel de façon si large qu'ils soient illimités » [traduction]<sup>99</sup>. Tout changement à cet égard devrait être apporté par l'assemblée législative en élargissant le droit d'appel pour couvrir toutes les questions, et non pas seulement les questions de droit ou de compétence. Il est également remarquable que la Cour d'appel ait, dans une série de décisions assez récentes, donné une interprétation étroite de la « compétence » comme excluant toute question mixte de fait et de droit<sup>100</sup>. Par conséquent, l'autorisation ne pouvait pas être accordée pour les motifs 4 et 5, car ils se rapportaient à des conclusions de fait qui dépassaient tout simplement la portée de la disposition d'appel, correctement interprétée<sup>101</sup>.

Cela signifie avoir un droit d'appel limité à la Cour d'appel avec (si la juge en chef Khullar a raison et que la juge d'appel K.J. O'Brien reconnaît) une révision judiciaire qui suit une voie parallèle à la Cour du banc du Roi. Cependant, si l'on considère que le contrôle judiciaire est toujours possible (comme « pierre angulaire » de notre ordre constitutionnel<sup>102</sup>, alors un droit d'appel, même étroit, peut être considéré comme un « ajout » à ce que la common law garantit déjà : les mêmes motifs pourraient être invoqués, mais dans le cadre d'une instance assujettie à des règles de procédure différentes [y compris, si l'autorisation est accordée et que l'appelant obtient gain de cause sur le fond, un droit à la réparation plutôt que le recours discrétionnaire inhérent disponible en contrôle judiciaire].

De ce point de vue, avancé sans succès par la Commission dans l'affaire *Blockchain*, le droit d'appel renforce, plutôt que restreint, le contrôle judiciaire du processus administratif. Il s'agirait du choix d'organisation institutionnelle à respecter.

En fin de compte, cependant, les raisons pour lesquelles les législatures ont accordé des droits d'appel sur des questions de « droit » ou de « compétence » se sont perdues dans la nuit des temps, ce qui explique en grande partie l'incertitude actuelle. Pour ma part, j'accueille très favorablement l'ajout du contrôle du caractère raisonnable *Vavilovien* dans le contexte des appels prévus par la loi; il s'agit d'un territoire que la culture de la justification devrait occuper, à mon avis, pour corriger l'anomalie du contrôle judiciaire moins intrusif où le législateur a créé un droit d'appel qui a vraisemblablement été choisi pour assurer un contrôle judiciaire plus intrusif.

#### D. Appels d'arbitrage

L'une des questions non résolues qui subsistent à l'ère post-*Vavilov* est la norme de contrôle applicable aux appels des décisions arbitrales. C'est une question subtilement difficile. Avant l'arrêt *Vavilov*, la Cour suprême du Canada avait statué que le cadre de contrôle judiciaire s'appliquait aux appels d'arbitrage : L'arrêt *Sattva Capital Corp. c Creston Moly Corp.*<sup>103</sup> a établi le caractère raisonnable comme norme présumée, l'arrêt *Ledcor Construction Ltd. c Société d'assurance d'indemnisation Northbridge*<sup>104</sup> appliquant le principe de la décision correcte à une question de valeur de précédent, soit l'interprétation des contrats sous forme normalisée. Dans l'affaire *Teal Cedar Products Ltd. c Colombie-Britannique*<sup>105</sup>, la Cour suprême a réaffirmé l'arrêt *Sattva* en concluant à la majorité que la norme de la décision raisonnable devrait généralement s'appliquer aux questions de droit tranchées par les arbitres.

---

<sup>97</sup> *Blockchain*, supra note 95 aux paras 14, 17.

<sup>98</sup> *Ibid* au para 18.

<sup>99</sup> *Ibid* au para 22.

<sup>100</sup> *Ibid* au para 15.

<sup>101</sup> *Ibid* aux paras 28, 32.

<sup>102</sup> *Immeubles Port Louis Ltée c Lafontaine (Village)*, [1991] 1 RCS 326.

<sup>103</sup> *Sattva Capital Corp. c Creston Moly Corp.*, 2014 CSC 53.

<sup>104</sup> *Ledcor Construction Ltd. c Société d'assurance d'indemnisation Northbridge*, 2016 CSC 37.

<sup>105</sup> *Teal Cedar Products Ltd. c Colombie-Britannique*, 2017 CSC 32.

Cependant, il ne va pas de soi (1) qu'un cadre judiciaire devrait s'appliquer aux appels d'arbitrage, car il s'assimile moins à l'exercice du pouvoir public qu'un mécanisme de règlement des différends choisi par les parties selon le principe du choix personnel<sup>106</sup>; (2) que le cadre établi par l'arrêt *Vavilov* convient bien, parce que les catégories plus étroites de la décision correcte ne correspondent pas clairement aux catégories de la décision correcte qui pourraient s'appliquer dans le contexte de l'arbitrage; ou (3) parce que l'arrêt *Vavilov* exige autre chose que l'application des normes de contrôle d'appel à un « appel ».

Cela dit, la question n'est pas du tout mentionnée dans l'arrêt *Vavilov* et on pourrait donc légitimement faire remarquer que tant que la Cour suprême elle-même n'aura pas clarifié l'état du droit, les tribunaux inférieurs seront liés par la position qui prévalait avant l'arrêt *Vavilov* voulant que le même cadre s'applique aux appels d'arbitrage et au contrôle judiciaire. Depuis l'arrêt *Vavilov*, la question n'a été soulevée qu'à une seule occasion et une majorité de juges de la Cour suprême a évité d'y répondre<sup>107</sup>.

Il y a maintenant une division (limitée) dans le pouvoir d'appel sur la question. Auparavant, la Cour d'appel des Territoires du Nord-Ouest avait conclu que les normes de contrôle d'appel devraient s'appliquer<sup>108</sup>. Plus récemment, la Cour d'appel du Manitoba s'est prononcée en faveur du cadre de contrôle judiciaire dans l'affaire *Buffalo Point First Nation v Buffalo Point Cottage Owners Association Inc.*<sup>109</sup>.

L'analyse du juge d'appel Monnin est précise et va droit au but.

Premièrement, l'arrêt *Vavilov* n'a pas invalidé l'arrêt *Sattva* et, par conséquent, le cadre de contrôle judiciaire continue de s'appliquer :

Je pars de la prémisse que l'arrêt *Vavilov* n'a pas, expressément ou implicitement, invalidé les arrêts *Sattva* ou *Teal Cedar*. L'arrêt *Vavilov* concernait une révision d'une

décision administrative. Les sentences arbitrales commerciales ne sont pas des décisions administratives, qui sont généralement reconnues comme étant des décisions émanant d'une entité gouvernementale. Les sentences arbitrales commerciales sont le produit d'ententes contractuelles entre des parties qui ont choisi de parvenir à un règlement de leur propre chef. Bien qu'il puisse être justifié d'examiner la façon de réviser une décision administrative dans le cadre de l'examen des décisions des arbitres commerciaux, ce n'était pas la question en litige dans l'affaire *Vavilov*. Toutefois, elle l'était dans les affaires *Sattva* et *Teal Cedar* et, jusqu'à ce qu'une décision différente soit rendue par la Cour suprême, je suis d'avis que le principe du *stare decisis* devrait nous guider pour en arriver à la bonne conclusion quant à la norme de contrôle qui s'applique actuellement. Par conséquent, la réponse la plus sûre à cette question est que les arrêts *Sattva* et *Teal Cedar* représentent toujours une application correcte du droit jusqu'à ce qu'on en décide autrement.

[...]

À moins d'être précisément ou implicitement invalidées, les décisions antérieures demeurent et l'omission de la Cour d'examiner la question ne devrait pas servir à invalider un précédent. L'appel des sentences arbitrales commerciales « s'inscrit dans un régime, strictement défini et adapté aux objectifs de l'arbitrage commercial » (*Sattva*, au paragraphe 104). De plus, « les parties décident d'un commun accord de soumettre leur différend à l'arbitrage » (*ibid.*). Les parties à un arbitrage choisissent le nombre d'arbitres et l'identité de

---

<sup>106</sup> James Plotkin & Mark Mancini, « Inspired by *Vavilov*, Made for Arbitration: Why the Appellate Standard of Review Framework Should Apply to Appeals from Arbitral Awards » (2021) 2:1 Can J of Com Arb 1.

<sup>107</sup> *Wastech Services Ltd. c Greater Vancouver Sewerage and Drainage District*, 2021 CSC7.

<sup>108</sup> *Northland Utilities (NWT) Limited v Hay River (Town of)*, 2021 CanLII 1 (NWTCA).

<sup>109</sup> *Buffalo Point First Nation v Buffalo Point Cottage Owners Association Inc.*, 2025 CanLII 72 (MBCA) [*Buffalo Point*].

ceux-ci. Dans l'affaire *Teal Cedar*, ce choix est décrit comme une préférence qui « concorde avec les principaux objectifs de politique générale de l'arbitrage commercial, à savoir l'efficacité et le caractère définitif » (au paragraphe 74). De tels facteurs militent en faveur du maintien d'une norme de la décision raisonnable pour la révision des sentences arbitrales commerciales [traduction]<sup>110</sup>.

Deuxièmement, le fait qu'en vertu de l'arrêt *Vavilov* les normes de contrôle d'appel s'appliquent lorsqu'il y a un droit d'appel prévu par la loi n'est pas concluant, parce qu'il existe des différences importantes entre le droit administratif et le contexte de l'arbitrage commercial :

L'évolution historique de l'arbitrage commercial au fil des siècles est principalement attribuable aux mécanismes contractuels qui permettent aux parties de régler leurs différends. Cela s'oppose à l'évolution du droit administratif et à la révision des décisions gouvernementales, qui ont suivi une voie juridique et jurisprudentielle différente. Lorsqu'on tient compte à la fois de la jurisprudence et des différences institutionnelles, l'argument en faveur d'une moins grande intervention ou d'une approche légaliste de l'examen de l'arbitrage commercial est justifié. Une approche différente de la signification du mot « appel » dans la *Loi sur l'arbitrage*, CPLM c A120, concorde avec les principaux objectifs de politique générale de l'arbitrage commercial, à savoir l'efficacité et le caractère définitif [traduction]<sup>111</sup>.

Ce point a également été soulevé par le juge en chef Joyal dans l'affaire *Christie Building Holding Company, Limited v Shelter Canadian Properties Limited*<sup>112</sup>.

Sur le fond, le juge d'appel Monnin a confirmé la décision en litige dans le cadre d'un différend de longue date entre les parties.

De toute évidence, cette question n'est pas encore réglée de façon définitive. Le point soulevé par le juge d'appel Monnin au sujet de la différence entre l'arbitrage et l'administration publique est bien accueilli, et il peut être difficile d'ajuster le niveau approprié de déférence dans le contexte de l'arbitrage<sup>113</sup>. Le cadre de contrôle du caractère raisonnable découlant de l'arrêt *Vavilov* est souple et, par conséquent, il peut en principe être élargi ou resserré en fonction du contexte pertinent, étant plus exigeant lorsque les questions ont un caractère relativement plus juridique, mais moins lorsqu'elles reposent en grande partie sur des faits. Cela dit, le besoin de réactivité découlant de l'arrêt *Vavilov* exigera habituellement des décisions bien raisonnées qui, dans un contexte privé, ne conviennent pas toujours aux parties.

Personnellement, je suis attiré par l'appel des sirènes *Vaviloviennes* – la « simplicité » – qui a également attiré la Cour d'appel des Territoires du Nord-Ouest. Dans une loi prévoyant la révision judiciaire des décisions arbitrales, le terme « appel » signifie que les normes de contrôle d'appel sont applicables (et que la réactivité ne devrait donc pas entrer en jeu, bien qu'il s'agisse d'un domaine en développement, comme on l'a mentionné plus haut).

Si les normes d'appel s'appliquaient dans le contexte de l'arbitrage, elles auraient pour effet d'aligner l'arbitrage sur les différends contractuels. Lorsque ces questions sont portées devant les tribunaux, les normes de contrôle d'appel s'appliquent<sup>114</sup> : la norme de la décision correcte dans le cas de questions de droit pures, et d'erreur manifeste et dominante dans tous les autres cas. La norme de la décision correcte sur des questions de droit pures favorise la cohérence du droit. L'erreur manifeste et dominante sur les questions de fait et les questions mixtes de droit et de fait renforce les objectifs d'efficacité et de finalité de l'arbitrage commercial, surtout compte tenu de la tendance moderne, illustrée par l'affaire *Earthco*, de

---

<sup>110</sup> *Ibid* aux paras 44–45.

<sup>111</sup> *Ibid* au para 47.

<sup>112</sup> *Christie Building Holding Company, Limited v Shelter Canadian Properties Limited*, 2022 CanLII 239 (MBKB).

<sup>113</sup> Voir aussi *ibid* au para 92.

<sup>114</sup> Voir p. ex. *Earthco Soil Mixtures Inc. v Pine Valley Enterprises Inc.*, 2024 CSC 20.

traiter la plupart des questions d'interprétation contractuelle comme des applications du droit aux faits plutôt que comme des questions de droit pures. Et l'autonomie des parties peut être prise en compte : ce n'est qu'un cadre général. Conformément à la primauté du choix personnel, les parties demeurent libres d'élaborer des mécanismes de règlement des différends qui conviennent à leurs intérêts.

Comme je l'ai mentionné, il s'agit d'une question subtilement difficile que la Cour suprême devra éventuellement trancher. Sinon, comme pour toute autre question qui n'est pas réglée de façon définitive, elle ressurgira encore et de nouveau.

## II. CONTRÔLE SELON LA NORME DE LA DÉCISION CORRECTE

Dans la présente section, je traite de certaines affaires récentes concernant le contrôle selon la norme de la décision correcte, où des questions relatives à la portée du contrôle ont été soulevées à la fois en ce qui concerne la question éternelle des droits et des valeurs garantis par la *Charte* et celle des limites constitutionnelles du pouvoir des décideurs administratifs. Je termine la section par une affaire récente et instructive de l'application de la norme de la décision correcte dans les contextes réglementaires.

### A. Portée du contrôle selon la norme de la décision correcte

S'il en est une, la question de la norme de contrôle des décisions administratives qui contreviendrait à la *Charte* est certes épineuse. Comme nous le savons, une décision administrative peut faire intervenir un droit garanti par la *Charte*<sup>115</sup> ou une valeur consacrée par la *Charte*<sup>116</sup>. Lorsqu'elle le fait, la norme de contrôle est celle du caractère raisonnable, fondée sur la décision controversée rendue dans l'affaire *Doré c Barreau du Québec*<sup>117</sup>, une décision qui demeure valable en droit.

Toutefois, quelle est la norme de contrôle applicable pour déterminer si la *Charte* entre en jeu? Dans l'affaire *Conseil scolaire de district de la région de York c Fédération des enseignantes et des enseignants de l'élémentaire de l'Ontario*<sup>118</sup>, la Cour suprême a statué que les questions relatives à la portée des droits garantis par la *Charte* sont assujetties au contrôle selon la norme de la décision correcte. Cela semble indiquer que toute question de définition concernant l'applicabilité d'un droit garanti par la *Charte* doit être évaluée pour en déterminer le caractère correct.

En ce qui concerne les valeurs consacrées par la *Charte*, un certain nombre d'affaires récentes ont examiné la question. Par exemple, dans l'affaire *Vabuolas v British Columbia (Information and Privacy Commissioner)*, la juge d'appel Horsman écrit ceci :

À tout le moins, la Région de York semble suggérer que des normes d'examen différentes peuvent s'appliquer aux deux étapes de l'analyse : (1) le caractère correct de la question préliminaire soulevée dans *Loyola* quant à savoir si la *Charte* s'applique (ce qui inclurait la portée de la protection conférée par la *Charte* et le cadre d'analyse approprié), et (2) le caractère raisonnable de l'équilibre proportionnel qui se présente à la deuxième étape [traduction]<sup>119</sup>.

Le juge Southcott abonde dans le même sens dans quelques affaires récentes de la Cour fédérale. Dans *Robinson c Canada (Procureur général)*<sup>120</sup> et *Mombourquette v Canada (Attorney General)*<sup>121</sup>, il a conclu que : « la question de savoir si les droits ou les valeurs garantis par la *Charte* sont en cause est évaluée selon la norme de la décision correcte et, si la réponse est affirmative, l'équilibre nécessaire entre ces droits ou ces valeurs et les objectifs législatifs est évalué selon la norme de la décision

---

<sup>115</sup> *Lauzon v Ontario (Justices of the Peace Review Council)*, 2023 (CanLII) 425 (ONCA), au para 151.

<sup>116</sup> *Commission scolaire francophone des Territoires du Nord-Ouest c Territoires du Nord-Ouest (Éducation, Culture et Formation)*, 2023 CSC 31.

<sup>117</sup> *Doré c Barreau du Québec*, 2012 CSC 12.

<sup>118</sup> *Conseil scolaire de district de la région de York c Fédération des enseignantes et des enseignants de l'élémentaire de l'Ontario*, 2024 CSC 22.

<sup>119</sup> *Vabuolas v British Columbia (Information and Privacy Commissioner)*, 2025 CanLII 83 (BCCA), au para 96.

<sup>120</sup> *Robinson c Canada (Procureur général)*, 2024 CanLII 2092 (CF).

<sup>121</sup> *Mombourquette v Canada (Attorney General)*, 2024 CanLII 2093 (CF).

raisonnable » [traduction]<sup>122</sup>. La Cour d'appel fédérale est arrivée à la même conclusion dans l'affaire *Toth v Canada (Mental Health and Addictions)*<sup>123</sup>. Entre-temps, le juge d'appel LeBlanc a quelque peu tergiversé sur la question dans l'affaire *Ministre de la justice et de la sécurité publique c Forum des maires de la Péninsule acadienne Inc.*<sup>124</sup>, tout en indiquant<sup>125</sup> que la question fondamentale de l'invocation de la *Charte* est une question que la cour de révision doit trancher à sa satisfaction (c.-à-d. il semblerait, correctement) et concluant qu'il n'y avait pas de lien entre la garantie d'égalité de statut entre les communautés linguistiques anglophones et francophones du Nouveau-Brunswick et une décision ministérielle de fermer un palais de justice qui desservait une communauté francophone et de réduire le statut d'une autre<sup>126</sup>.

Je pense que les juges d'appel Horsman et Southcott ont raison au sujet des répercussions de la jurisprudence récente de la Cour suprême. Il convient toutefois de noter que la Cour suprême n'a pas abordé cette question en profondeur<sup>127</sup>. Par conséquent, il faut faire preuve de prudence avant de tirer des conclusions définitives sur l'état du droit à cet égard.

Il ne fait aucun doute, à mon avis, que la norme de la décision correcte s'applique à la définition des droits garantis par la *Charte*. C'était le cas même dans la jurisprudence postérieure à l'arrêt *Dunsmuir*, malgré l'arrêt *Doré*<sup>128</sup>. La question délicate est de savoir si cela s'applique aux valeurs consacrées par la *Charte*, surtout lorsqu'un décideur administratif a donné des motifs. Le juge Southcott a abordé ce point

dans l'affaire *Robinson*, mais il a insisté sur le fait que la norme de la décision correcte devrait s'appliquer même dans de telles circonstances :

Si le décideur a effectué pareille analyse, le tribunal peut alors s'appuyer sur ce raisonnement pour éclairer sa propre analyse. Toutefois, je ne considère pas que l'existence de motifs communiqués par le décideur au sujet de l'invocation de la *Charte* se traduit par une exigence selon laquelle le contrôle judiciaire de ces motifs doit être effectué selon la norme de la décision raisonnable [traduction]<sup>129</sup>.

Comme je l'ai dit, je pense que le juge Southcott a raison dans son application de la jurisprudence de la Cour suprême. Je pense également que sa réponse au scénario d'un décideur administratif qui donne des motifs à l'appui de l'interprétation de la portée d'un droit garanti par la *Charte* est valable. De telles questions sont des « questions constitutionnelles » en vertu de l'arrêt *Vavilov* et exigent des réponses uniformes de la part des tribunaux. Le droit à la liberté d'expression ne devrait pas changer selon l'identité du décideur administratif devant lequel on comparait.

Je ne suis pas certain que ce soit valable comme matière à l'application des premiers principes en ce qui concerne les valeurs consacrées par la *Charte*. Si les droits garantis par la *Charte* sont des contraintes sévères pour les décideurs administratifs, mais que les valeurs consacrées par la *Charte* sont simplement des questions à prendre en compte, cela donne à penser que

---

<sup>122</sup> *Robinson*, supra note 120 au para 69.

<sup>123</sup> *Toth v Canada (Mental Health and Addictions)*, 2025 CanLII 119 (CAF) au para 40.

<sup>124</sup> *Ministre de la justice et de la sécurité publique c Forum des maires de la Péninsule acadienne Inc.*, 2025 CanLII 99 (NBCA) [*Forum des maires*].

<sup>125</sup> *Ibid* au para 66.

<sup>126</sup> *Ibid* au para 89.

<sup>127</sup> L'autorisation d'interjeter appel a été accordée dans l'affaire *Vabuolas*. J'ai moi-même fourni de l'aide aux appelants. Selon la demande d'autorisation, il n'est pas clair que la distinction entre les valeurs consacrées par la *Charte* et les droits garantis par la *Charte* deviendra une question importante, mais un point intéressant est que la Cour d'appel était en désaccord avec l'arbitre quant à savoir si le régime législatif, correctement interprété, a porté atteinte au droit à la liberté de religion. Un tribunal peut-il remettre en question le point de vue réfléchi d'un arbitre quant à la source d'une violation constitutionnelle? Par conséquent, cet appel peut exiger que l'on tienne compte de la façon dont le cadre établi par l'arrêt *Vavilov* interagit avec le cadre établi dans l'affaire *Slaight Communications Inc. v Davidson*, [1989] 1 RCS 1038 sur l'identification de la source d'une violation constitutionnelle (à savoir si elle est attribuable à une loi ou à l'exercice d'un pouvoir discrétionnaire en vertu d'une loi).

<sup>128</sup> Paul Daly, « Unresolved Issues after *Vavilov* » (2022) 85:1 Sask L Rev 89, à la p 107.

<sup>129</sup> *Robinson*, supra note 120 au para 63.

la norme de contrôle applicable à l'application de la *Charte* pourrait être différente<sup>130</sup>. Autrement dit, si les droits garantis par la *Charte* et les valeurs consacrées par la *Charte* sont conceptuellement distincts, on ne peut pas dire que la même norme doit nécessairement s'appliquer à la question de savoir si un droit garanti par la *Charte* ou une valeur consacrée par la *Charte* a été en cause dans un cas particulier. Les valeurs consacrées par la *Charte* sont relativement floues et sensibles au contexte, mais on peut soutenir qu'il s'agit d'une caractéristique plutôt que d'une limite accidentelle, car le recours aux valeurs consacrées par la *Charte* vise à faciliter l'interprétation de la Constitution par des décideurs administratifs. Si tel est le cas, pourquoi ne pas donner aux décideurs administratifs une certaine latitude (par l'application de la norme de la décision raisonnable) pour articuler leur compréhension d'une valeur consacrée par la *Charte* dans leur domaine particulier de spécialisation et d'expertise?

En réponse aux vives critiques formulées à l'égard de l'arrêt *CSFTNO*<sup>131</sup>, j'ai laissé entendre récemment que nous discutons des objectifs de la *Charte* plutôt que des valeurs consacrées par elle<sup>132</sup>. Mais l'argument de la déférence à l'égard de la question fondamentale de savoir si un objet de la *Charte* est en cause tient toujours. Les objets de la *Charte* sont énoncés dans la jurisprudence de la Cour suprême. Cependant, l'arrêt *Vavilov* indique clairement que les précédents judiciaires ne sont pas des carcans pour ce qui est des décideurs administratifs, un point souligné par la récente décision rendue dans l'affaire *Pepa*.

Comme je l'ai dit, je pense que les juges d'appel Horsman et Southcott sont fidèles à la jurisprudence de la Cour suprême. Toutefois, la Cour suprême n'a pas encore abordé la question précise de la norme de contrôle applicable à une décision sur l'engagement d'une valeur (ou d'un objet) consacrée par la *Charte*. Et je pense

qu'il y a au moins un argument selon lequel le caractère raisonnable pourrait constituer la norme de contrôle appropriée.

Pour ce qui est du juge d'appel LeBlanc, le point le plus intéressant dans l'analyse de l'affaire de la fermeture du palais de justice se présente lorsqu'il écrit : « Élargir le cadre d'application de l'art. 16.1 par le biais de valeurs qui dépassent celles qui y sont exprimées constituerait une modification inadmissible de cette disposition »<sup>133</sup>. C'est exactement ce que la Cour suprême a fait concernant l'article 23 dans l'affaire *CSFTNO* : imposer une obligation fondée sur les valeurs qui dépassent le cadre d'application de l'article 23. La différence, peut-être, est que l'article 16.1 englobe déjà une valeur – l'égalité de statut – et ajouter d'autres valeurs équivaldrait à élargir indûment la portée de la disposition, tandis que l'article 23 touche à des questions plus concrètes. Néanmoins, il semble en principe que la fermeture du palais de justice, qui entraîne des répercussions disproportionnées sur une communauté linguistique, pourrait violer les valeurs sous-jacentes garanties par l'art. 16.1. Quoi qu'il en soit, la Cour suprême se penchera bientôt sur cette question dans le cadre de l'appel interjeté par la Cour d'appel du Nouveau-Brunswick contre la nomination d'un lieutenant-gouverneur unilingue non francophone<sup>134</sup>.

## B. « Compétence » sous un autre nom?

La Cour suprême aura une autre occasion de se prononcer sur les catégories de la décision correcte dans l'appel interjeté de la décision dans *Procureur général du Québec c SGS Canada inc.*<sup>135</sup>, une affaire soulevant une question de fédéralisme quant à savoir si SGS est assujéti aux lois du travail fédérales ou provinciales. La question a exigé un examen contextuel détaillé de l'information factuelle par le Tribunal administratif du travail du Québec. Compte tenu de la récente décision rendue dans l'affaire

---

<sup>130</sup> Paul Daly, « The *Doré* Duty: Fundamental Rights in Public Administration » (2023) 101:2 Can Bar Rev 297.

<sup>131</sup> Voir p. ex. *Sullivan c Canada (Procureur général)*, 2024 CanLII 7 (CAF).

<sup>132</sup> Paul Daly, « Charter Values in Administrative Decision-Making: Defending the *Doré* Duty » (2026) Ottawa L Rev (à venir).

<sup>133</sup> *Forum des maires*, supra note 124 au para 89.

<sup>134</sup> *Le très honorable premier ministre du Canada et autres c La Société de l'Acadie du Nouveau-Brunswick et le Procureur général du Nouveau-Brunswick*, 2024 CanLII 70 (NBCA). Le présent appel a été entendu à la fin de 2024.

<sup>135</sup> *Procureur général du Québec c SGS Canada inc.*, 2024 CanLII 460 (QCCA).

*Société des casinos du Québec inc. c Association des cadres de la Société des casinos du Québec*<sup>136</sup>, aucune déférence ne devrait être due à l'égard de l'application, par le tribunal, des principes du fédéralisme aux faits; toutefois, seules les conclusions de fait pures – qui, quoi, pourquoi, où, quand et comment – sont sujettes à déférence, tandis que les conclusions juridiques qui découlent de ces conclusions de fait pures sont soumises au contrôle selon la norme de la décision correcte. L'affaire *Société des casinos* était une cause fondée sur la *Charte* et l'affaire *SGS* est une cause touchant le fédéralisme. N'empêche, les mêmes principes devraient s'appliquer dans les deux cas. À la limite de la compétence des autorités provinciales et fédérales, il ne peut y avoir de place à l'erreur. Autrement dit, il s'agit d'un domaine où les organismes doivent prendre soin de respecter les limites de leur compétence, c'est-à-dire de rester dans les limites de leurs pouvoirs (même si, bien sûr, depuis l'arrêt *Vavilov*, la notion glissante de « compétence » n'est plus une catégorie de la norme de la décision correcte en soi et ne fournit pas un critère indépendant de légalité).

À cet égard, il est intéressant d'examiner la décision de la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Canada (Procureur général) c Galderma Canada Inc.*<sup>137</sup>.

L'affaire concernait un contrôle judiciaire d'une décision du Conseil d'examen du prix des médicaments brevetés visant à réglementer un médicament contre l'acné non breveté (c.-à-d. un médicament pour lequel le brevet a expiré et qui est donc soumis à la concurrence du marché).

À première vue, cela semble étrange, comme l'a expliqué le juge d'appel Stratas piteusement :

Le Conseil d'examen du prix des médicaments brevetés réglemente les prix des médicaments en fonction du pouvoir de marché

conféré par un brevet, c'est-à-dire les médicaments brevetés. Le Conseil ne réglemente pas les prix des médicaments non brevetés. Après tout, le nom le dit : « Conseil d'examen du prix des médicaments brevetés », et non « Conseil d'examen du prix des médicaments brevetés et non brevetés » ou « Conseil d'examen du prix de tous les médicaments » [traduction]<sup>138</sup>.

Le Conseil est un organisme fédéral et, à ce titre, la portée de ses pouvoirs est limitée par la Constitution du Canada. Le paragraphe 91(22) confère au Parlement le pouvoir de légiférer en matière de brevets. Et le Parlement a promulgué la *Loi sur les brevets*<sup>139</sup>. Entre autres choses, cette loi accorde aux brevetés une période d'utilisation exclusive de leur brevet.

Cependant, une longue série d'affaires ont établi que ce pouvoir ne s'étend pas à la réglementation des prix, mais seulement à l'usage *abusif* des brevets, que ce soit pendant la période d'utilisation exclusive, si le breveté cherche à faire payer des prix excessivement élevés<sup>140</sup>. Mais la question de savoir si un prix trop élevé est exigé pour des médicaments non brevetés est du ressort des provinces. Le Parlement n'a que le pouvoir de réglementer l'abus de brevets : « le Conseil ne dispose d'aucun mandat intrinsèque de protection du consommateur ni d'aucun mandat général en matière de réglementation des prix » [traduction]<sup>141</sup>. En effet, le Conseil ne peut exercer des pouvoirs que le Parlement ne peut lui déléguer et, par conséquent, il ne peut pas réglementer les prix en général<sup>142</sup>.

En l'espèce, la justification du Conseil pour réglementer un médicament non breveté était qu'il y avait une relation entre le médicament non breveté (vendu sous le nom de Differin) et le médicament breveté (vendu sous le nom de Differin XP). La différence entre Differin

---

<sup>136</sup> *Société des casinos du Québec inc. c Association des cadres de la Société des casinos du Québec*, 2024 CSC 13.

<sup>137</sup> *Canada (Procureur général) c Galderma Canada Inc.*, 2024 CanLII 208 (CAF) [*Galderma*] (l'auteur a été l'avocat-conseil adjoint de l'appelant).

<sup>138</sup> *Ibid* au para 4.

<sup>139</sup> *Loi sur les brevets*, LRC 1985, ch. P-4.

<sup>140</sup> *Médicaments Novateurs Canada c Canada (Procureur général)*, 2022 CanLII 210 (CAF), au para 19. Voir généralement *Merck Canada inc. c Procureur général du Canada*, 2022 CanLII 240 (QCCA).

<sup>141</sup> *Galderma*, *supra* note 137 au para 7.

<sup>142</sup> *Vavilov*, *supra* note 1 au para 56.

et Differin XP, deux solutions topiques appliquées sur la peau pour traiter l'acné, est la concentration de l'ingrédient actif (Adapalène) : 0,1 % pour Differin et 0,3 % pour Differin XP.

Le brevet de Differin était expiré, mais la position du Conseil était que, compte tenu des similitudes cliniques entre les deux médicaments, Differin XP « est lié » à Differin parce qu'il « destiné » à Differin ou « susceptible d'être utilisé » aux mêmes fins que Differin, au sens du para 79(2) de la *Loi sur les brevets*. Il est à noter que le para 79(2) utilise le terme « est lié » (qui peut être interprété de façon générale<sup>143</sup>), mais définit également ce terme général comme étant « destiné » à un médicament ou « susceptible d'être utilisé » à de telles fins<sup>144</sup>.

Lors d'une ronde de litige précédente, la Cour d'appel fédérale a conclu que la position du Conseil était déraisonnable, mais elle a renvoyé l'affaire au Conseil pour qu'il détermine si les éléments de preuve relatifs aux similitudes cliniques satisfaisaient au critère énoncé au para 79(2)<sup>145</sup>.

Le Conseil a conclu qu'ils y satisfaisaient, mais le juge d'appel Stratas a rejeté catégoriquement la position de la Commission :

En rendant cette ordonnance, le Conseil a contourné les garde-fous constitutionnels, législatifs et jurisprudentiels. Ou encore, pour reprendre le langage plus orthodoxe, formel et administratif du droit utilisé dans *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c Vavilov*, 2019 CSC 65, [2019] 4 R.C.S. 653, le Conseil a dépassé les contraintes qui s'y rattachaient – certaines assez claires, de longue date et bien établies également. Par conséquent, l'ordonnance du Conseil doit être annulée [traduction].

Le Conseil a fait valoir, comme il a été mentionné, que les similitudes cliniques entre Differin et Differin XP signifiaient que le critère législatif était satisfait. À la lumière des faits, toutefois, cette position n'était pas défendable :

Si l'appelant fixe le prix du médicament breveté Differin XP de façon excessive en raison d'un abus de son pouvoir de marché en vertu du brevet 237, le Conseil peut s'en prendre à Differin XP, et non à Differin, maintenant non brevetée. La *Loi sur les brevets* ne dit nulle part que le Conseil peut régler un médicament non breveté simplement parce qu'un médicament breveté pourrait être utilisé à sa place ou parce qu'il partage certaines propriétés non brevetées du médicament breveté (ici, l'ingrédient non breveté étant Adapalène) [traduction]<sup>146</sup>.

L'appelant a fait valoir que la norme de contrôle était celle de la décision correcte, au motif que l'interprétation et l'application correctes du para 79(2) est une question constitutionnelle qui exige des tribunaux qu'ils fournissent des réponses uniformes et définitives. Le juge d'appel Stratas a conclu qu'il n'était pas nécessaire, en l'espèce, de régler le débat sur la norme de contrôle, car l'analyse du tribunal a démontré qu'il était possible de « caractériser le problème comme en étant un relatif à l'adoption et à l'application, par le Conseil, d'une interprétation inacceptable et indéfendable (c.-à-d. déraisonnable) de la *Loi sur les brevets* » [traduction]<sup>147</sup>, de sorte que l'analyse aboutirait au même résultat selon l'une ou l'autre des normes<sup>148</sup>.

Le juge d'appel Stratas a conclu avec une mise en garde à l'intention du Conseil par une prose typiquement colorée :

Le Conseil a un mandat important. Compte tenu de l'importance de ce mandat, le Conseil semble déterminé

---

<sup>143</sup> *ICN Pharmaceuticals Inc. v Patented Medicine Prices Review Board* (1996), 1996 CanLII 4089 (CAF).

<sup>144</sup> *Canada (Procureur général) c Galderma Canada Inc.*, 2019 CanLII 196 (FCA).

<sup>145</sup> *Ibid.*

<sup>146</sup> *Galderma*, *supra* note 137 au para 13.

<sup>147</sup> *Ibid* au para 16.

<sup>148</sup> *Ibid* au para 17.

et enthousiaste à s'en acquitter. Ce qui est tout à fait louable. En revanche, il serait tout aussi louable qu'il tempère sa détermination et son enthousiasme par une obéissance ferme et inébranlable à la légalité et à la primauté du droit. Comme tous les décideurs administratifs, le Conseil doit respecter les contraintes imposées par la Constitution, sa loi habilitante (la *Loi sur les brevets*, interprétée raisonnablement au sens du droit administratif) et la jurisprudence applicable<sup>149</sup>.

Il s'agit d'une décision très utile et bien écrite qui aborde de façon concise et incisive certains éléments fondamentaux du droit administratif et constitutionnel au sujet des limites imposées au pouvoir (ou, oserais-je, à la « compétence ») des décideurs administratifs. En réalité, à la frontière entre les pouvoirs fédéral et provincial, il ne peut y avoir qu'une seule réponse, à savoir que l'on applique la norme de la décision raisonnable ou de la décision correcte.

### C. Interprétation législative dynamique

Lorsque la norme de la décision correcte s'applique, il incombe en fin de compte à la cour d'offrir une interprétation définitive de toute question de droit soulevée par une décision. L'affaire *Telus Communications Inc. c Fédération canadienne des municipalités* en donne un exemple clair, où la Cour suprême s'est penchée sur l'importante question de l'interprétation législative dynamique<sup>150</sup>.

La difficulté était la suivante : la *Loi sur les télécommunications* prévoit qu'en cas de désaccord entre les entreprises de télécommunication et les municipalités, le Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes peut accorder au transporteur l'autorisation de construire une « ligne de transmission » aux conditions déterminées par la Commission. Ces dispositions (en particulier les para 43[4]

et 43[5]) sont controversées parce qu'elles éliminent toute exigence de consentement de la municipalité. Et leur interprétation a mené à ce litige parce que des transporteurs aimeraient y avoir accès pour installer des antennes pour les réseaux sans fil 5 G. La question posée à la Cour suprême était la suivante : « Est-ce que les "lignes de transmission" comprennent des antennes pour les réseaux 5G? »

Tout d'abord, la question illustre le phénomène linguistique de texture ouverte. De toute évidence, lorsque les dispositions pertinentes de la *Loi sur les télécommunications* ont été débattues et adoptées, la technologie 5G était au mieux une lueur d'espoir pour un innovateur particulièrement clairvoyant. Mais l'émergence de nouvelles technologies peut nous amener à remettre en question notre compréhension établie des concepts. C'est en raison de la texture ouverte, la « limite inhérente à la nature du langage jusqu'à l'orientation que le langage général peut fournir »<sup>151</sup>. Le philosophe britannique JL Austin a donné un exemple frappant de ce phénomène en introduisant le « chardonneret qui explose ». Nous savons tous ce qu'est un chardonneret. Mais si un chardonneret explosait devant nos yeux, nous devrions revoir notre compréhension de ce qu'est un chardonneret. De même, l'émergence des antennes 5G en tant que partie intégrante d'un réseau de communication nous amène à remettre en question notre compréhension bien établie de la « ligne de transmission ».

La leçon sur la texture ouverte pour les interprètes juridiques est que le texte ne peut pas être considéré isolément; il doit être interprété en tenant compte du contexte dans lequel il est appliqué<sup>152</sup>. Les lois ne sont pas différentes. Par conséquent, même les dispositions qui semblent prescriptives à première vue peuvent, lorsqu'elles sont prises en compte dans leur contexte complet, s'adapter pour tenir compte de circonstances particulières. Le concept de texture ouverte signifie que les mots et concepts législatifs « n'ont pas un sens uniforme et cohérent,

---

<sup>149</sup> *Ibid* au para 19.

<sup>150</sup> *Telus Communications Inc. c Fédération canadienne des municipalités*, 2025 CSC 15 [FCM]. L'auteur était conseiller juridique de l'un des intervenants, l'Association canadienne des télécommunications.

<sup>151</sup> Herbert Lionel Adolphus Hart, *The Concept of Law*, 2<sup>e</sup> éd. (Oxford : Oxford University Press, 1994) à la p 126, cité dans *Pong Marketing and Promotions Inc. v Ontario Media Development Corporation*, 2018 CanLII 555 (ONCA), au para 44.

<sup>152</sup> *Peacock c Adesky*, 2009 CanLII 2259 (QCCA), au para 36.

mais bien plusieurs significations qui varient selon le contexte dans lequel ils prennent leur pertinence » [traduction]<sup>153</sup>. Par conséquent, le contexte dans lequel une disposition s'applique influencera l'interprétation de la disposition.

Cela nous amène à l'affaire *Fédération des municipalités*, qui a été plaidée sur la base d'une « interprétation législative dynamique », c'est-à-dire que la loi devrait être interprétée (ou peut-être mise à jour activement) pour tenir compte de l'évolution des circonstances. La Cour suprême n'a vu que le rôle limité du dynamisme, comme l'a expliqué la juge Moreau dans ses motifs majoritaires.

Premièrement, le respect du sens original est primordial : « L'interprétation législative est axée sur l'intention qu'avait le législateur au moment de l'édiction de la loi, et les tribunaux sont tenus de donner effet à cette intention »<sup>154</sup>. Cela a amené la juge Moreau à examiner de près les concepts qui étaient connus du Parlement au moment de la rédaction. Par exemple : « Le Hansard ne révèle toutefois aucune indication que le Parlement entendait étendre le régime d'accès de manière à ce qu'il englobe les appareils de radiocommunication sans fil comme les antennes »<sup>155</sup>. À mon avis, il est défendable de mettre l'accent sur le sens original, mais dans ce passage, la Cour suprême est venue bien près d'examiner les *applications attendues* originales des rédacteurs. Cependant, ce genre d'exercice est depuis longtemps passé de mode à cause des difficultés épistémiques considérables qu'il provoque<sup>156</sup>. Pour être juste envers la juge Moreau, elle comparait également le traitement des antennes dans différentes lois, ce qui est un exercice plutôt différent de celui d'essayer de deviner ce que les gens présents dans la salle au moment de la rédaction avaient en tête quant à l'application de la loi.

Deuxièmement, les tribunaux peuvent néanmoins réagir à l'évolution des circonstances

lorsque le libellé de la loi est suffisamment large pour le leur permettre :

Il n'est pas contesté que, dans l'exercice de son pouvoir de légiférer, le législateur qui édicte une loi peut se servir de mots généraux ou ayant une acception large pour traiter de circonstances qui ne sont ni existantes ni envisagées [...] Le législateur peut ainsi exprimer sa volonté qu'une disposition reçoive une interprétation dynamique, en ce que la disposition devrait pouvoir s'appliquer aux nouvelles circonstances sociologiques ou technologiques au fur et à mesure qu'elles se présentent (Sullivan, § 6.03). Pour préserver cette intention originale, les tribunaux doivent interpréter les concepts généraux ou ayant une acception large en demeurant sensibles à l'évolution du contexte [...]. Ce principe a été codifié à l'art. 10 de la *Loi d'interprétation*, L.R.C. 1985, c. I-21, lequel prévoit que la règle de droit « a vocation permanente » et « s'applique à la situation du moment de façon que le texte produise ses effets selon son esprit, son sens et son objet »<sup>157</sup>.

Troisièmement, l'interprétation législative dynamique n'est pas campée dans un rôle particulier. Déterminer si une loi (de quelque époque) s'applique à un ensemble donné de faits dépend de la portée du texte, lorsqu'il est examiné en conformité avec son objet et en harmonie avec le régime législatif dans son ensemble, et non au regard de l'existence d'une ligne de démarcation claire entre les lois « dynamiques » et « statiques » :

La mesure dans laquelle une disposition peut s'appliquer à de nouvelles circonstances, y compris de nouvelles technologies, est une question d'interprétation comme

---

<sup>153</sup> *Manrique c R.*, 2020 CanLII 1170 (QCCA), au para 19.

<sup>154</sup> *FCM*, *supra* note 150 au para 32.

<sup>155</sup> *Ibid* au para 62.

<sup>156</sup> Voir le résumé dans Paul Daly, *A Theory of Deference in Administrative Law: Basis, Application and Scope* (Cambridge: Cambridge University Press, 2012), à la p 41.

<sup>157</sup> *FCM*, *supra* note 150 aux paras 33–34.

toute autre question à laquelle il faut répondre en examinant le texte de la loi en contexte et conformément à l'objectif du législateur<sup>158</sup>.

Pour diverses raisons, la juge Moreau a ajouté qu'une « ligne de transmission » ne comprend pas les antennes 5 G. La signification textuelle ordinaire suggérait que le Parlement « entendait que ce terme englobe seulement l'infrastructure filaire »<sup>159</sup>. En examinant les définitions du dictionnaire, la juge Moreau a fait valoir que le mot « ligne » a des connotations physiques, surtout lorsqu'il est jumelé à « transmission », mais les « antennes, même les antennes petite cellule 5G, ne cadrent pas naturellement avec ce sens ordinaire parce que les antennes ne transmettent pas l'information le long de voies physiques »<sup>160</sup>. Cela a été confirmé par le texte qui l'entoure à l'article 43, qui permet des activités comme l'enfouissement de choses, le creusage et la modification de routes. Comme tous ceux qui ont déjà manié une pioche le savent, il s'agit d'activités physiques avec un « P » majuscule<sup>161</sup>. De plus, le contexte plus large, y compris l'histoire législative, a démontré que « les antennes ou tout autre matériel sans fil n'ont jamais fait partie du régime d'accès et que le Parlement a intentionnellement distingué les antennes du matériel filaire comme les fils ou les câbles »<sup>162</sup>.

En ce qui concerne l'objet législatif, la juge Moreau n'était pas convaincue que l'interprétation des entreprises de télécommunications ou celle des municipalités serait incompatible avec la *Loi sur les télécommunications*. Le Parlement avait tenté de trouver un équilibre entre des intérêts divergents<sup>163</sup>, mais aucune interprétation ne permettait d'atteindre cet objectif de façon convaincante. Autrement dit, régler la question d'une façon plutôt que de l'autre favoriserait invariablement un des groupes d'intérêts entre lesquels le Parlement se posait en arbitre, ce qui

signifiait que l'objectif législatif était, à défaut d'un meilleur mot, neutre.

Dissidente, la juge Côté a adopté une approche dynamique. Elle a conclu que le libellé des art. 43 et 44, dans leur contexte immédiat et en harmonie avec l'ensemble du régime législatif, était suffisamment large pour englober la technologie 5 G. En ce qui concerne l'objet, elle a également fait remarquer que le Parlement avait l'intention de « créer un régime législatif qui ne deviendra pas obsolète avec l'évolution des technologies »<sup>164</sup>.

Comme je représentais une partie qui appuyait largement les entreprises de télécommunications, il ne faut pas s'étonner d'apprendre que j'ai beaucoup plus apprécié la lecture de l'opinion dissidente que les motifs de la majorité. La juge Côté répond de manière assez efficace au défi de la texture ouverte, reconnaissant qu'un terme qui semble étroit à première vue – « ligne de transmission » – pourrait devoir être compris plus largement en tenant compte du contexte dans lequel il s'applique maintenant.

Cependant, la juge Moreau mérite le crédit d'avoir traité de façon explicite l'interprétation législative dynamique et d'avoir fourni à la communauté juridique canadienne un cadre simple pour appliquer les lois aux circonstances en évolution. Nous ne devrions toutefois pas nous attendre à ce que ces problèmes disparaissent.

#### D. Interprétation des lois de réglementation

Vers la fin de 2025, la Cour suprême du Canada a rendu une autre décision sur l'interprétation des lois dans un contexte réglementaire : *Lundin Mining Corp. c Markowich*<sup>165</sup>. Ici, contrairement à l'affaire des antennes 5G, les juges majoritaires ont interprété de façon générale le terme « changement important » dans la *Loi sur*

---

<sup>158</sup> *Ibid* au para 36.

<sup>159</sup> *Ibid* au para 42.

<sup>160</sup> *Ibid* au para 45.

<sup>161</sup> *Ibid* au para 50.

<sup>162</sup> *Ibid* au para 57.

<sup>163</sup> *Ibid* au para 71.

<sup>164</sup> *Ibid* au para 170.

<sup>165</sup> *Lundin Mining Corp. c Markowich*, 2025 CSC 39.

les valeurs mobilières de l'Ontario<sup>166</sup>, en vue de mettre en œuvre les objectifs du régime réglementaire. Il y a des approches concurrentes pour interpréter les lois au Canada et, bien que l'approche du « texte comme point d'ancrage » soit actuellement en voie d'ascension, elle ne commande pas une allégeance universelle, comme l'illustre l'arrêt *Lundin*<sup>167</sup>.

La question sous-jacente dans l'affaire *Lundin* concernait le moment où une société minière aurait dû divulguer l'instabilité d'une paroi de la fosse et un glissement rocheux subséquent à sa mine la plus importante. Le choix du moment dépendait de la question de savoir si l'instabilité et le glissement rocheux équivalaient à un « fait important » ou à un « changement important ». Un fait important n'a à être divulgué que périodiquement. Mais un changement important doit être divulgué « sans délai »<sup>168</sup>. Un fait important est défini à l'art. 1(1) comme « s'entend d'un fait dont il est raisonnable de s'attendre qu'il aura un effet appréciable sur le cours ou la valeur de[s] valeurs mobilières ». Un changement important est « un changement dans [l]es activités commerciales, [l] » exploitation ou [le] capital dont il est raisonnable de s'attendre qu'il aura un effet appréciable sur le cours ou la valeur de[s] valeurs mobilières ». Comme la Cour suprême l'a déjà fait remarquer, cette définition comporte deux éléments : un changement important<sup>169</sup>.

Dans cette affaire, l'entreprise n'a pas divulgué immédiatement l'instabilité et le glissement rocheux. M était le demandeur principal dans un recours collectif visant à obtenir près de 200 millions de dollars en dommages-intérêts, alléguant entre autres un manquement à l'obligation légale de divulguer en temps opportun les changements importants.

Allant à l'encontre de la jurisprudence<sup>170</sup>, le juge de première instance a conclu que la divulgation immédiate était inutile; il s'agissait de faits importants et non d'un changement

important. La Cour d'appel a infirmé la décision : « un changement est un changement et il devrait être défini largement [...] »<sup>171</sup>.

La Cour suprême a rejeté l'appel. Comme le juge Jamal a résumé ses motifs :

le juge des motions a commis une erreur en s'appuyant sur des définitions restrictives des termes « changement », « activités commerciales », « exploitation » et « capital », puis a commis une erreur en appliquant ces définitions pour déterminer s'il était raisonnablement possible qu'il y ait eu un changement important. La législature ontarienne a intentionnellement laissé ces termes non définis afin de permettre que la loi soit appliquée de manière souple et contextuelle à un large éventail de secteurs et de structures organisationnelles. Il convient d'appliquer les normes de divulgation de la Loi sur les valeurs mobilières de manière à promouvoir son objet de prévenir et de décourager l'asymétrie informationnelle entre les émetteurs et les investisseurs, tout en reconnaissant que les termes de la loi qui sont en cause acquièrent un sens en étant appliqués dans des circonstances factuelles concrètes. En revanche, adopter des définitions rigides aurait pour effet d'ossifier la Loi sur les valeurs mobilières et d'entraver la réalisation de son objet<sup>172</sup>.

La Cour a également abordé le critère de l'autorisation prévu par la *Loi sur les valeurs mobilières*, expliquant que l'« analyse plausible » requise « n'est pas une interprétation législative plausible, mais plutôt une application plausible de la loi aux faits »<sup>173</sup>. Je n'en dirai pas plus sur cet aspect de la décision.

---

<sup>166</sup> *Loi sur les valeurs mobilières*, LRO 1990, ch. S.5 [*Loi sur les valeurs mobilières*].

<sup>167</sup> Voir la discussion plus approfondie sur l'interprétation conforme à la Constitution.

<sup>168</sup> *Loi sur les valeurs mobilières*, *supra* note 166 para 75(1).

<sup>169</sup> *Theratechnologies Inc. c 121851 Canada Inc.*, 2015 CSC 18, au para 40.

<sup>170</sup> Douglas Sarro, « Material Change Standards in Securities Law » (2024), 59:1 *Can Bus LJ* 11.

<sup>171</sup> *Markowich v Lundin Mining Corporation*, 2023 CanLII 359 (ONCA), au para 82, par le juge Favreau [*Lundin*].

<sup>172</sup> *Ibid* au para 6.

<sup>173</sup> *Ibid* au para 7 [soulignement dans l'original]. Sur ce point, les juges étaient unanimes : voir *ibid* au para 262.

Fait intéressant, même si la Cour suprême a insisté dans un certain nombre de décisions récentes que le texte législatif est le « point d’ancrage » de l’analyse de l’interprétation des lois<sup>174</sup>, le juge Jamal a abordé d’entrée les quatre objets visés par la *Loi sur les valeurs mobilières* – protéger les investisseurs, favoriser des marchés financiers, favoriser la formation de capital et contribuer à la stabilité du système financier, qui sont tous « favorisé[s] par le rôle fondamental de la divulgation dans la réglementation des valeurs mobilières »<sup>175</sup>. En particulier, le juge Jamal a convenu avec le professeur Sarro que l’objectif de politique générale fondamental sur les valeurs mobilières est « de prévenir et de décourager l’asymétrie informationnelle entre les investisseurs et les émetteurs »<sup>176</sup>. Par conséquent, sur le marché dit secondaire des titres (c.-à-d. la revente/négociation après une offre publique initiale d’actions), la « divulgation régulière et continue » est essentielle<sup>177</sup>.

Le juge Jamal a ensuite précisé la signification à donner au « changement important » en mettant l’accent sur la distinction entre le « changement important » et le « fait important », compte tenu des considérations de politique sous-jacentes :

Un fait important est « statique », parce qu’il fournit un instantané des affaires d’un émetteur à un moment donné. Un changement important est « dynamique », parce qu’il compare nécessairement les affaires d’un émetteur à deux moments dans le temps [...] La distinction entre un fait important et un changement important « est peut-être mieux comprise dans le contexte de l’évolution du document d’information d’un émetteur »

(Rapport Crawford, p. 166). À titre d’exemple, rappelez-vous le rôle d’un prospectus en tant que document d’information de base qui doit contenir une divulgation complète, fidèle et claire de tous les faits importants se rapportant aux valeurs mobilières qui ont été émises ou dont l’émission est projetée. Tout fait constituera un fait important, qu’il soit lié ou non à l’émetteur, s’il est raisonnable de s’attendre qu’il aura un effet appréciable sur le cours ou la valeur des valeurs mobilières émises. Après le dépôt d’un prospectus provisoire, l’émetteur doit mettre à jour sa divulgation chaque fois qu’il y a un changement important dans ses activités commerciales, son exploitation ou son capital [...] <sup>178</sup>

De plus, le juge Jamal fait remarquer qu’un changement important doit être interne à l’émetteur<sup>179</sup>. Il y a deux raisons politiques à cela. D’une part, « la distinction établit un équilibre entre le fardeau qu’impose la divulgation aux émetteurs et le besoin des investisseurs d’être informés promptement des développements importants dans les affaires d’un émetteur. »<sup>180</sup>. D’autre part, « [l]e fait d’exiger le respect des obligations d’information occasionnelle au sujet d’un changement important aide [...] à garantir des règles du jeu équitables pour tous sur le plan de l’information entre les émetteurs et les investisseurs »<sup>181</sup>.

Avec cet échafaudage intentionnel en place, le juge Jamal a tenté d’élucider la signification de « changement important », en l’intégrant dans le régime global de la *Loi sur les valeurs mobilières*.

Premièrement, il n’était pas approprié de s’appuyer sur les définitions du dictionnaire

---

<sup>174</sup> Québec (*Commission des droits de la personne et des droits de la jeunesse*) c *Directrice de la protection de la jeunesse du CISSS A*, 2024 SCC 43, au para 24.

<sup>175</sup> *Lundin*, *supra* note 171 au para 33.

<sup>176</sup> *Ibid* au para 36.

<sup>177</sup> *Ibid* au para 40.

<sup>178</sup> *Ibid* aux paras 48–49.

<sup>179</sup> *Ibid* au para 56.

<sup>180</sup> *Ibid* au para 57.

<sup>181</sup> *Ibid* au para 58.

dans ce contexte<sup>182</sup>. En l'espèce, la législature avait « intentionnellement » laissé le mot « changement » non défini<sup>183</sup>, ce qui signifie qu'il devrait conserver « son sens ordinaire »<sup>184</sup> et tirer sa couleur de son objet et de son contexte – « pour garantir des règles du jeu équitables pour tous sur le plan de l'information entre les émetteurs et les investisseurs » – plutôt que « d'une formule juridique stricte »<sup>185</sup>. De plus, une définition rigide compromettrait l'efficacité de la *Loi sur les valeurs mobilières* dans son application à différents contextes commerciaux<sup>186</sup>. Enfin, les indications interprétatives des organismes de réglementation des valeurs mobilières « aident collectivement à illustrer le sens de l'expression »<sup>187</sup>.

Deuxièmement, le juge de première instance a « a en fait intégré dans la définition même de “changement” des énoncés tirés de décisions de tribunaux d'instance inférieure exigeant qu'un changement soit “notable et substantiel”, sans fonder l'interprétation sur l'objectif de la législation sur les valeurs mobilières, à savoir corriger les asymétries informationnelles entre les émetteurs et les investisseurs »<sup>188</sup>. En partie, l'approche du juge de première instance a brouillé les questions distinctes du *changement* et du *caractère substantiel*<sup>189</sup>, mais de façon plus générale, le juge Jamal a conclu qu'une norme de divulgation plus large « est valable sur le plan de la politique générale parce qu'elle favorise les objectifs fondamentaux de la *Loi sur les valeurs mobilières* »<sup>190</sup> et conforme à l'orientation réglementaire voulant que « dans les cas limites, un émetteur devrait privilégier la divulgation »<sup>191</sup>.

Troisièmement, le juge de première instance a erronément interprété les termes « activités commerciales », « exploitation » et « capital » de façon restrictive. En effet, ces termes ne sont pas des « définitions légales rigides »<sup>192</sup> et ils ont été intentionnellement laissés non définis par la législature : « Le fait de laisser les termes non définis permet aux tribunaux et aux organismes de réglementation d'appliquer la législation de façon large et souple selon ce que le contexte et les circonstances exigent »<sup>193</sup>. De plus, il est erroné d'examiner les trois termes individuellement plutôt que selon une norme holistique : « Il faut appliquer cette norme en se fondant sur l'objectif des exigences en matière de divulgation qui est de niveler l'asymétrie sur le plan de l'information entre les émetteurs et les investisseurs, plutôt qu'en analysant minutieusement chaque élément de manière séparée »<sup>194</sup>.

Il est difficile de le concilier avec l'approche du « texte comme point d'ancrage » que la Cour suprême a préconisée dans des affaires récentes. « Le texte comme point d'ancrage » postule que l'intention législative est révélée par un libellé législatif, toute analyse téléologique étant limitée aux fins qui sont ancrées dans le texte. De ce point de vue, il y a un fait quant à l'intention que le législateur voulait véhiculer et c'est le travail du tribunal, en tant qu'agent fidèle des représentants élus, de donner effet à cette intention. Le recours à des dictionnaires, qui contiennent des faits sur la façon dont la langue est comprise, est une première étape naturelle dans tout processus d'interprétation qui place les faits de l'affaire au centre de l'intention législative.

---

<sup>182</sup> *Ibid* aux paras 66–69, un contraste frappant avec l'affaire des *antennes 5G*, où les définitions du dictionnaire ont joué un rôle important dans l'analyse des juges majoritaires.

<sup>183</sup> *Ibid* au para 70.

<sup>184</sup> *Ibid* au para 71.

<sup>185</sup> *Ibid* au para 72.

<sup>186</sup> *Ibid* au para 73.

<sup>187</sup> *Ibid* au para 74.

<sup>188</sup> *Ibid* au para 63.

<sup>189</sup> *Ibid* au para 80.

<sup>190</sup> *Ibid* au para 85.

<sup>191</sup> *Ibid* au para 86.

<sup>192</sup> *Ibid* au para 92.

<sup>193</sup> *Ibid* au para 93.

<sup>194</sup> *Ibid* au para 94.

En revanche, l'approche du juge Jamal cherche à donner un sens au « changement important » en tenant compte de l'objet du régime de réglementation, du cadre général de la législation et du contexte, y compris l'orientation réglementaire, en vue d'établir une définition qui soit cohérente avec tous les documents pertinents. C'est ce qu'on pourrait appeler la « cohérence comme point d'ancrage », « une approche véritablement téléologique et contextuelle qui intègre [...] les principes fondamentaux » du droit des valeurs mobilières dans l'interprétation de la *Loi sur les valeurs mobilières*<sup>195</sup>. Dans ce cas-ci, l'intention législative n'est pas censée être un fait, mais plutôt une appréciation du fait que les représentants élus légifèrent pour garantir la cohérence entre le texte législatif, leurs objectifs de politique et les principes fondamentaux du système juridique. Comme lord Steyn l'a dit un jour « le Parlement ne légifère pas en vase clos » [traduction], mais pour une « démocratie libérale fondée sur les principes et les traditions de la common law »<sup>196</sup>.

Il est vrai que dans l'arrêt *Lundin*, le mot « changement » est vague (alors que dans l'affaire des *antennes 5G*, la « ligne de transmission » était sans doute plus précise). L'approche adoptée dans *Lundin* ne reflète-t-elle pas simplement la nécessité de donner un sens à une disposition législative vague? Du reste, même les termes vagues peuvent être assujettis à l'approche du « texte comme point d'ancrage ». À cet égard, il existe une différence méthodologique notable entre l'approche du juge Jamal et celle de la juge dissidente Côté, qui s'est concentrée sur le libellé de la définition législative de « changement important », en mettant fortement l'accent sur son association textuelle avec les termes « activités commerciales », « exploitation » et « capital » (semblable aux motifs des juges majoritaires de la juge Moreau dans l'affaire des *antennes 5G*). Invoquant le « texte comme point d'ancrage »<sup>197</sup>, elle a conclu que l'approche de la majorité « [ferait] fi de l'intention claire de la législature, empiéterait sur l'équilibre soigneusement établi

des politiques, porterait atteinte aux objets clés du régime de divulgation de la Loi et pourrait l'emporter sur les fameuses exclusions [de la divulgation] reconnues par les tribunaux et décrites précédemment » [traduction]<sup>198</sup>. En particulier, le vocable « changement » devait être interprété par référence aux « éléments constitutifs du contexte immédiat »<sup>199</sup>, c'est-à-dire les « activités commerciales », l'« exploitation » et le « capital »<sup>200</sup>. En termes très simples, toute imprécision dans le vocable « changement » peut être résolue par référence au contexte législatif qui l'entoure. La différence entre les juges majoritaires et dissidents réside donc dans la méthodologie utilisée pour résoudre le manque de précision, et non dans l'existence d'un manque de clarté. Et, au risque d'éperonner un cheval mort, dans l'affaire des *antennes 5G*, le vocable était en fait vague en raison de la texture ouverte du langage révélée par l'avancée technologique.

À mon avis, il y a beaucoup de choses à dire au sujet de l'approche du juge Jamal selon laquelle les avocats sont formés pour rechercher la cohérence. Dans bien des cas, surtout ceux qui sont difficiles, le fait d'insister indûment sur le texte peut nuire à l'interprétation des lois d'une manière cohérente avec les documents juridiques pertinents. L'arrêt *Lundin* est riche d'enseignements très utiles pour qui cherche à intégrer des définitions législatives dans le tissu existant de la loi et fait contrepoids à l'approche du « texte comme point d'ancrage ». Les avocats du secteur de l'énergie qui s'apprentent à interpréter la loi selon la norme de la décision correcte devraient en tenir compte.

### III. ÉQUITÉ PROCÉDURALE

Voilà pour *Vavilov*. Passons maintenant à l'équité procédurale. Cette année, il y a eu d'importantes décisions d'appel sur la partialité, à la fois le problème de la partialité dans les tribunaux à juges multiples et la limite entre la partialité et l'arbitrage actif, ainsi que sur l'indépendance décisionnelle, tant en ce qui concerne la protection des membres

---

<sup>195</sup> *Michel c Graydon*, 2020 CSC 24, au para 71 par le juge Martin.

<sup>196</sup> *R v Secretary of State for the Home Department, ex parte Pierson*, [1998] AC 539, at 587.

<sup>197</sup> *Lundin*, *supra* note 171 aux paras 212, 221.

<sup>198</sup> *Ibid* au para 211.

<sup>199</sup> *Ibid* au para 212.

<sup>200</sup> *Ibid* aux paras 214–19.

individuels contre l'ingérence extérieure qu'en ce qui a trait à la protection de l'intégrité d'un régime réglementaire.

### A. Partialité

Une question qui a attiré relativement peu d'attention ces dernières années est celle de savoir si le parti pris d'un membre d'un organisme décisionnel entache l'ensemble de la décision. Les décisions de la Cour suprême du Canada pointent dans deux directions.

D'une part, dans l'affaire *Newfoundland Telephone Co. c Terre-Neuve (Board of Commissioners of Public Utilities)*<sup>201</sup>, la décision d'un organisme de réglementation à plusieurs membres a été annulée parce qu'un membre avait fait des commentaires publics qui soulevaient une crainte raisonnable de partialité (et, en effet, il a laissé entendre qu'il avait un esprit fermé). Le juge Cory a annulé l'ensemble de la décision au motif que la présence de partialité la rend nulle : « Le préjudice résultant d'une crainte de partialité est irrémédiable. »<sup>202</sup> Il existe une longue chaîne de décisions qui appuient cette proposition<sup>203</sup>.

D'autre part, dans l'arrêt *Bande indienne Wewaykum c Canada*<sup>204</sup>, la Cour suprême a fait observer dans une remarque incidente qu'il serait inapproprié d'annuler l'une de ses décisions en raison de la partialité d'un de ses membres (bien que, selon les faits, aucune partialité n'ait été établie). C'était en raison du processus collégial de prise de décisions à la Cour suprême, qui signifie que les motifs des tribunaux « résultent d'efforts collectifs et expriment les vues individuelles de chacun

des juges qui les signent, ainsi que l'opinion de l'ensemble du groupe »<sup>205</sup> :

En l'espèce, les neuf juges ayant entendu les pourvois étaient du même avis quant au dispositif et aux motifs de jugement. Les affaires où le juge partial ou dont on craint raisonnablement la partialité exprime la voix qui a pour effet de décider de l'affaire ne sont pas pertinentes en l'espèce. En effet, dans les circonstances de la présente affaire, même si l'on constatait que le rôle d'un seul juge a fait naître une crainte raisonnable de partialité, aucune personne raisonnable connaissant le processus décisionnel de notre Cour et le considérant de façon réaliste ne saurait conclure que les huit autres juges étaient vraisemblablement partiels ou ont été influencés d'une quelconque façon par la partialité redoutée de la part du neuvième juge<sup>206</sup>.

Dans l'affaire *Vento Motorcycles, Inc. c. Mexico*<sup>207</sup>, le juge d'appel Huscroft a procédé à une analyse approfondie de la question, et a penché du côté de *Newfoundland Telephone* : la partialité d'un membre d'un organisme à membres multiples rend l'organisme partial et entache toute décision prise par cet organisme.

Le juge d'appel Huscroft a commencé par affirmer qu'une décision injuste sera généralement annulée, peu importe si l'iniquité procédurale a eu un effet sur le résultat<sup>208</sup>. Il a fait observer que cette proposition est « encore

---

<sup>201</sup> *Newfoundland Telephone Co. c Terre-Neuve (Board of Commissioners of Public Utilities)*, [1992] 1 RCS 623 [*Newfoundland Telephone*].

<sup>202</sup> *Ibid* à la p 645.

<sup>203</sup> Voir *R. v Ontario Labour Relations Board; Ex parte Hall* (1963), 39 D.L.R. (2 d) 113 (Ont. H.C.), aux pp 117 et 118, citant *Frome United Breweries Co. v Keepers of the Peace & Justices for County Borough of Bath*, [1926] A.C. 586 (H.L.), à la p 591; *R. v B.C. Labour Relations Board, Ex. p. International Union of Mine, Mill & Smelter Workers* (1964), 45 D.L.R. (2 d) 27 (B.C. C.A.), à la p 29; *Haight-Smith v Kamloops School District No. 34* (1988), 51 D.L.R. (4 th) 608 (B.C. C.A.), à la p 614; *Sparvier v Cowesses Indian Band (T.D.)*, 1993 CanLII 2958 (CF), [1993] 3 CF 142, à la p 166; David Mullan, *Administrative Law* (Toronto : Irwin Law, 2001), à la p 131.

<sup>204</sup> *Bande indienne Wewaykum c Canada*, 2003 CSC 45 [*Wewaykum*].

<sup>205</sup> *Ibid* au para 92.

<sup>206</sup> *Ibid* au para 93.

<sup>207</sup> *Vento Motorcycles, Inc. v Mexico*, 2025 ONCA 82 [*Vento Motorcycles*].

<sup>2025</sup> ONCA 82.

<sup>208</sup> *Ibid* au para 29, citant *Cardinal v Director of Kent Institution*, [1985] 2 RCS 643, à la p 661.

plus stricte » [traduction] en ce qui concerne la partialité<sup>209</sup>, rationalisant comme suit :

Cette approche renforce la gravité d'un manque apparent d'impartialité. Aucune personne dont les droits, les intérêts ou les privilèges sont en jeu ne peut être tenue d'accepter une décision rendue par un arbitre dont la capacité de rendre une décision équitable est – pour quelque raison que ce soit – raisonnablement mise en doute. L'importance de l'impartialité transcende les intérêts des parties à un différend particulier; la partialité est intolérable dans tout système qui aspire à la primauté du droit. La conclusion selon laquelle il existe une crainte raisonnable de partialité exige l'exclusion d'un arbitre et l'annulation de toute décision qu'il a prise. Rien de moins<sup>210</sup>.

Il y a deux points distincts ici. Premièrement, la sollicitude pour les intérêts de la personne dont « les droits, les intérêts ou les privilèges sont en jeu » exige une intervention judiciaire robuste : si un arbitre n'est pas perçu comme étant capable de rendre une décision équitable (par opposition à la commission d'une erreur de procédure ou de fond lors d'une audience), la personne ne devrait jamais être assujettie à l'exercice du pouvoir de l'arbitre. En l'espèce, le risque lié au caractère arbitraire est trop grand, encore plus que dans le cas d'autres types d'erreurs procédurales ou de fond. C'est une chose que l'arbitre puisse se tromper; c'en est une toute autre que d'être exposé à l'exercice du pouvoir d'une personne qui peut consciemment ou inconsciemment prendre une décision fondée sur des considérations tout à fait étrangères.

Dans l'affaire *Vento Motorcycles*, un membre d'un comité d'arbitrage composé de plusieurs membres négociait une nomination lucrative à un groupe national d'arbitres lors de l'audition de l'arbitrage entre *Vento Motorcycles* et le même gouvernement qui faisait les promesses. Dans ces circonstances, nous craignons la partialité parce que l'arbitre pourrait (même

avec les meilleures intentions du monde) favoriser les intérêts de l'une des parties par souci d'une préférence future, même si cela ne devrait jamais être un facteur pertinent. Il s'agit du risque lié au caractère arbitraire, qui est tout à fait différent du risque qu'un arbitre commette une erreur dans l'exercice de ses attributions.

Un deuxième point est que ce principe est systémique, c'est-à-dire que la partialité est « intolérable » parce que la légitimité du système d'arbitrage dépend de décisions exemptes de partialité. Si les arbitres sont perçus comme étant partiaux, personne ne fera confiance à leur capacité de régler les différends de façon impartiale. Cette perception sape la légitimité du système et va totalement à l'encontre de toute notion de bonne administration. Qui aurait confiance dans un système d'arbitrage qui permettrait aux arbitres de négocier des nominations lucratives avec les parties comparaisant devant eux? Il y a une bonne raison pour laquelle la mise en garde du lord juge en chef Hewart, voulant que la justice soit non seulement rendue, mais aussi perçue comme telle, continue de résonner à travers les âges.

En bref, la norme « encore plus stricte » [traduction] à l'égard de la partialité repose sur des fondements individuels et systémiques : elle fait en sorte que les personnes ne soient pas soumises à des exercices arbitraires de l'autorité et maintient la confiance du public dans le système.

Il convient de noter que dans la reformulation par la Haute Cour d'Australie de son critère du « caractère substantiel » [traduction], les juges ont convenu qu'une crainte raisonnable de partialité revêtira toujours le caractère important, car il est « inhérent à la nature de l'erreur » [traduction] que la décision qui en résulte doit être annulée, soulignant l'importance accordée au principe de l'impartialité<sup>211</sup>.

Il est utile d'examiner plus à fond la question du « caractère substantiel ». Le caractère

---

<sup>209</sup> *Vento Motorcycles*, *ibid* au para 31, citing *Canadian College of Business and Computers Inc. v Ontario (Private Career Colleges)*, 2010 ONCA 856, au para 64.

<sup>210</sup> *Vento Motorcycles*, *ibid* au para 32.

<sup>211</sup> *LPDT v Minister for Immigration, Citizenship, Migrant Services and Multicultural Affairs*, [2024] HCA 12, au para 6.

substantiel prend trois sens distincts<sup>212</sup>. Premièrement, une erreur peut être importante en ce sens qu'elle est suffisamment grave pour justifier une intervention judiciaire. Une crainte raisonnable de partialité est certainement importante en ce sens. Deuxièmement, une erreur peut être importante en ce sens qu'il existe un lien de causalité entre l'erreur et la décision. Le juge d'appel Huscroft (et la Haute Cour de l'Australie) a expliqué qu'une crainte raisonnable de partialité sera *toujours* considérée comme importante en ce sens. Troisièmement, une erreur peut être importante en ce sens qu'un juge, dans l'exercice du pouvoir discrétionnaire de réparation, pourrait décider de refuser d'accorder une réparation, peut-être au motif que l'erreur qui fait l'objet de la plainte était sans importance eu égard au résultat.

Ce troisième type de caractère substantiel semble être celui que la Cour suprême avait en tête dans l'affaire *Wewayakum*. Cependant, l'objet de la Cour suprême était fondée sur les circonstances uniques des processus décisionnels de la Cour suprême et sur sa propre connaissance de ces processus décisionnels<sup>213</sup>.

En fin de compte, bien que ce genre de pouvoir discrétionnaire de réparation puisse être invoqué en principe, les circonstances dans lesquelles il est susceptible d'être approprié de le faire sont extrêmement limitées. Le juge d'appel Huscroft a souligné à juste titre que le refus d'accorder une réparation pour partialité est l'exception plutôt que la règle<sup>214</sup>.

La seule réserve à formuler ici est qu'un demandeur « renoncera » [traduction] à une allégation de partialité s'il ne la soulève pas à la première occasion<sup>215</sup>. Encore une fois, il s'agit du caractère substantiel au troisième sens, c'est-à-dire le pouvoir discrétionnaire des juges de refuser une réparation, traitant ainsi une crainte raisonnable de partialité comme étant sans caractère substantiel au motif

qu'elle n'aurait pas eu un effet substantiel sur le résultat si le demandeur s'était contenté de laisser le processus suivre son cours dans l'espoir d'obtenir un résultat positif. Toutefois, même en l'espèce, il convient de souligner que les considérations systémiques invoquées par le juge d'appel Huscroft inciteront parfois un tribunal à ne pas reconnaître la renonciation implicite : si les répercussions systémiques sont suffisamment graves, un tribunal entendra néanmoins une allégation de partialité qui n'a pas été soulevée au moment opportun<sup>216</sup>.

En fin de compte, la partialité de l'un est la partialité de tous.

Parmi les affaires d'intérêt cette année, notons l'affaire *Environmental Appeal Board v. District Director, Metro Vancouver*<sup>217</sup>, un exemple d'une des rares occasions où un décideur administratif a tenu une audience d'une manière qui a soulevé une crainte raisonnable de partialité, c'est-à-dire que le décideur avait préjugé l'issue avant la conclusion de l'audience.

La Cour d'appel (juge d'appel Edelmann) a synthétiquement résumé la question sous-jacente : En août 2018, le directeur du district de Metro Vancouver (le « directeur du district ») a délivré un permis détaillé assorti d'un certain nombre de restrictions et d'exigences à la suite d'une demande présentée par GFL pour exploiter une grande installation de compostage à Delta. GFL et plusieurs résidents de Delta ont interjeté appel devant l'*Environmental Appeal Board* (la « Commission ») [traduction]<sup>218</sup>.

Le juge d'appel Edelmann a conclu que « les longs interrogatoires des témoins du directeur de district dépassaient grandement les limites du rôle d'un organisme d'arbitrage, s'assimilant à de nombreux moments à un contre-interrogatoire qui semblait favoriser la position adoptée par GFL » [traduction]<sup>219</sup>.

---

<sup>212</sup> Paul Daly, « A Typology of Materiality » (2019) 26:3 *Austl J of Admin L* 134.

<sup>213</sup> *Vento Motorcycles*, *supra* note 207 aux paras 60–61.

<sup>214</sup> *Ibid* au para 42.

<sup>215</sup> *Ibid* au para 33.

<sup>216</sup> Voir *Fundy Linen Service Inc. v Workplace Health, Safety and Compensation Commission*, 2009 NBCA 13.

<sup>217</sup> *Environmental Appeal Board v District Director, Metro Vancouver*, 2025 BCCA 303 [*Metro Vancouver*].

<sup>218</sup> *Ibid* au para 1.

<sup>219</sup> *Ibid* au para 51.

C'était « particulièrement frappant » [traduction] dans les questions posées par un ingénieur de projet principal pour Metro Vancouver<sup>220</sup>. Le juge d'appel Edelmann a tiré quelques exemples de la transcription :

Q	Merci. Et sous le tableau ici, je pense qu'on vous a déjà demandé de vous y reporter, la première phrase qui est en italique, ici, pourriez-vous la lire, s'il vous plaît?
R	Ce mémo documente la recommandation verbale d'un projet de permis en pièce jointe présentée au directeur de district le 31 juillet 2018 par Trevor Scofield, spécialiste des permis, et Kathy Preston, ingénieure principale responsable.
Q	Pourquoi avez-vous signé ce document?
R	Parce que je l'ai examiné et que j'étais d'accord avec les recommandations.
Q	Mais vous n'étiez pas présent à la réunion du 31 juillet où ces documents ont été présentés, n'est-ce pas?
R	Non, je n'y étais pas.
Q	Vous avez donc confiance dans ce qui a été recommandé lors de cette réunion et qui se trouve dans ce document? Parce qu'on lit « documente la recommandation du 31 juillet » –
R	Je –
Q	– que vous n'y étiez pas.
R	Je suppose, je fais l'hypothèse que ce qu'il y a ici – cela – tout me semble lié. Ce – le permis reflète ce qu'il y a ici, et je n'ai donc aucune raison de croire que –
Q	Et « ici » étant?
R	Oh, désolé, dans le mémo sur la recommandation relative au permis, et – la recommandation relative au permis et le permis sont liés, donc je — je n'ai aucune raison de croire que ce n'est pas ce dont on a discuté lors de cette réunion.
Q	Approuvez-vous habituellement le contenu d'un document qui documente une réunion à laquelle vous n'avez pas assisté? Si quelqu'un vous envoyait le procès-verbal —
R	Mm-hm.
Q	– d'une réunion à laquelle vous n'étiez pas – diriez-vous « j'approuve ce procès-verbal –
R	Note —
Q	– et confirme qu'il reflète avec exactitude ce qui s'est passé lors de cette réunion »?
R	Ouais, dûment noté.
Q	S'agit-il d'un « non »?
R	Bien j'ai – Je l'ai signé, et je n'étais pas présent à cette réunion, vous avez raison.
Q	Très bien. Donc, si Mme Preston a dit, dans son témoignage, qu'elle ne pouvait pas comprendre pourquoi vous l'avez signé alors que vous n'étiez même pas, que diriez-vous à ce sujet?
R	Je – Je ne sais pas. Je – encore une fois, je n'avais – Je n'avais aucune raison de croire que la réunion n'avait servi à autre chose que de recommander – ou de formuler les mêmes recommandations que celles qui sont ici, alors c'était juste – c'était ce – ce que je croyais, j'imagine.
Q	C'était –
R	C'était –
Q	– votre supposition?
R	– Oui, ma supposition.

<sup>220</sup> *Ibid* au para 52.

Un autre membre de la Commission est revenu sur la question par la suite :

MEMBRE :	D'accord, merci. Madame la présidente, si vous avez terminé, puis-je poser une question complémentaire à ce sujet?
LA PRÉSIDENTE :	Oui.
MEMBRE :	Donc, madame Hirvi Mayne, il s'agit d'un mémo que vous avez signé en tant qu'ingénieure?
R	Oui.
MEMBRE :	Auriez-vous des raisons de craindre qu'un document sur lequel vous avez apposé votre signature soit modifié par la suite?
R	Je – je ne sais pas, je suis ingénieure, pas avocate, et donc –
MEMBRE :	Donc, du point de vue d'une ingénieure – ça va.
R	Donc comme – oui. Donc – donc je – je ne – je ne pense pas que la modification a été assez importante pour que – pour que je m'en préoccupe.
MEMBRE :	D'accord.
R	Je ne pense pas que les – les – les recommandations générales restent les mêmes, à mon avis.
MEMBRE :	D'accord.
R	Donc –
LA PRÉSIDENTE :	Donc vous n'êtes pas inquiète?
R	Je – désolée?
LA PRÉSIDENTE :	Votre réponse est donc que cela ne vous préoccupe pas?
R	Ça ne me préoccupe pas.
LA PRÉSIDENTE :	Merci.
MEMBRE :	A-t-on apporté à votre – d'autres documents ont-ils été modifiés après que vous avez apposé votre signature, en tant qu'ingénieure, à votre bureau – autrement dit, est-ce une pratique courante –
R	Je –
MEMBRE :	– dans votre bureau?
R	Je ne suis pas au courant. [traduction]

Le problème n'était pas tant l'interrogatoire agressif en soi, mais plutôt l'impression qu'il donnait que la Commission était d'accord avec la position de GFL avant la conclusion de l'audience :

Comme examiné par le juge siégeant en chambre, les questions comprenaient des interventions approfondies dans la déposition de témoins pour le directeur de district, ce qui donnait l'impression que la présidente et un des membres agissaient effectivement à titre de co-avocats pour GFL. Comme le

juge siégeant en chambre l'a fait remarquer, les questions posées s'écartaient souvent de toute tentative d'aborder le fond des questions dont la Commission était saisie, et l'interrogatoire était plutôt axé sur des questions accessoires. Par exemple, les témoins du directeur de district ont été longuement interrogés sur le processus de formulation des recommandations finales relatives au permis et sur la rédaction des diverses ébauches des recommandations. Pourtant, ces questions semblaient sans rapport avec la véritable

question dont la Commission était saisie – à savoir si le permis protégeait adéquatement l’environnement – et n’ont même pas été mentionnées dans les observations finales de GFL. De plus, la teneur des questions semblait viser à miner la crédibilité des témoins du directeur de district, en particulier Mme Mayne<sup>221</sup>.

Pourquoi un panel réunissant des membres chevronnés de la Commission tiendrait-il une audience qui (pour le juge de révision et la Cour d’appel) n’a pas répondu aux attentes? Fait intéressant, la Commission a soutenu qu’elle n’exerçait pas en fait une fonction décisionnelle, mais plutôt des fonctions inquisitoires et que, par conséquent, elle avait nécessairement droit à une plus grande latitude dans la conduite de l’audience. Le juge d’appel Edelman a rejeté ces arguments. Il est utile de commencer par sa citation de l’approbation la conclusion du juge de première instance :

Dans le cadre d’une audience de novo, elle [Commission] ne mène pas sa propre enquête [...] Bien qu’il tienne une audience *de novo*, elle joue néanmoins un rôle quasi judiciaire ou arbitral dans la détermination du caractère adéquat du permis visé par l’appel [traduction]<sup>222</sup>.

Le juge d’appel Edelman a également rejeté les arguments présentés en appel au sujet du caractère inquisitoire de l’audience de la Commission :

La Commission soutient que, contrairement aux tribunaux de première instance, la question ultime à trancher est celle de savoir ce qui est approprié et souhaitable pour la protection de l’environnement. Elle s’appuie sur l’art. 103 de la EMA, qui confère à la Commission le pouvoir de [traduction] « prendre toute décision que la personne dont la décision est portée en appel aurait pu rendre et que la commission d’appel estime indiquée dans les circonstances ». Je ne suis pas convaincu que ces dispositions

indiquent que la Commission est investie d’un rôle d’enquête. Je tiens à souligner que la structure de ces dispositions n’est pas inhabituelle pour un organe d’appel et qu’elle est semblable à celle de l’art. 24(1) de la Court of Appeal Act, S.B.C. 2021, c. 6, accordant à la Cour le pouvoir de [traduction] « rendre toute ordonnance que la Cour d’appel aurait pu rendre » ainsi que [traduction] « toute autre ordonnance qu’elle estime juste ». J’aimerais également souligner qu’une partie de la fonction d’arbitrage des tribunaux de première instance exige habituellement que l’on tienne compte d’intérêts autres que ceux des parties comparissant, comme l’intérêt supérieur de l’enfant en droit de la famille ou les préoccupations relatives à la vie privée dans divers aspects du droit pénal. Ces considérations ne font pas des tribunaux de première instance des organismes inquisitoires ou d’enquête.

La Commission soutient également qu’après le dépôt d’une plainte et l’ouverture d’une audience, les parties [traduction] « ne sont plus entièrement maîtres de la situation ». Bien que cela puisse s’appliquer à certains éléments procéduraux d’un appel, des aspects cruciaux du processus établi par l’EMA sont déterminés par les parties. Comme il a été mentionné, un appel est interjeté lorsqu’une personne lésée par une décision d’un administrateur ou d’un directeur de district dépose un appel en vertu du para 100(1). En vertu de l’article 17 de l’ATA, une fois que l’appelant a retiré tout ou partie d’un appel, la Commission doit en conséquence rejeter tout ou partie de l’appel. Je tiens à souligner que cela est conforme à l’interprétation de l’art. 15 du propre *Practice and Procedure Manual* de la Commission, qui stipule que l’appelant peut retirer un appel avant ou pendant une

---

<sup>221</sup> *Ibid* au para 56.

<sup>222</sup> *Ibid* au para 40.

audience. La capacité d'un appelant de mettre fin au processus à tout moment avant qu'une décision ne soit rendue n'est pas révélatrice d'une fonction d'enquête ou inquisitoire [traduction]<sup>223</sup>.

On demande aux membres du tribunal administratif de prendre part à une « procédure d'arbitrage active » [traduction], qui peut souvent comprendre l'interrogation des témoins pour s'assurer qu'ils comprennent bien toutes les questions pertinentes. Cependant, l'arbitrage actif ne peut se soustraire à l'application du principe voulant que l'arbitre demeure au-dessus de la mêlée et évite de donner la perception qu'il entre dans la mêlée pour le compte d'une partie. De l'avis des tribunaux, l'arbitrage actif, dans cette affaire, a franchi la ligne pertinente.

Il est intéressant de se demander si le fait d'exercer une fonction inquisitoire ou d'enquête permet un arbitrage encore plus actif qu'une fonction juridictionnelle. Pour ma part, je pense que le concept d'arbitrage actif brouille déjà les lignes de démarcation claires qui pourraient exister entre l'arbitrage, la fonction inquisitoire et la fonction d'enquête. Et dans tous les contextes, il y a certains types d'interrogatoires – répétés, agressifs, qui démontrent une position fixe – qu'il faut éviter. Lorsque, comme en l'espèce, les parties sont représentées par un avocat, il est avisé que les décideurs prennent un certain recul et n'interviennent que lorsqu'il est nécessaire de clarifier un élément clé. Cela dit, dans le cadre d'une audience de plusieurs jours où l'arbitre a du mal à clarifier des points clés, il peut s'agir d'un conseil pour atteindre la perfection et, en fait, un arbitre peut très bien compter sur un avocat pour intervenir si une série de questions du tribunal est jugée problématique. Dans ce domaine, comme dans bien d'autres domaines du droit administratif, tout ce que l'on peut affirmer avec certitude, c'est qu'il y a une limite que le décideur doit prendre soin de ne pas franchir.

Un dernier point intéressant à noter est que le directeur a présenté une motion de récusation à

la Commission. Dans une décision de 36 pages, la Commission a déterminé qu'il ne devait pas se récuser. En première instance, la juge Baker a conclu que les points de vue de la Commission sur la récusation étaient inattendus (appliquant effectivement la norme de la décision correcte à la question de savoir s'il y avait une crainte raisonnable de partialité) :

Bien que la décision d'un tribunal sur la partialité puisse être utile à une cour de révision dans certains cas, j'estime que les opinions du tribunal sur la partialité deviennent utiles quand le tribunal énonce certains faits importants qui sont mis en cause, comme une relation antérieure ou existante avec une partie, ou une quelconque relation financière avec une partie ou un problème. Ce genre de renseignements contenus dans la décision d'un tribunal serait utile pour une cour de révision. Dans la décision de récusation, le panel a tenté d'évaluer sa propre conduite à l'audience. Je conclus que le panel ne peut fournir une évaluation objective de sa conduite et, par conséquent, je ne suis pas en mesure d'accorder un poids quelconque à la décision de récusation<sup>224</sup>.

Le juge d'appel Edelmann a convenu que la norme de contrôle applicable aux questions d'équité procédurale est celle de la décision correcte, même lorsque les motifs de la décision ont été donnés sur le point d'équité procédurale en cause<sup>225</sup>.

## B. Indépendance décisionnelle

L'indépendance décisionnelle est actuellement un sujet chaud en Amérique du Nord. Au sud de la frontière, l'administration Trump fait avancer la théorie du « pouvoir exécutif unitaire » avec une force considérable (et du succès devant les tribunaux). La philosophie sous-jacente est présentée de façon succincte dans le décret

---

<sup>223</sup> *Ibid* aux paras 38–39.

<sup>224</sup> *District Director, Metro Vancouver v Environmental Appeal Board*, 2024 BCSC 1064, aux paras 199–200.

<sup>225</sup> *Metro Vancouver, supra* note 217 au para 80. Voir parallèlement, *Abiodun v Canada (Citizenship and Immigration)*, 2021 CF 642.

exécutif « Ensuring Accountability for all Agencies » :

La Constitution confère tous les pouvoirs exécutifs au président et le charge d'appliquer fidèlement les lois. Étant donné qu'il serait impossible pour le président de s'acquitter seul de toutes les activités exécutives du gouvernement fédéral, la Constitution prévoit également que des officiers subalternes l'aident à remplir ses fonctions exécutives. Dans l'exercice de leur pouvoir souvent considérable, ces hauts fonctionnaires de l'exécutif demeurent soumis à la surveillance et au contrôle continus du président. À son tour, le président est élu par le peuple américain et rend des comptes à ce dernier. Il s'agit de l'une des garanties structurelles, avec la séparation des pouvoirs entre le pouvoir exécutif et le pouvoir législatif, de la tenue d'élections régulières pour le Congrès et d'un système judiciaire indépendant dans lequel les juges sont nommés par le président sur l'avis et avec le consentement du Sénat, par lesquelles les Pères fondateurs ont créé un gouvernement qui rend des comptes au peuple américain.

Cependant, les gouvernements précédents ont permis à ce qu'on appelle des « organismes de réglementation indépendants » [traduction] d'exercer leurs activités avec un minimum de surveillance présidentielle. Ces organismes de réglementation exercent actuellement un pouvoir exécutif important sans rendre suffisamment de comptes au président et, par son entremise, au peuple américain. De plus, ces organismes de réglementation ont été autorisés à promulguer des

règlements importants sans examen par le président.

Ces pratiques minent la responsabilisation de ces organismes de réglementation envers le peuple américain et empêchent l'application uniforme et cohérente des lois fédérales. Pour que le gouvernement fédéral rende vraiment des comptes au peuple américain, les fonctionnaires qui détiennent un vaste pouvoir exécutif doivent être surveillés et contrôlés par le président élu du peuple.

Par conséquent, afin d'améliorer l'administration du pouvoir exécutif et d'accroître la responsabilisation des responsables de la réglementation envers le peuple américain, le pouvoir exécutif devrait avoir pour politique d'assurer la surveillance et le contrôle présidentiels de l'ensemble du pouvoir exécutif. De plus, tous les départements et organismes de l'exécutif, y compris les organismes dits indépendants, doivent soumettre à l'examen du Office of Information and Regulatory Affairs (OIRA) du Office of Information and Regulatory Affairs toutes les mesures réglementaires importantes proposées et définitives avant la publication dans le Federal Register<sup>226</sup>.

Pour donner effet à cette philosophie, le président Trump a destitué des dirigeants de divers organismes statutaires, comme la National Labour Relations Board. La Cour suprême semble sur le point de renverser la décision rendue à l'époque de la nouvelle entente dans l'affaire *Humphrey's Executor v United States*<sup>227</sup>, selon laquelle le Congrès pouvait légiférer pour restreindre le pouvoir du président de destituer les dirigeants d'organismes indépendants. Lorsque la question de l'applicabilité continue de l'affaire *Humphrey's Executor* lui a été soumise dans le registre des dossiers soi-disant « urgents » ou « fantômes », la majorité des juges de la Cour suprême a indiqué qu'à son avis, l'affaire

---

<sup>226</sup> US, The White House, *Executive Order Ensuring Accountability for All Agencies* (14215) (Washington, Administration of Donald J. Trump, 8 h 45, 18 février 2025).

<sup>227</sup> *Humphrey's Executor v United States*, (1935) 295 SC 602 (Supreme Court US).

*Humphrey's Executor* n'est plus valable en droit : elle a refusé de surseoir à la destitution par le président des membres du National Labour Relations Board et du Merit Systems Protection Board<sup>228</sup>. Le président a également cherché à destituer un membre de la Réserve fédérale, bien que dans ce cas-ci, il ne cherche pas à contester l'exigence de destitution « pour motif valable » imposée par le Congrès, mais plutôt en raison d'un comportement contraire à l'éthique allégué auquel le membre s'est livré avant sa nomination<sup>229</sup>.

Le Canada n'a pas de théorie comparable de l'exécutif unitaire, mais la politique gouvernementale et l'indépendance décisionnelle des tribunaux de règlementation sont depuis longtemps une source de discordes ici aussi. Une récente contribution judiciaire offre des réflexions intéressantes sur la relation entre les organismes de règlementation économique et la politique gouvernementale : *Procureur général du Québec c Duquette*<sup>230</sup>. En particulier, il y a des commentaires suscitant la réflexion au sujet de la nature de l'établissement des tarifs et du niveau requis d'indépendance décisionnelle dans le secteur de l'énergie.

Duquette est une affaire inhabituelle. Une plainte a été déposée au sujet de D, qui est membre de la *Régie de l'énergie du Québec*. La plainte a été rejetée. D a néanmoins demandé un contrôle judiciaire, au motif que le fait d'être soumise au régime disciplinaire constituait une entrave à son indépendance décisionnelle, en particulier parce que les motifs pour lesquels un régisseur peut être destitué sont trop larges. En première instance, le juge a reconnu que les motifs de renvoi étaient trop larges. Dans le décret nommant D au à la régie, elle jouissait effectivement d'une garantie de permanence à moins qu'elle ne commette une fraude (« pour raisons de malversation, maladministration, faute lourde ou motif de même gravité »). Mais le règlement pertinent dit simplement : « Sur conclusion que l'administrateur public a contrevenu à la loi, au présent règlement ou

au code d'éthique et de déontologie, l'autorité compétente lui impose une sanction »<sup>231</sup>.

Cependant, la Cour d'appel du Québec a fait remarquer que la juge de première instance avait adopté une vision trop étroite du règlement. Cette disposition particulière n'était pas isolée, mais elle faisait plutôt partie d'un ensemble de dispositions règlementaires et d'exigences éthiques semblables à celles qui s'appliquent aux fonctionnaires judiciaires. En effet, étant donné qu'un éventail de sanctions pouvaient être imposées, allant d'une simple tape sur les doigts à la destitution, il était également possible de concilier le décret avec le régime règlementaire en tenant pour acquis que la destitution ne serait possible que dans les cas les plus graves<sup>232</sup>.

La juge de première instance avait également formulé des observations sur l'emplacement du conseil d'administration en ce qui a trait au « spectre » de l'indépendance de l'organisme. Il s'agit de la notion familière selon laquelle les décideurs administratifs sont distribués dans un spectre où une extrémité représente un pouvoir de nature relativement politique à l'autre qui représente un pouvoir de nature relativement juridique, avec des garanties d'équité procédurale (y compris l'indépendance) devenant de plus en plus exigeantes à mesure que l'on passe de l'extrémité politique à l'extrémité juridique<sup>233</sup>. En l'espèce, la juge de première instance avait conclu que la commission se rapprochait davantage de l'extrémité politique du spectre. Cela étant, la Cour d'appel a conclu que le régime de règlementation était parfaitement conforme aux exigences d'indépendance décisionnelle : des garanties sérieuses d'indépendance administrative étaient en place et satisfaisaient aux exigences d'équité<sup>234</sup>.

La juge de première instance a ensuite conclu que la commission était un « tribunal » au sens de la *Charte des droits et libertés de la personne du Québec*, étant donné qu'elle exerce

---

<sup>228</sup> *Trump v Wilcox*, [2025] SCUS 605 (Application for a stay) 24A966.

<sup>229</sup> *Trump v Cook*, [2025] SCUS 25-5326.

<sup>230</sup> *Procureur général du Québec c Duquette*, 2025 QCCA 616 [Duquette].

<sup>231</sup> *Règlement sur l'éthique et la déontologie des administrateurs publics*, RLRQ ch. M-30, r. 1, art 40.

<sup>232</sup> *Duquette*, *supra* 230 au para 18.

<sup>233</sup> *Petit c Gagnon*, 2023 QCCA 680, aux paras 12–13.

<sup>234</sup> *Duquette*, *supra* 230 au para 27.

des fonctions quasi judiciaires. Il s'agit d'une question extrêmement corrélative, car la désignation de tribunal signifie que l'organisme en question doit respecter les normes quasi constitutionnelles d'indépendance décisionnelle garanties par l'art. 23 de la *Charte québécoise*<sup>235</sup>.

La Cour d'appel n'a pas été convaincue, faisant remarquer que la régie est d'abord et avant tout un organisme de réglementation économique conçu pour veiller à ce que l'énergie soit accessible et abordable en équilibrant la réalisation de la politique gouvernementale, la promotion de l'intérêt public, la protection des consommateurs et le traitement équitable des sociétés énergétiques réglementées.

La tarification du transport et de la distribution de l'énergie, qui est un mandat essentiel de la Régie selon l'article 31 de la LRÉ, fait partie intégrante de cette mise en œuvre des objectifs de l'État en matière énergétique, le but étant encore une fois, d'assurer l'équilibre entre les politiques gouvernementales en matière énergétique, la satisfaction des besoins de la population, le développement durable et le traitement équitable des transporteurs et distributeurs d'énergie<sup>236</sup>.

La juge de première instance avait indiqué plusieurs fonctions quasi judiciaires au motif qu'elles exigeaient la tenue d'une audience. La Cour d'appel a soulevé des objections estimant que le fait qu'une audience soit prévue ne puisse pas déterminer si une fonction particulière est quasi judiciaire : par exemple, la tarification n'est pas une fonction quasi judiciaire simplement parce qu'elle est exercée publiquement lors d'une audience<sup>237</sup> :

De fait, en matière de tarification, il n'y a pas de *lis inter partes*, c'est-à-dire de litige entre parties opposées dans lequel un tribunal applique le droit

à une situation factuelle particulière. En ce qui concerne la tarification du transport ou de la distribution de gaz naturel, selon l'article 48 de la LRÉ, la Régie peut agir de sa propre initiative. On ne parle pas d'un « litige » opposant des parties, mais d'une « fixation » de tarifs et de conditions. Les personnes qui peuvent être appelées à contribuer au processus en audience publique sont des « personnes intéressées » ou des « participants ».

En somme, si les pouvoirs de tarification présentent certaines caractéristiques de fonctions juridictionnelles, notamment la procédure encadrant la tenue des audiences publiques, plusieurs indices, notamment la multiplicité des participants potentiels et des intérêts et considérations en jeu, pointent vers un pouvoir exécutif de régulation.<sup>238</sup>

De plus, même si la régie exerce certaines fonctions quasi judiciaires, son rôle est considéré d'un point de vue global comme étant très proche de l'extrémité politique du spectre de l'indépendance décisionnelle, étant donné qu'elle est assujettie à l'intervention du gouvernement et eu égard à ses fonctions de conseil auprès du gouvernement sur des questions de politique<sup>239</sup>.

La Cour d'appel n'est pas arrivée à une opinion ferme sur l'endroit précis où le conseil devrait être situé aux fins de l'indépendance décisionnelle ni sur les garanties (le cas échéant) qui devraient être rattachées à ses membres. Ces commentaires généraux sur la relation entre la régie et le gouvernement étaient obiter, car ils visaient simplement à souligner que la juge de première instance n'avait pas examiné tous les facteurs pertinents potentiels. Toute décision définitive sur ces points devra de faire attendre<sup>240</sup>.

---

<sup>235</sup> *Association des juges administratifs de la Commission des lésions professionnelles c Québec (Procureur général)*, 2013 QCCA 1690.

<sup>236</sup> *Duquette, supra* 230 au para 46.

<sup>237</sup> *Ibid* au para 48.

<sup>238</sup> *Ibid* aux paras 50–51.

<sup>239</sup> *Ibid* aux paras 57–58.

<sup>240</sup> *Ibid* au para 61.

Néanmoins, les commentaires sur la nature de la fonction de tarification (fonction essentielle d'un organisme de réglementation de l'énergie) et la relation entre les organismes de réglementation et le gouvernement sont dignes de mention.

De nombreux organismes de réglementation économique décriraient leurs procédures publiques, dans les affaires relatives à l'établissement de tarifs, comme quasi judiciaires. En fait, en Ontario, la notion d'« audience » est le déclencheur de l'application des procédures quasi judiciaires exigées par la *Loi sur l'exercice des compétences légales*<sup>241</sup>. Cependant, comme la Cour d'appel l'a fait remarquer, il n'est pas clair que les caractéristiques classiques d'un processus quasi judiciaire sont présentes dans une procédure d'établissement des tarifs, même si une multiplicité de parties présentent des éléments de preuve, contre-interrogent des témoins et ainsi de suite, et même si toutes les parties qualifiaient l'audience de « quasi judiciaire ». En effet, il se peut qu'en vertu de la common law de l'équité procédurale, tous les participants à une procédure typique d'établissement des tarifs ne bénéficient pas des garanties procédurales à leur disposition : un *demandeur* de tarif pourrait en bénéficier, mais il y a lieu de penser qu'il en irait autrement pour les *intervenants*. Je ne veux pas laisser entendre que les organismes de réglementation de l'énergie devraient modifier leurs pratiques. Leurs procédures renforcent indubitablement la légitimité de leurs décisions (et, dans certains cas, l'Ontario étant le principal exemple, elles sont exigées par la loi). Je dis simplement que, sur le plan juridique, les procédures actuellement utilisées ne sont pas nécessairement requises étant donné la nature de l'instance.

En ce qui concerne la relation entre les organismes de réglementation et le gouvernement, il s'agit d'un sujet particulièrement chaud à l'heure actuelle compte tenu du caractère général (bien que souvent assez vague) de l'engagement de la plupart des gouvernements à atteindre éventuellement la carboneutralité et des

compromis précis qui doivent être faits aujourd'hui pour progresser vers un monde carboneutre. Ces raisons sont un rappel utile du fait que les organismes de réglementation de l'énergie exercent diverses fonctions, y compris la production d'information pour éclairer les politiques gouvernementales. Bien qu'ils soient indépendants du gouvernement pour ce qui est de l'arbitrage, il y a invariablement et nécessairement des contacts fréquents entre les deux. Toutefois, l'indépendance décisionnelle des organismes de réglementation de l'énergie demeure d'une importance cruciale, notamment en ce qui concerne la légitimité de leurs décisions; nous ne vivons pas dans un monde où les décisions en matière de tarification peuvent être dictées par le gouvernement. Assurer l'harmonisation avec la politique gouvernementale tout en garantissant l'indépendance décisionnelle est un défi contemporain de taille.

L'indépendance décisionnelle a également été soulevée, bien que dans un contexte différent, dans l'affaire *Conifex Timber Inc. v British Columbia (Lieutenant Governor in Council)*<sup>242</sup>. L'affaire *Conifex* concernait une demande de contrôle judiciaire présentée par une entreprise ayant un projet de minage de cryptomonnaie en Colombie-Britannique. Ces projets exigent une énorme quantité d'électricité. L'entreprise a présenté une demande à la BC Hydro & Power Authority. Cependant, tandis que sa demande était dans la file d'attente, le lieutenant-gouverneur en conseil (le cabinet de la C.B.) a pris un décret imposant un moratoire de 18 mois exonérant la BC Hydro & Power Authority de toute obligation de fournir de l'électricité pour les opérations de minage de cryptomonnaies pour une période de 18 mois. L'entreprise a demandé un contrôle judiciaire du décret pour trois motifs, à savoir premièrement, qu'il contrevenait au principe de tarification enchâssé dans la *Utilities Commission Act*<sup>243</sup> selon lequel la discrimination indue dans la prestation de services est interdite; deuxièmement, qu'il était incompatible avec le « pacte réglementaire » qui est une caractéristique fondamentale des lois canadiennes régissant les services publics<sup>244</sup>,

---

<sup>241</sup> *Loi sur l'exercice des compétences légales*, LRO 1990, ch. S.22. Voir *Re Webb and Ontario Housing Corporation* (1978) 93 DLR (3d) 187 (Ont CA).

<sup>242</sup> *Conifex Timber Inc. v British Columbia (Lieutenant Governor in Council)*, 2025 BCCA 62 [Conifex].

<sup>243</sup> *Utilities Commission Act*, RSBC 1996, c 473.

<sup>244</sup> *ATCO Gas & Pipelines Ltd. c Alberta (Energy & Utilities Board)*, 2006 CSC 4, au para 63 [ATCO].

et troisièmement, que le décret ne pouvait pas légalement imposer un moratoire parce qu'il contournait le droit à une audience à laquelle l'entreprise aurait autrement eu droit devant la commission provinciale des services publics. Les trois motifs ont été rejetés.

Le décret a été pris en vertu de l'article 3 de la Loi, qui autorise le cabinet de la C.-B. de à « donner à la Commission des directives concernant l'exercice de ses pouvoirs et de ses fonctions, y compris, sans s'y limiter, une directive lui enjoignant d'exercer un pouvoir ou une fonction, ou de s'en abstenir, comme précisé dans le règlement » [traduction]. La seule limite à ce pouvoir est que le cabinet de la Colombie-Britannique ne peut pas s'en servir pour infirmer une décision de la Commission, qui est un organisme de réglementation indépendant.

Pour le premier motif, le juge d'appel Riley a expliqué que les « principales contraintes » [traduction] étaient « les dispositions pertinentes de la loi, les décisions antérieures de la Commission des services publics interprétant ces dispositions et la common law » [traduction]<sup>245</sup>. En ce qui concerne la loi, le juge d'appel Riley a examiné les dispositions législatives pertinentes<sup>246</sup>. Les dispositions insistaient sur l'interdiction de discrimination indue. Mais, comme le juge d'appel Riley l'a fait remarquer, elles établissaient aussi un lien entre la discrimination indue et les caractéristiques de certains types de clients<sup>247</sup>.

Cela signifie que dans la réglementation des services publics, le traitement différencié de personnes se trouvant à des endroits différents sera autorisé par la loi. Cela a été confirmé par l'examen des décisions antérieures de la Commission. D'une part, la Commission a refusé de fixer un tarif spécial pour les clients à faible revenu, car il s'agirait d'une différenciation fondée sur des caractéristiques personnelles plutôt que sur des caractéristiques de la consommation d'électricité. D'autre

part, la Commission avait fixé un tarif spécial pour les clients du service d'électricité à quai, sur la base des caractéristiques de leur consommation d'électricité. Pour le juge d'appel Riley, la pratique antérieure de la Commission fournissait donc [traduction] « un appui supplémentaire à l'opinion selon laquelle la différenciation des tarifs ou des services offerts à une catégorie de clients présentant des caractéristiques distinctes sur le plan de la consommation, lesquelles entraînent des répercussions économiques ou sur le coût du service, ne constitue pas une discrimination indue »<sup>248</sup>.

En ce qui concerne la common law, le principe clé est qu'un service public doit « fournir son produit à tous ceux qui le demandent à un prix raisonnable et sans discrimination déraisonnable entre ceux qui se trouvent dans une situation semblable ou qui font partie d'une catégorie de consommateurs » [traduction]<sup>249</sup>. Encore une fois, cependant, l'accent est mis sur le fait que les clients se trouvent ou non dans la même situation. Comme la Cour suprême l'a dit il y a plus d'un siècle, ce qui est interdit, c'est la discrimination « entre un établissement et un autre » [traduction]<sup>250</sup>. Des distinctions *peuvent* légitimement être faites « sur la base du coût du service ou de l'économie » [traduction] ou selon les « caractéristiques de consommation distinctes » [traduction] des consommateurs d'électricité<sup>251</sup>. En fin de compte, le juge d'appel Riley a conclu :

Toutes les contraintes juridiques susmentionnées permettent une interprétation de l'UCA dans laquelle des distinctions dans les tarifs et les conditions de service peuvent être établies en fonction des caractéristiques de la consommation d'électricité qui entraînent des répercussions économiques ou sur le coût du service. Il s'ensuit qu'il était raisonnablement loisible au lieutenant-gouverneur en conseil

---

<sup>245</sup> *Conifex*, *supra* note 242 au para 87.

<sup>246</sup> *Ibid* au para 88.

<sup>247</sup> *Ibid* au para 89.

<sup>248</sup> *Ibid* au para 92.

<sup>249</sup> *Chastain v British Columbia Hydro and Power Authority* (1972), 32 DLR (3d) 443, at 456.

<sup>250</sup> *City of Hamilton v Hamilton Distillery Co.*, (1907), 38 SCR 23, at 50 (holding *ultra vires* differential water rates charged to a distillery).

<sup>251</sup> *Conifex*, *supra* note 242 au para 95.

(LGEC) d'interpréter l'article 3 de l'UCA comme autorisant l'émission d'un décret exigeant une interruption du service pour une catégorie particulière de projets ayant des caractéristiques distinctives sur le plan de la consommation d'électricité qui entraînent des répercussions économiques ou sur le coût du service [traduction]<sup>252</sup>.

Pour le deuxième motif, le juge d'appel Riley a rejeté la proposition selon laquelle le « pacte réglementaire », avec sa protection contre la discrimination induite, était le seul objet de la Loi. En fait, il a conclu que l'interdiction de discrimination induite n'est qu'une facette de la loi et qu'« il ne serait pas déraisonnable d'interpréter l'objet global de l'UCA comme étant de veiller à ce que les besoins énergétiques actuels et futurs du public soient satisfaits d'une manière sûre, fiable, juste et conforme aux objectifs stratégiques du gouvernement en matière de conservation, de production et de consommation d'énergie. » [traduction]<sup>253</sup> La Cour suprême a donné une définition synthétique du pacte réglementaire dans l'arrêt ATCO : « Le pacte réglementaire accorde en fait aux entreprises réglementées le droit exclusif de vendre leurs services dans une région donnée à des tarifs leur permettant de réaliser un juste rendement au bénéfice de leurs actionnaires. En contrepartie de ce monopole, elles ont l'obligation d'offrir un service adéquat et fiable à tous les clients d'un territoire donné et voient leurs tarifs et certaines de leurs activités assujettis à la réglementation. »<sup>254</sup> Pour Conifex, le décret devait être fondé sur une interprétation déraisonnable de l'objet de la loi. Mais le juge d'appel Riley n'a pas convenu que l'interdiction de la discrimination induite était « l'objet exclusif ou global de la loi » [traduction]<sup>255</sup> :

Bien que la réglementation encadrant la manière dont les services publics fournissent des services à leurs clients soit une caractéristique importante de l'UCA, la loi peut

raisonnablement être interprétée comme ayant des objets plus larges. L'utilisation par le LGEC de son pouvoir de réglementation en vertu de l'art. 3 de l'UCA pour aborder les questions de politique énergétique au-delà des compétences technocratiques de la Commission n'est pas incompatible avec ces objets plus larges. Pour revenir brièvement aux faits, il existe un ensemble de preuves montrant que le LGEC a pris la décision d'ordonner une pause dans la prestation des services aux nouveaux projets de minage de cryptomonnaie afin de donner au gouvernement le temps d'examiner non seulement les coûts du service et les répercussions économiques de ces projets, mais aussi d'évaluer l'impact de ces projets sur la capacité de B.C. Hydro à répondre à la demande, et les ramifications plus larges pour la politique énergétique du gouvernement. Dans ce contexte, et compte tenu des contraintes juridiques pertinentes dont il a été question ci-dessus, il n'était pas déraisonnable pour le LGEC de conclure que le décret était conforme aux objets généraux de l'UCA [traduction]<sup>256</sup>.

En ce qui concerne le troisième motif, le juge d'appel Riley n'était pas d'accord avec Conifex pour dire que l'interprétation des art. 3 a effectivement éliminé la garantie statutaire prévue au para 28(3) d'une audience tenue avant la Commission pour soustraire l'Autorité à son obligation de fournir des services. En effet, le paragraphe 3(2) envisage expressément qu'un décret ait préséance sur toute autre disposition de la loi : « Dans leur ensemble, ces dispositions ont pour effet que le LGEC peut ordonner à la Commission d'exercer l'un ou l'autre de ses pouvoirs en vertu de la Loi, pourvu que les instructions n'annulent pas une ordonnance ou une décision antérieure de la Commission, et la Commission doit alors se conformer à

---

<sup>252</sup> *Ibid* au para 98.

<sup>253</sup> *Ibid* au para 114.

<sup>254</sup> *ATCO*, *supra* note 244 au para 63.

<sup>255</sup> *Conifex*, *supra* note 242 au para 120.

<sup>256</sup> *Ibid* aux paras 122–23.

l'instruction nonobstant toute autre disposition de la Loi ou des règlements » [traduction]<sup>257</sup>. Cette analyse ne tient pas compte de la question de savoir si le pouvoir prévu au paragraphe 3(2) – qui est une clause dite Henri VIII – devrait être interprété de façon étroite et, le cas échéant, comment. Je n'ai pas lu les observations de Conifex, mais il me semble qu'une façon de formuler cet argument serait de dire que le droit à une audience est une garantie fondamentale en common law, reconnue ici par la loi, et que le paragraphe 3(2) ne doit pas être interprété de façon si large qu'il annule un principe fondamental d'équité procédurale. Bien entendu, il s'agit peut-être simplement d'une façon de reformuler l'argument de la « discrimination induite » dans l'arène de l'équité procédurale. Quoi qu'il en soit, le juge d'appel Riley n'a pas été impressionné, concluant que l'interprétation de Conifex mènerait à l'absurdité : « L'interprétation de Conifex permettrait au LGEC de prendre un règlement en vertu de l'art. 3 enjoignant à la Commission de rendre une ordonnance définitive exonérant B.C. Hydro de son obligation de service, mais seulement après une audience qui ne servirait à rien, compte tenu de l'obligation statutaire de la Commission, en vertu du paragraphe 3(2), de se conformer aux instructions du LGEC » [traduction]<sup>258</sup>. Cette décision fournit donc en quelque sorte une feuille de route pour les cabinets qui souhaitent adopter une approche pratique à l'égard des questions de politique énergétique habituellement du ressort de l'organisme de réglementation.

## CONCLUSION

Je me suis étendu sur un si grand nombre de questions de droit administratif qu'il serait futile de tenter d'en faire la synthèse. Qu'il suffise de dire que le droit administratif canadien est dans une posture relativement positive, où les éléments fondamentaux du cadre de contrôle judiciaire sont bien établis. Les passionnés du droit administratif ont ainsi tout le loisir de se consacrer à d'autres questions importantes comme le rôle des cours d'appel, l'importance de l'indépendance décisionnelle, l'interprétation législative dynamique, l'obligation de consulter et les principes applicables à la partialité. Certaines questions subsistent au sujet du cadre établi par

l'arrêt *Vavilov*, notamment dans le domaine des appels prévus par la loi, mais elles font l'objet d'un débat approfondi et attentif – lorsque la Cour suprême se penchera sur la question, elle aura peut-être l'occasion de confirmer un consensus qui prend forme. Si je repense à la période au milieu de la décennie marquée par l'arrêt *Dunsmuir*, il y a 10 ans, je ne peux que me souvenir de l'incertitude qui régnait alors, et je ne peux aujourd'hui qu'être reconnaissant de la stabilité que le droit administratif canadien offre maintenant. ■

---

<sup>257</sup> *Ibid* au para 129.

<sup>258</sup> *Ibid* au para 131.

# COOPÉRATION INTERPROVINCIALE ET FIABILITÉ ÉNERGÉTIQUE

David Morton\*

---

## INTRODUCTION

Le réseau électrique canadien est vaste, complexe et remarquablement efficace. Du Labrador à l'île de Vancouver, la plupart des Canadiens bénéficient d'un approvisionnement fiable en électricité. Cependant, derrière cette unité apparente se cache une fragmentation frappante : dix provinces, dix organismes de réglementation canadiens et dix ensembles de règles distincts. L'électricité circule librement vers le nord et vers le sud, vers les États-Unis, mais rarement d'est en ouest à l'intérieur même du Canada.

Alors que le Canada s'électrifie de plus en plus, tout en décarbonisant sa production d'électricité et en renforçant son intégration économique, cette mosaïque soulève une question urgente : le Canada peut-il construire un réseau véritablement national, capable de fournir à tous les Canadiens une énergie abordable, fiable et propre ? La réponse dépend peut-être moins de l'installation de câbles en cuivre et de pylônes en acier que d'un élément plus complexe : la mise en place d'une coopération.

Historiquement, le réseau électrique canadien s'est développé comme un ensemble de réseaux provinciaux, la plupart ayant davantage de liens avec leur voisin du sud qu'entre eux. Le Manitoba vend de l'électricité au Minnesota, le Québec à New York et la Colombie-Britannique à Washington. Les corridors de transport d'électricité sont orientés nord-sud plutôt qu'est-ouest.

Au départ, ce modèle était logique. La géographie rendait les liaisons est-ouest coûteuses – le Bouclier canadien et les Rocheuses sont des terrains difficiles – et les plus gros

clients à proximité se trouvaient aux États-Unis. Cependant, cela a laissé le pays avec un angle mort structurel : le commerce interprovincial est l'exception, et non la norme. À l'instar du vin et de la bière, l'électricité circule beaucoup moins entre les provinces qu'à travers notre frontière internationale avec les États-Unis.

Aujourd'hui, alors que la politique climatique favorise l'électrification, que les énergies renouvelables intermittentes remodelent de plus en plus l'approvisionnement, que l'intérêt pour le commerce intérieur se réveille et que les préoccupations en matière de sécurité énergétique se font plus pressantes, un nouvel enthousiasme se manifeste pour le renforcement des connexions est-ouest. La logique est solide. Les provinces pourraient partager l'électricité comme elles partagent déjà les pipelines et les chemins de fer, en équilibrant les pics et les creux de la demande et en régularisant l'intermittence de l'énergie éolienne et solaire. Cependant, l'acier et le cuivre ne suffiront pas à eux seuls à colmater le réseau : le Canada a également besoin d'institutions réglementaires qui veillent à ce que ces câbles fonctionnent dans l'intérêt public.

Le problème est que le Canada a besoin de structures de gouvernance efficaces pour son réseau national. Nous n'avons pas d'équivalent à la *Federal Energy Regulatory Commission* (« FERC ») des États-Unis, qui coordonne les marchés interétatiques et applique les règles d'accès ouvert. Nous n'avons pas non plus de société nationale d'exploitation du transport d'électricité ni de coordinateur de la fiabilité. Au lieu de cela, notre réseau électrique fonctionne comme un ensemble d'îlots régionaux interconnectés, reliés physiquement mais séparés sur le plan institutionnel.

---

\* David Morton, *Interprovincial Cooperation and Energy Reliability* (Canadian Energy Reliability Council, 2025).

Cette fragmentation est peut-être plus évidente au niveau des jonctions : les interconnexions reliant les provinces. Ces lignes pourraient constituer le plus grand atout du Canada en matière de fiabilité, car elles permettent à l'énergie propre d'être acheminée là où elle est nécessaire et réduisent le besoin de capacités redondantes. Cependant, elles sont trop souvent sous-utilisées. Les restrictions imposées par l'Alberta en matière d'interconnexion pour 2025 illustrent comment la prudence technique, les questions économiques et les lacunes politiques peuvent converger pour limiter la coopération interprovinciale.

L'épisode de l'Alberta met également en évidence un problème plus profond : sans règles harmonisées ni autorité de coordination, personne n'est véritablement responsable de l'optimisation du réseau canadien dans son ensemble. La Régie de l'énergie du Canada (« REC »), l'organisme de réglementation fédéral du Canada, a une compétence limitée; les autorités provinciales se concentrent sur leur territoire; les sociétés d'exploitation du marché n'ont pas de mandat au-delà de leurs frontières. En conséquence, la fiabilité nationale dépend d'un ensemble disparate d'accords bilatéraux, de bonne foi et de chance.

Les sections suivantes retracent comment l'expérience de l'Alberta met en évidence ces failles, comment le processus de réforme du marché énergétique restructuré de l'*Alberta Electric System Operator* (« AESO ») les a traitées et comment les enseignements tirés de la FERC américaine pourraient orienter le Canada vers un modèle national plus cohérent.

### **L'ALBERTA ET SES INTERCONNEXIONS – UN CANARI DANS UNE MINE DE CHARBON ?**

En septembre 2025, une vague de chaleur précoce a poussé la demande provinciale à des niveaux presque records. Alors que la consommation des climatiseurs et des

industries atteignait des sommets, l'AESO a discrètement réduit les importations de toutes les interconnexions, c'est-à-dire les liaisons de transport vers la Colombie-Britannique, la Saskatchewan et le Montana. Pendant plusieurs jours critiques, l'Alberta n'a pu ni s'approvisionner en électricité auprès de ses voisins, ni exporter son excédent<sup>1</sup>.

Dans des conditions normales, les interconnexions de l'Alberta constituent un atout important en matière de fiabilité. La connexion Alberta-Colombie-Britannique, qui fait partie de la voie 1 du *Western Electricity Coordinating Council* (« WECC »), peut transporter environ 1 200 mégawatts (« MW ») d'ouest en est et 1 000 MW d'est en ouest. La ligne d'interconnexion Montana-Alberta (« MATL ») de 230 kilovolts (« kV ») ajoute environ 300 MW, tandis que deux liaisons plus petites vers la Saskatchewan fournissent environ 150 MW au total. Cependant, au cours de la semaine en question, toutes ces liaisons sont restées inutilisées.

Selon un article récent du bulletin *Business in Vancouver*, ce n'est pas la première fois, du moins pour ce qui est de l'interconnexion Colombie-Britannique-Alberta :

Au cours des deux dernières décennies, la ligne à destination de l'Alberta a rarement atteint sa capacité maximale vers l'est.

Les données indiquent que l'Alberta a constamment limité le transport à 40 à 60 % de la capacité disponible, alors que la Colombie-Britannique a autorisé plus de 90 % de la capacité nominale de l'interconnexion [traduction]<sup>2</sup>.

Des réductions similaires ont également été observées depuis longtemps sur la MATL, comme l'indique une lettre datée d'octobre 2024 adressée par l'*American*

---

<sup>1</sup> Pour les trois interconnexions, les données de l'AESO indiquent :

Du 1<sup>er</sup> au 7 septembre – entre 400 MW et 600 MW

Du 8 au 18 septembre – entre 0 MW et 200 MW

Du 19 au 28 septembre – 0 MW

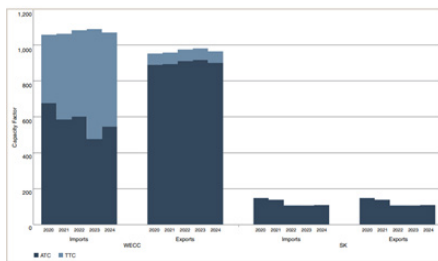
Du 29 septembre au 1<sup>er</sup> octobre – entre 400 MW et 600 MW

<sup>2</sup> Stefan Labbé, *Failed B.C.-Alberta transmission line holds lessons for a national grid*, (dernière modification : 18 juillet 2025), en ligne : <[biv.com/news/resources-agriculture/failed-bc-alberta-transmission-line-holds-lessons-for-a-national-grid-10725383](https://biv.com/news/resources-agriculture/failed-bc-alberta-transmission-line-holds-lessons-for-a-national-grid-10725383)>.

*Clean Power Association* et l'*American Council on Renewable Energy* à l'ambassadrice Katherine Tai, représentante commerciale des États-Unis au Canada<sup>3</sup>.

Ceci est illustré dans le tableau ci-dessous (CTM = capacité de transfert moyenne, CTT = capacité de transfert totale)<sup>4</sup>.

**Cote de cheminement annuelle moyenne par voie de transfert**



L'AESO invoque la fiabilité pour justifier ces réductions de capacité. Il estime que le fait de dépendre de l'interconnexion pour les importations expose la province à des risques en cas de perte soudaine de cette interconnexion. Il affirme également que les limites opérationnelles des lignes en Alberta reliant certaines interconnexions contribuent à la nécessité de réduire la capacité des interconnexions. Les détracteurs ont accusé l'Alberta d'utiliser la « fiabilité » comme prétexte pour pratiquer un protectionnisme économique, protégeant ainsi les producteurs locaux et faisant grimper les prix intérieurs.

La Chambre de commerce de l'Alberta a estimé que ces restrictions avaient coûté aux consommateurs entre 300 et 500 millions de dollars sur plusieurs années. Mark Zacharias, de chez *Clean Energy Canada*, l'a exprimé de manière plus directe : « ce que vous observez, ce sont les symptômes du fief énergétique provincial » [traduction].

Cet exemple met en évidence un problème plus profond : aucune institution au Canada n'a le

pouvoir ou la motivation nécessaire pour garantir que les lignes interprovinciales sont utilisées de manière optimale pour assurer la fiabilité nationale. La REC supervise l'approbation physique des lignes internationales et, en théorie, des lignes interprovinciales, mais il n'a aucun pouvoir opérationnel ni tarifaire une fois qu'une ligne est construite. Les organismes de réglementation provinciaux tels que l'*Alberta Utilities Commission* (« AUC ») et la *British Columbia Utilities Commission* (« BCUC ») régissent le secteur à l'intérieur de leurs propres frontières, sans obligation particulière d'harmonisation entre eux.

Dans ce cas, cela a laissé l'AESO, un opérateur de marché provincial, prendre par défaut des décisions relatives à la fiabilité nationale. Lorsqu'il réduit ou rétablit sa capacité d'interconnexion, les conséquences se répercutent sur l'ensemble du réseau occidental. Pourtant, ces décisions sont prises sous l'autorité provinciale, en vertu de la *Loi sur l'électricité de l'Alberta*, et non dans un cadre pancanadien.

**MODERNISATION DE L'INTERCONNEXION ENTRE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE ET L'ALBERTA**

En 2018, selon les informations disponibles sur le site Web de l'AESO, le projet « Alberta - British Columbia Intertie Restoration » a été lancé, et cette année-là, une consultation publique conjointe a été menée par l'AESO et AltaLink, le propriétaire du réseau de transport de l'Alberta. Sur son site Web, l'AESO a déclaré que :

L'interconnexion entre l'Alberta et la Colombie-Britannique ne fonctionne actuellement pas à sa capacité nominale, ni même à un niveau proche de celle-ci. Afin de rétablir l'interconnexion, l'AESO a déterminé qu'il était nécessaire d'installer de l'équipement supplémentaire à proximité immédiate de la ligne de transport existante de 500 kV,

<sup>3</sup> United States Council for International Business, *Comments Regarding Foreign Trade Barriers to U.S. Exports for 2025 Reporting—Canada* [no du document : USTR-2024-0015] (Washington, D.C. : 2024); American Clean Power Association, communiqué de presse 220508, *Joint Statement from American Clean Power Association and American Council on Renewable Energy to Ambassador Katherine Tai United States Trade Representative Office of the U.S. Trade Representative* (17 octobre 2024).

<sup>4</sup> Albert Electric System Operator, *2024 Annual Market Statistics*, (Alberta : 2025) à la p 29, en ligne (pdf) : <aeso.ca/assets/Uploads/market-and-system-reporting/Annual-Market-Stats-2024.pdf>.

appelée ligne de transport 1201L, et de procéder à des travaux d'aménagement sur certaines portions de la ligne 1201L existante, ainsi qu'à la mise à niveau de la capacité de transformation 500/240 kV de la sous-station existante de Bennett, près de Langdon [traduction]<sup>5</sup>.

Dans un bulletin d'information publié en janvier 2018, également disponible sur le site Web du projet, l'AESO a déclaré qu'elle prévoyait de déposer une demande distincte auprès de l'AUC, conjointement avec la demande d'AltaLink concernant les installations pour ce projet, d'ici le milieu de l'année 2019<sup>6</sup>. La dernière mise à jour du site, une lettre datée du 18 janvier 2022, indique :

L'AESO continue d'évaluer toutes les options disponibles pour rétablir la capacité nominale de l'interconnexion entre l'Alberta et la Colombie-Britannique. Nous prévoyons que ces évaluations se dérouleront au cours de la prochaine année, et nous communiquerons les prochaines étapes aux parties prenantes concernées une fois ce travail terminé [traduction]<sup>7</sup>.

Cependant, il s'est avéré que les travaux proposés sur l'interconnexion de la Colombie-Britannique devraient attendre au moins jusqu'en 2026. L'attention s'est détournée de l'ingénierie du transport pour se porter sur une refonte de la conception du marché de gros, en partie afin de remédier à l'inadéquation entre l'approche de gestion du marché de gros en Alberta et celle de ses voisins.

La Colombie-Britannique, le Montana et la Saskatchewan, les trois territoires connectés, ne disposent pas d'un marché de gros concurrentiel. Tous les trois sont des territoires « verticalement intégrés ». Les services publics individuels disposent d'un territoire de franchise où ils possèdent et exploitent des installations de production, de transport et de

distribution. Les tarifs de détail sont fixés sur la base du coût du service; il n'existe aucune réglementation économique des tarifs de gros ni aucun mécanisme transparent de détermination des prix pour les tarifs de gros.

Dans le rapport *Market Pathways Report* (2022) de l'AESO, on soulevait cinq obstacles structurels à une utilisation efficace des interconnexions : (1) des intervalles de tarification mal alignés, (2) l'absence de mécanismes de gestion de la congestion, (3) un traitement incohérent des offres d'importation, (4) un approvisionnement insuffisant en services auxiliaires et (5) une réciprocité limitée entre les marchés verticalement intégrés et les marchés concurrentiels<sup>8</sup>.

L'AESO a conclu que ces défis ne pouvaient être relevés uniquement au moyen de matériel informatique, mais qu'ils nécessitaient une restructuration du cadre réglementaire du marché.

### **LE NOUVEAU MARCHÉ RESTRUCTURÉ DE L'ÉNERGIE (« MRE ») DE L'AESO**

Le 18 juillet 2024, l'AESO a publié son document intitulé « Intertie Participation Options Paper » afin de recueillir des commentaires sur la manière dont les connexions de transport de l'Alberta pourraient fonctionner dans le cadre du MRE<sup>9</sup>. L'AESO a souligné que la conception des interconnexions était essentielle à un échange d'électricité efficace et équitable avec les territoires voisins et a présenté des objectifs d'accessibilité financière, de fiabilité, de décarbonisation d'ici 2050 et de mise en œuvre raisonnable.

Le document présentait quatre options :

1. Statu quo – les échanges auto-programmés restent des preneurs de prix;

---

<sup>5</sup> Alberta Electricity System Operator, « Transmission Project: Alberta – British Columbia Intertie Restoration (7006) » (dernière consultation le 21 janvier 2026), en ligne : <aeso.ca/grid/transmission-projects/intertie-restoration>.

<sup>6</sup> Alberta Electricity System Operator, « Alberta – British Columbia Intertie Restoration » (janvier 2018), en ligne (pdf) : <aeso.ca/assets/Uploads/Tx-Newsletter-AB-BC-Intertie-Restoration-Final.pdf>.

<sup>7</sup> Lettre de Mike Deising, directeur des communications et des relations avec les investisseurs (31 janvier 2022) lettre visant à présenter aux intervenants un compte rendu au sujet du projet de restauration de l'interconnexion entre l'Alberta et la Colombie-Britannique, en ligne (pdf) : <aeso.ca/assets/Uploads/projects/2022-Update-letter-Intertie\_FINAL.pdf>.

<sup>8</sup> Alberta Electric System Operator, *Market Pathways Report* (Calgary : Alberta Electric System Operator, 2022).

<sup>9</sup> Alberta Electric System Operator, *Restructured Energy Market* (2024).

2. Interconnexions tarifées – offres et enchères économiques;
  3. Planification optimisée – répartition coordonnée entre les provinces;
  4. Adhésion aux marchés occidentaux – participation au programme Markets+ de Southwest Power Pool (« SPP Markets+ ») ou au marché étendu du prochain jour (« MEPJ ») du California Independent System Operator (« CAISO »).
- dépose un plan auprès de l'AUC d'ici 2026 pour restaurer et moderniser l'interconnexion Alb.-C.-B.;
  - maintienne des niveaux élevés de services auxiliaires pour une capacité d'importation totale sur la ligne Alb.-C.-B. et la MATL;
  - Procède sans appel d'offres concurrentiel;
  - Collabore avec l'AUC pour mettre en œuvre des intervalles de règlement de cinq minutes d'ici 2032 (à l'échelle du réseau d'ici 2040)<sup>12</sup>.

Plus de 30 parties prenantes ont participé, notamment Powerex, SaskPower, Berkshire Hathaway Energy Canada, TransAlta et Capital Power. Powerex s'est déclaré favorable à une participation transparente et établie sur le marché, mais a mis en garde contre les restrictions unilatérales des importations. Berkshire Hathaway a fait valoir que le manque de clarté des tarifs d'accès décourageait les investissements, tandis que les producteurs d'électricité de l'Alberta ont averti que l'augmentation des importations pourrait faire baisser les prix et réduire les investissements nationaux<sup>10</sup>.

La conception finale de l'AESO n'est pas allée jusqu'à l'intégration complète du marché externe (option 4). Elle a plutôt intégré les règles de participation à l'interconnexion directement dans le cadre du MRE — en définissant l'admissibilité, la programmation, la répartition des coûts et les contraintes opérationnelles — afin d'équilibrer les objectifs de fiabilité, d'accessibilité financière et d'émissions.

Une directive ministérielle (10 décembre 2024) a exigé de l'AESO qu'il <sup>11</sup>

Le processus du MRE illustre le paradoxe du Canada : l'innovation sur le marché de l'énergie est florissante au niveau provincial, mais sans coordination interprovinciale, les réformes restent des expériences isolées plutôt que des éléments d'un réseau continental unifié.

### COMPÉTENCE FÉDÉRALE CANADIENNE LIMITÉE EN MATIÈRE DE TRANSPORT RÉGIONAL

Lorsque les Canadiens envisagent l'électricité, ils le font à l'échelle provinciale : Hydro-Québec, BC Hydro, Manitoba Hydro, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIÉRE ») en Ontario, l'AESO en Alberta. Ottawa fait rarement partie de l'équation. La raison réside dans la Constitution et dans des décennies d'inertie institutionnelle qui ont maintenu la réglementation de l'électricité largement à l'intérieur des frontières provinciales. Cependant, à mesure que l'interdépendance s'accroît, l'absence de coordination fédérale devient de plus en plus coûteuse.

En vertu de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LREC »), la REC dispose d'une autorité claire sur les lignes électriques

---

<sup>10</sup> Alberta Electric System Operator, « Request for Feedback on REM Intertie Participation Options / July 18 - Aug. 9, 2024 » (dernière consultation le 21 janvier 2026), en ligne : <aeoengage.aeso.ca/rem-intertie-participation/surveys/rem-intertie-options-initial-stakeholder-input>.

<sup>11</sup> Lettre de Nathan Neudrof, ministre de l'Abordabilité et des Services publics de l'Alberta, au président et directeur général de l'Alberta Electric System Operator (10 décembre 2024), en ligne (pdf) : <chq-production-canada.s3.ca-central-1.amazonaws.com/38a16e7be66e925f4b09f1d909e64f0a6c40d908/original/1733868706/b1377d0d48bd3f0f4b39963b4d7f993d\_Direction\_Letter\_from\_Minister\_10Dec2024.pdf>. Voir aussi : Jessica Kennedy et al., « Alberta Issues Directive for Power Regime Overhaul: Fast and Furious Implementation » (18 décembre 2024), en ligne (blog) : <bennettjones.com/insights/Blogs/Alberta-Issues-Directive-for-Power-Regime-Overhaul-Fast-and-Furious-Implementation/pdf>.

<sup>12</sup> L'AESO a également sollicité des commentaires du public sur l'adoption d'intervalles de règlement de cinq minutes dans le cadre du processus de consultation sur le MRE.

internationales et interprovinciales. L'article 261 permet au Cabinet fédéral de désigner une ligne comme interprovinciale, tandis que l'article 262 exige que les lignes désignées obtiennent un certificat fédéral d'utilité publique et de nécessité. L'article 58.1 habilite la REC à adopter et à appliquer des normes de fiabilité pour les lignes désignées et les connexions internationales, alignant ainsi le Canada sur le cadre de fiabilité de la *North American Electric Reliability Corporation* (« NERC »).

Cependant, malgré cette formulation législative claire, le rôle du gouvernement fédéral dans le transport de l'électricité est limité dans la pratique. Depuis que la *Loi sur l'Office national de l'énergie* a été remplacée par la LREC en 2019, aucune ligne électrique interprovinciale n'a jamais été désignée – et il semble que, au cours de son histoire considérablement plus longue, le prédécesseur de la REC, l'Office national de l'énergie, ne l'ait pas fait non plus. La REC continue de régir les lignes internationales et les exportations, mais sa surveillance du transport interprovincial reste largement théorique.

Cette lacune en matière de gouvernance entraîne des conséquences importantes. Lorsqu'une province réduit la capacité de ses interconnexions, cela affecte la fiabilité du réseau. Or, il n'existe aucun mécanisme fédéral, à part la négociation politique, pour résoudre ces différends. La REC ne peut contraindre les provinces à rétablir la capacité ou à harmoniser les tarifs. Elle ne peut pas non plus imposer un traitement réciproque aux participants d'interconnexions.

Il est ironique de constater qu'Ottawa dispose d'une autorité plus forte sur les frontières avec les États-Unis que sur celles qui relient deux provinces canadiennes. Cette asymétrie reflète un fédéralisme conçu pour une autre époque, où les provinces étaient des réseaux autonomes avec une interdépendance limitée. Aujourd'hui, cela constitue une faiblesse structurelle.

Cet écart institutionnel contraste fortement avec la situation aux États-Unis, où la FERC agit comme un arbitre central puissant. Comprendre ce contraste permet de mettre en

lumière ce qui manque au Canada et ce qu'un futur modèle coopératif pourrait nécessiter.

### COMMENT CELA SE COMPARE-T-IL À LA COMPÉTENCE FÉDÉRALE AUX ÉTATS-UNIS ?

Si l'autorité de la REC en matière d'électricité interprovinciale se situe à l'extrémité modeste du spectre, la FERC américaine se trouve à l'extrémité opposée. La FERC est la pierre angulaire d'un cadre fédéral unifié pour le transport d'électricité, les marchés de gros et la fiabilité. Son évolution montre comment un système fédéral peut équilibrer l'autonomie des États et la coordination nationale, ce que le Canada n'a pas encore réussi à faire.

L'autorité de la FERC sur le réseau de transport d'électricité aux États-Unis<sup>14</sup> découle de la *Federal Power Act* (FPA – loi fédérale sur l'électricité) de 1935, qui a étendu la compétence fédérale au « transport d'énergie électrique dans le commerce interétatique » et à « la vente en gros de cette énergie dans le commerce interétatique »<sup>15</sup>. La raison était simple : les flux d'électricité ne respectent pas les frontières des États, et une réglementation non coordonnée risquait de créer des réseaux fragmentés. La clause sur le commerce interétatique de la Constitution américaine a donné au Congrès le pouvoir de régler ce commerce, permettant ainsi au gouvernement fédéral d'imposer des règles cohérentes dans tous les États.

Par conséquent, si les ventes d'électricité en gros, même au sein d'un seul État, peuvent avoir une incidence sur les flux et les marchés interétatiques, elles relèvent de la compétence fédérale. Ainsi, si une transaction de gros se déroule entièrement au sein d'un même État (l'acheteur et le vendeur étant tous deux situés dans le même État), la FERC peut la régler et le fait si :

- L'électricité circule sur un réseau interconnecté qui traverse les frontières des États (ce qui est le cas de la plupart des réseaux américains);
- La transaction a une incidence sur les prix de gros ou la fiabilité entre les États.

---

<sup>15</sup> Le « réseau interconnecté » régi par la FERC comprend toutes les lignes fonctionnant à 100 kV ou plus et est appelé « réseau de production-transport d'électricité » (*Bulk Electric System* ou BES en anglais).

Aujourd'hui, la compétence de la FERC englobe le transport et la vente en gros d'électricité dans le commerce interétatique, ainsi que les pipelines et les licences d'hydroélectricité. Sa mission est de veiller à ce que les tarifs soient « justes et raisonnables », que les marchés fonctionnent sans discrimination induite et que les normes de fiabilité soient respectées.

Cette autorité n'est pas absolue – les États contrôlent toujours les tarifs de détail de l'électricité, la planification des ressources et l'implantation des centrales –, mais elle est suffisamment étendue pour unifier l'infrastructure du réseau américain. Toute transaction ou installation ayant une incidence sur les flux interétatiques relève de la compétence de la FERC.

#### **Ouverture du réseau – ordonnances 888 et 889**

Les marchés américains modernes de l'électricité ont probablement vu le jour en 1996, lorsque la FERC a publié les ordonnances 888 et 889. L'ordonnance 888 exigeait des services publics verticalement intégrés qu'ils fournissent un accès ouvert et non discriminatoire à leurs réseaux de transport, une notion désormais intégrée dans les tarifs de libre accès au réseau de transport (« TLART »). L'ordonnance 889 a complété cette mesure en créant le système d'information en temps réel sur l'accès ouvert (« SITRAO »), une base de données publique indiquant en temps réel les capacités de transport disponibles. Pour la première fois, les producteurs et les négociants pouvaient consulter et réserver des capacités sur une plateforme transparente et normalisée. La combinaison de ces ordonnances a jeté les bases de marchés de gros concurrentiels dans une grande partie des États-Unis.

#### **L'ordonnance 2000 et l'émergence des organismes de transport régionaux (« OTR »)**

En 2000, la FERC a publié l'ordonnance 2000, encourageant les services publics à former des OTR. Ces entités coordonnent la répartition régionale, la planification du transport et la gestion de la congestion, servant efficacement d'opérateurs de réseau neutres sur des territoires couvrant plusieurs États. Aujourd'hui, les OTR, ainsi que les exploitants de réseaux autonomes (« ISO ») similaires couvrant un seul État, gèrent plus des deux tiers de la charge électrique des États-Unis.

Le plus grand, PJM Interconnection, couvre 13 États et le district de Columbia, coordonnant un marché de plus de 1 000 participants. Parmi les autres, on peut citer le Midcontinent Independent System Operator (« MISO »), SPP, le CAISO, le New York ISO (« NYISO ») et l'ISO New England (« ISO-NE »). Ces organisations gèrent les marchés de l'énergie, de la capacité et des services auxiliaires selon des tarifs approuvés par la FERC, garantissant ainsi une tarification transparente et cohérente dans de vastes régions.

#### **Ordonnances 1000 et 2222 : planification pour un réseau changeant**

À mesure que le réseau évolue, les outils réglementaires de la FERC évoluent également. L'ordonnance 1000 (2011) exigeait une planification régionale et interrégionale du transport et une répartition des coûts. Elle obligeait les services publics et les OTR à coordonner leurs investissements dans de nouvelles lignes offrant des avantages régionaux, en veillant à ce que les coûts soient répartis équitablement.

Plus récemment, l'ordonnance 2222 (2020) a ouvert les marchés de gros aux ressources énergétiques décentralisées (« RED ») telles que les batteries, les panneaux solaires installés sur les toits et la réponse agrégée à la demande. Cette ordonnance reconnaît que la fiabilité et l'efficacité dépendent de plus en plus de l'intégration d'actifs petits et flexibles, une évolution à laquelle le Canada commence seulement à s'adapter.

#### **FERC, fiabilité électrique et NERC**

La FERC délègue la surveillance de la fiabilité aux États-Unis à la NERC, qui opère sous l'autorité de la FERC. L'article 215 de la FPA, ajouté en 2005, rend les normes de la NERC obligatoires et applicables.

Les normes de fiabilité comprennent des normes relatives à la cybersécurité et à la sécurité physique, à la gestion de la végétation, au maintien de l'équilibre entre la production et la charge, aux préparatifs et aux opérations d'urgence, à la classification des installations, aux exigences en matière de marge de réserve, à la fourniture de données et de modèles précis pour la planification et les opérations, aux opérations de transport, à la planification du transport et au raccordement des ressources au réseau au moyen d'onduleurs.

La NERC élabore des normes de fiabilité dans le cadre d'un processus auquel participent les parties prenantes; la FERC les approuve et veille à leur respect par le biais d'amendes et de mesures correctives.

Cet arrangement – surveillance fédérale avec mise en œuvre technique déléguée – garantit à la fois la responsabilité et la flexibilité. Il lie également le Canada au même cadre de fiabilité, puisque les services publics canadiens qui commercent avec les marchés américains doivent se conformer aux normes du NERC.

### LE PRINCIPE DE RÉCIPROCITÉ

Lorsque la FERC a publié l'ordonnance 888 en 1996, exigeant l'accès ouvert aux réseaux de transport, elle a également étendu une condition de réciprocité aux services publics étrangers. Pour vendre sur les marchés de gros américains, les entités non américaines devaient offrir un « accès ouvert comparable » dans leur pays. Cela signifiait que les services publics canadiens qui souhaitaient exporter de l'électricité vers les États-Unis devaient offrir un accès non discriminatoire similaire à leurs propres réseaux de transport.

Le résultat fut subtil mais profond. Sans adopter de nouvelles lois, les provinces canadiennes ont effectivement adopté le cadre d'accès ouvert de la FERC par intérêt personnel. La plupart des grands services publics canadiens — BC Hydro, Manitoba Hydro, Hydro-Québec et la SIERE de l'Ontario — ont élaboré des tarifs de libre accès au réseau de transport (« TLART ») qui reflétaient les tarifs pro forma de la FERC, parfois presque mot pour mot.

Dans la pratique, cela signifiait qu'un producteur de Washington ou du Minnesota pouvait accéder au réseau de transport à des conditions comparables à celles d'un producteur de l'Alberta ou de l'Ontario. Cela garantissait également que les exportations canadiennes respectaient les exigences de transparence de la FERC. En résumé, la réciprocité est devenue le mécanisme par lequel le fédéralisme américain a façonné la politique canadienne en matière d'électricité, sans aucun traité officiel ni modification constitutionnelle.

### Alignement en matière de fiabilité

La REC reconnaît officiellement la NERC et ses entités régionales — le WECC, la

*Midwest Reliability Organization* (« MRO ») et le *Northeast Power Coordinating Council* (« NPCC ») — comme fondement de la conformité en matière de fiabilité au Canada. Les provinces directement reliées à la partie américaine du réseau adoptent et appliquent la plupart ou la totalité des normes de fiabilité de la NERC et, dans la plupart des cas, celles-ci sont mises en œuvre par l'organisme provincial de réglementation des services publics.

Cet arrangement garantit que le Canada et les États-Unis fonctionnent selon un cadre continental unique en matière de fiabilité. Il assure également un certain degré de cohérence technique qui facilite les échanges transfrontaliers d'électricité. Cependant, le système repose entièrement sur l'adoption volontaire et l'auto-application. Si une province choisissait de ne pas appliquer les normes de la NERC, aucun organisme fédéral canadien ne pourrait l'y contraindre.

### Un réseau volontaire, et non national

La participation du Canada à la NERC et l'adoption de tarifs de type FERC peuvent donner l'illusion d'une intégration continentale. En réalité, le système repose sur la conformité volontaire et la bonne volonté bilatérale. Cette structure fonctionne lorsque les intérêts provinciaux coïncident, mais elle manque de mécanismes pour résoudre les différends ou équilibrer les coûts et les avantages. Lorsque l'Alberta réduit la capacité de ses interconnexions ou lorsque les provinces sont en désaccord sur les frais de transport, il n'y a pas d'arbitre pour intervenir. La poignée de main ne tient que tant que les deux parties choisissent de se serrer la main. Comme nous l'avons vu dans l'exemple de l'Alberta, le droit du Montana d'accéder à l'interconnexion de l'Alberta ne l'emporte pas sur les préoccupations de l'Alberta en matière de fiabilité et sur les décisions opérationnelles visant à réduire la capacité de l'interconnexion.

Alors que le Canada poursuit ses efforts en faveur d'une électrification accrue, ce patchwork volontaire semble de plus en plus fragile. Le gouvernement fédéral a commencé à reconnaître cette situation au moyen de programmes comme le Programme des énergies renouvelables intelligentes et de trajectoires d'électrification (« ERITE ») et le Conseil pancanadien du réseau électrique, mais sans

autorité réglementaire claire, la coordination reste un objectif ambitieux<sup>14</sup>.

Selon de nombreux analystes, la prochaine étape consiste à passer d'une poignée de main à un cadre, c'est-à-dire un modèle coopératif qui préserve l'autonomie des provinces tout en établissant des règles applicables en matière de fiabilité et d'accès ouvert. L'expérience américaine montre qu'un tel modèle est réalisable dans un système fédéral. La question de savoir si le Canada pourra rassembler la volonté politique nécessaire pour le mettre en place reste ouverte.

### **LA FIABILITÉ GRÂCE À LA DIVERSITÉ – POURQUOI NOUS AVONS BESOIN D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE CANADIEN**

Bien que la possibilité d'acheter et de vendre de l'électricité à une province voisine profite directement à ces deux provinces, les interconnexions interprovinciales peuvent bénéficier à d'autres provinces que celles qu'elles relient. Une plus grande diversité est-ouest (et ouest-est) peut stimuler le commerce de l'électricité dans tout le pays. Par exemple, la charge de pointe en soirée au Manitoba survient environ deux heures avant celle de la Colombie-Britannique. Cela permet à la Colombie-Britannique de compléter la production du Manitoba afin de répondre à la demande, et vice versa. La connexion des réseaux électriques provinciaux est-ouest au Canada permet aux provinces de tirer parti de cette diversité de charge, réduisant ainsi le besoin de nouvelles capacités de production dans chaque province à mesure que la population et la charge augmentent.

Le transport est-ouest assure également une diversité géographique pour les énergies renouvelables intermittentes : si le vent ne souffle pas au Nouveau-Brunswick, il souffle peut-être quelque part en Ontario, et vice versa. Il permet également aux provinces disposant d'une production répartissable (comme l'hydroélectricité) de « consolider » les sources de production intermittentes d'autres provinces en fournissant de l'électricité lorsque ces

sources intermittentes ne peuvent pas produire d'électricité.

Les économistes démontrent depuis longtemps que la diversité régionale réduit la capacité totale nécessaire pour maintenir la fiabilité. Une étude réalisée en 2022 par l'Institut climatique du Canada a estimé qu'une meilleure connectivité interprovinciale pourrait réduire les besoins d'investissement total dans la production d'électricité de 1,7 milliard de dollars par an d'ici 2050<sup>15</sup>. En d'autres termes, le partage des réserves et l'équilibrage de la variabilité peuvent permettre de réaliser des économies tout en améliorant la résilience.

Un cadre national de fiabilité permettrait également de diversifier les risques. Les phénomènes météorologiques extrêmes – inondations en Colombie-Britannique, sécheresses dans les Prairies, tempêtes de verglas en Ontario – respectent rarement les frontières. Si une province subit une panne ou un déficit de production, l'accès aux réseaux voisins peut empêcher des défaillances en cascade. Dans un réseau entièrement coopératif, aucune province n'aurait besoin de surdimensionner ses installations « au cas où ».

### **Équité en matière d'accès et de prix**

La fiabilité et l'équité sont les deux faces d'une même médaille. Les provinces riches en capacité hydroélectrique répartissable, telles que la Colombie-Britannique, le Manitoba et le Québec, possèdent une flexibilité précieuse qui peut consolider les énergies renouvelables intermittentes ailleurs. Les provinces qui ne disposent pas de telles ressources, comme l'Alberta et la Saskatchewan, doivent faire face à des coûts plus élevés pour garantir l'adéquation. Un commerce coordonné pourrait égaliser ces avantages, permettant aux provinces hydroélectriques de tirer des revenus de leur flexibilité tandis que les provinces dépendantes des énergies fossiles auraient accès à une énergie propre à des prix compétitifs.

Pendant, sans coordination, les disparités s'accroissent. Les prix de l'électricité au Canada varient d'un facteur de trois, passant

---

<sup>14</sup> Ressources naturelles Canada, *Programme des énergies renouvelables intelligentes et de trajectoires d'électrification (ERITE)*, aperçu du programme (Ottawa : Ressources naturelles Canada, 2023).

<sup>15</sup> Institut climatique du Canada, *Connected and Ready: How Interprovincial Transmission Can Help Canada Achieve Net Zero* (Ottawa : Institut climatique du Canada, 2022).

de moins de 0,08 \$ par kWh au Manitoba à plus de 0,25 \$ dans certaines régions du Canada atlantique. Cela s'explique en partie par la richesse en ressources, mais surtout par la fragmentation des politiques. Lorsque les provinces investissent dans des capacités redondantes plutôt que dans des infrastructures partagées, ce sont les consommateurs qui paient le prix de l'isolement.

### **Pourquoi l'équité est importante**

L'électrification croissante amplifiera ces défis. La décarbonisation de l'électricité est un objectif national, mais son coût et sa faisabilité varient d'une province à l'autre. Les régions riches en hydroélectricité décarboniseront leur électricité relativement facilement, tandis que celles qui dépendent des combustibles fossiles auront des difficultés à le faire, à moins d'avoir accès à des énergies moins polluantes. Une transition équitable nécessite donc une coopération interprovinciale, non pas sous forme de charité, mais de réciprocité.

L'équité revêt également une importance politique. Le soutien public à la politique climatique nationale dépend d'une équité visible. Si une province supporte des coûts plus élevés en raison d'un manque de ressources locales, le ressentiment s'accroît. Un réseau partagé réparti à la fois les opportunités et les responsabilités. C'est là l'essence même du fédéralisme coopératif : non pas l'uniformité, mais l'entraide.

### **La fiabilité en tant qu'actif national**

La fiabilité électrique est souvent considérée comme un indicateur provincial, mesuré à l'aide de l'indice de durée moyenne des interruptions de service touchant le réseau (« SAIDI ») et de l'indice de fréquence moyenne des interruptions de service touchant le réseau SAIDI. Cependant, à grande échelle, il s'agit d'un atout national. La fiabilité de l'électricité est le fondement de toutes les industries modernes, de la fabrication à l'exploitation minière en passant par les services numériques. Lorsque la fiabilité est compromise dans une région, cela affecte les chaînes d'approvisionnement, les prix et la confiance du public à l'échelle nationale. Et alors que nous semblons prêts à étendre notre dépendance de l'électricité au secteur des transports, l'effet de la fiabilité de l'électricité aura un impact encore plus grand sur nous tous.

En ce sens, la fiabilité est au secteur de l'électricité ce que les autoroutes interprovinciales sont au transport : un fondement essentiel de la vie économique. Cependant, alors que le Canada dispose d'un réseau routier national financé par les deux ordres de gouvernement, il n'existe aucun équivalent pour le transport d'électricité. L'infrastructure existe, mais pas la gouvernance.

### **CONCLUSION : INSTAURER LA CONFIANCE DANS LE RÉSEAU**

L'histoire du réseau électrique canadien est, fondamentalement, une histoire de confiance. Les câbles peuvent assurer le transport de l'électricité, mais seules les institutions peuvent assurer la confiance dans le réseau. L'infrastructure physique des interconnexions et des sous-stations est impressionnante, mais sans un cadre de gouvernance partagée, elle reste sous-utilisée, comme un projet national à moitié achevé.

### **Apprendre de la FERC – sans la copier**

Le Canada n'a pas besoin de reproduire le modèle de la FERC, mais il peut s'inspirer de son approche. L'autorité de la FERC ne repose pas sur la centralisation, mais sur la clarté : les États savent ce qu'ils contrôlent (la production et la vente au détail), et le gouvernement fédéral sait ce qu'il contrôle (le transport interétatique et les marchés de gros). Cette clarté crée une prévisibilité qui attire les investissements et facilite la planification.

L'ambiguïté actuelle du Canada – Ottawa a une compétence théorique sur les frontières interprovinciales, mais n'en exerce aucune – crée le pire des deux mondes : un chevauchement des responsabilités sans aucune application. Un modèle de coopération clairement défini, soutenu par la reconnaissance fédérale des frontières interprovinciales, permettrait de mettre de l'ordre dans cette incertitude.

### **De la stratégie à la politique**

Les obstacles à une telle réforme ne sont pas d'ordre technique, mais politique. Les provinces craignent de perdre leur contrôle, et le gouvernement fédéral craint de les provoquer. Cependant, l'histoire démontre que le partage des compétences ne signifie pas nécessairement un contrôle à somme nulle. La Confédération elle-même a été fondée sur l'idée que les infrastructures communes pouvaient coexister

avec l'autonomie locale. Le chemin de fer intercolonial<sup>16</sup> du XIX<sup>e</sup> siècle était un projet fédéral au service des économies provinciales. La Transcanadienne et les pipelines nationaux ont suivi la même logique. Le transport de l'électricité ne devrait pas être différent.

Le calcul politique pourrait également évoluer. Les conditions météorologiques extrêmes, les perturbations de la chaîne d'approvisionnement et le coût croissant de la fiabilité ont fait de la sécurité énergétique une préoccupation publique majeure. Les électeurs se soucient moins de la fierté territoriale que du maintien de l'approvisionnement en électricité. À mesure que l'électricité devient le pilier de l'économie carboneutre, sa gouvernance prendra inévitablement un caractère plus national.

#### **Un modèle de fédéralisme coopératif**

La structure de la FERC démontre que la coordination fédérale ne compromet pas nécessairement l'autonomie régionale. Les États conservent le contrôle sur les choix en matière de production et les marchés de détail, tandis que la FERC fournit un cadre transparent et établi sur des règles pour garantir la fiabilité et le commerce interétatiques. Il en résulte un système qui encourage les investissements, l'utilisation d'énergies renouvelables, et qui gère la congestion au-delà des frontières.

Pour le Canada, ce contraste est instructif. Le modèle américain montre que même dans un pays fédéral où les droits de l'État sont solides, la fiabilité nationale et le libre accès peuvent être obtenus par des lois, une délégation et une reddition de comptes claire. Il ne s'agit pas d'un modèle à reproduire, mais d'un exemple utile.

Ce dont le Canada a besoin, ce n'est pas d'une prise de contrôle fédérale descendante, mais plutôt d'un pacte de fiabilité fédéré — un cadre contraignant fondé sur la coopération, la transparence et la réciprocité. Les provinces conserveraient le contrôle opérationnel, mais s'engageraient à adopter des normes communes et des mécanismes de règlement des différends supervisés par la REC ou un organisme semblable.

Cela pourrait commencer modestement : planification conjointe pour une poignée d'interconnexions clés et ententes coordonnées de partage des réserves. Au fil du temps, cela pourrait évoluer pour donner lieu à un partenariat à l'échelle nationale, ce qui redéfinirait les valeurs canadiennes d'équité et d'équilibre régional.

Les retombées seraient énormes. Un réseau plus interconnecté réduirait les coûts, améliorerait la fiabilité et aiderait à soutenir la politique d'électrification, sans pour autant sacrifier l'autonomie provinciale. Cela permettrait également au Canada de présenter un visage cohérent aux États-Unis en ce qui concerne l'intégration des marchés transfrontaliers, renforçant ainsi à la fois la souveraineté et la compétitivité.

#### **Instaurer la confiance dans le réseau**

Au bout du compte, le défi de la coopération interprovinciale concerne moins les électrons que les institutions. Une fois instaurée, la confiance peut contribuer à faire bouger le pouvoir de façon rapide, fiable et efficace, mais elle exige des règles claires, équitables et applicables. L'avenir énergétique du Canada dépendra de sa capacité à passer de la diplomatie de la poignée de main à un partenariat fondé sur des règles entre les provinces et entre les provinces et Ottawa.

La leçon à tirer du MRE de l'Alberta, de l'évolution de la FERC et du pouvoir dormant de la REC est la même : la coopération n'est pas un acte de charité; c'est un geste de prudence. À mesure que le réseau devient le système nerveux central de notre économie, le Canada doit décider s'il s'agira d'un ensemble de demandes provinciales ou d'une intervention nationale coordonnée.

Certains câbles sont déjà en place et le reste peut être installé. La question est maintenant de savoir si nous avons la volonté de les brancher. ■

---

<sup>16</sup> En tant que chemin de fer canadien historique qui a fonctionné de 1872 à 1918, date à laquelle il a été intégré au réseau ferroviaire national canadien. Comme le chemin de fer était également détenu et contrôlé à 100 % par le gouvernement du Canada, l'Intercolonial a également été l'une des premières sociétés d'État du Canada.

# MODÈLES DE MARCHÉ SIMPLIFIÉS OU INTÉGRÉS : UN EXAMEN DE L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ALBERTA

*David P. Brown\**

---

## 1. INTRODUCTION

Comme bon nombre d'autres territoires de compétence dans le monde, l'Alberta a vu son réseau électrique subir d'importants changements à mesure qu'a évolué son bouquet énergétique (c'est-à-dire les différentes sources d'énergies utilisées par la province). Entre 2015 et 2024, la province a connu un déclin rapide de la production d'électricité à partir du charbon, qui est passée de 50 % de la production totale à seulement 2 %, tandis que la production d'énergie renouvelable sous forme éolienne et solaire a plus que triplé, représentant désormais 17 % du marché. Le reste du marché est largement assuré par la production d'électricité à partir du gaz naturel, qui représentait 78 % de la production en 2024<sup>1</sup>. Or, ces changements

exercent de nouvelles pressions sur le modèle de marché de l'électricité de l'Alberta, dont les éléments fondamentaux sont demeurés relativement inchangés depuis sa création en 2001.

Le présent article porte sur plusieurs éléments clés des réformes en cours du marché de l'Alberta, appelées Marché restructuré de l'énergie (« MRE ») de l'Alberta. Le MRE a été lancé début 2024, lorsque l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), l'organisme chargé de la planification et de l'exploitation du réseau électrique de l'Alberta, a présenté un rapport contenant des recommandations pour la réforme du marché<sup>2</sup>. Après consultation des intervenants, la proposition finale relative au MRE a été publiée en août 2025, donnant

---

\* David Brown est professeur d'économie à l'Université de l'Alberta et est titulaire de la Chaire de recherche du Canada en économie et politique énergétiques. Il est également professeur affilié au Programme sur l'énergie et le développement durable de l'Université Stanford et président (depuis 2020) de la Canadian Association for Energy Economists. Il possède une expertise qui se situe à la croisée de l'économie de l'énergie, de l'organisation industrielle et des politiques réglementaires.

David Brown est sous-traitant pour FTI Consulting dans le cadre du projet en cours de l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») au sujet de la refonte des tarifs d'exploitant indépendant du réseau (« ISO »). Les points de vue et opinions exprimés dans le présent article sont les siens et ne reflètent pas nécessairement ceux de FTI Consulting ou de ses clients. M. Brown n'a pas eu accès à de l'information confidentielle ou non publiée concernant les sujets abordés dans le présent article et s'est exclusivement appuyé sur des renseignements accessibles au public.

<sup>1</sup> Alberta Utilities Commission, « Annual Electricity Data », en ligne : <auc.ab.ca/annual-electricity-data>.

<sup>2</sup> Alberta Electric System Operator, « Alberta's Restructured Energy Market: AESO Recommendation to the Minister of Affordability and Utilities » (31 janvier 2024), en ligne (pdf) : <aesoengage.aeso.ca/37884/widgets/156642/documents/125532>.

une image plus claire de l'orientation future du modèle de marché de l'Alberta<sup>3</sup>. Tout au long de ce processus, les réformes du MRE ont été considérablement revues par rapport aux recommandations initiales. Le MRE proposé comprend un certain nombre de réformes importantes, tout en conservant toutefois plusieurs caractéristiques uniques du modèle relativement simpliste du marché albertain. Bien que l'on puisse affirmer que le marché de cette province a bien fonctionné dans le passé et que sa simplicité représente un atout et non un inconvénient, l'évolution de l'éventail des technologies et la croissance prévue de la demande exercent maintenant des pressions distinctes sur le contexte actuel.

Les difficultés auxquelles est confronté le marché de l'électricité de l'Alberta ne sont pas uniques. De nombreux territoires de compétence dans le monde ont adopté des éléments de marché sophistiqués pour faire face aux défis à court et à long terme découlant de la transition énergétique vers une production accrue d'énergies renouvelables. Le présent article s'appuie sur l'expérience considérable et les données empiriques de différentes régions du monde entier en vue de mettre en évidence plusieurs compromis clés proposés dans la dernière proposition de modèle du MRE de l'Alberta.

## 2. LE MODÈLE DE MARCHÉ DE L'ALBERTA ET SES DÉFIS CROISSANTS

Le secteur de l'électricité de l'Alberta s'appuie sur des mécanismes établis depuis la refonte de son marché de l'électricité en 2001, qui était auparavant caractérisé par des monopoles régionaux verticalement intégrés. Bien qu'il s'agisse de l'une des deux seules provinces canadiennes à avoir remanié son marché de l'électricité, l'autre étant l'Ontario, de nombreuses régions du monde ont restructuré le leur en mettant en place divers cadres institutionnels et éléments de conception.

De façon générale, le marché de gros de l'énergie actuel de l'Alberta repose sur un marché horaire unique où les producteurs soumettent des offres pour fournir de l'électricité. L'AESO recueille ces offres, les classe par ordre croissant de coût jusqu'à ce que l'offre permette de répondre à la demande. L'offre retenue détermine le prix horaire (uniforme) d'équilibre du marché qui s'applique à l'ensemble de la province. Les offres doivent se situer entre 0 \$/MWh et 999,99 \$/MWh, avec un plafond de 1 000 \$/MWh qui peut être atteint en cas de pénurie.

Le marché de l'Alberta est ce que l'on appelle souvent un marché « énergétique unique » (*energy-only market*). Dans ce contexte, les producteurs d'électricité de l'Alberta dépendent uniquement des revenus provenant des marchés de gros de l'énergie (et des services auxiliaires) pour couvrir leurs coûts fixes élevés liés à l'investissement dans la capacité de production<sup>4</sup>. Dans le cadre de cette conception de marché, l'Alberta a adopté une approche particulière en autorisant les entreprises à exercer un pouvoir de marché unilatéral sous la forme de la rétention économique de l'offre (*economic withholding*). Autrement dit, au-delà du prix plancher et du prix plafond, les entreprises ne sont généralement pas limitées dans les offres qu'elles soumettent sur le marché de gros de l'énergie, ce qui permet des offres supérieures au coût marginal à court terme. L'idée sous-jacente est que, dans la mesure où il existe un pouvoir de marché à court terme, celui-ci sera tempéré par l'entrée de nouvelles capacités de production à long terme<sup>5</sup>.

L'électricité est acheminée par un réseau de transport soumis à des contraintes physiques et régi par les lois de la physique qui déterminent la manière dont l'électricité circule dans le réseau. Toutefois, la nature physique du réseau n'est pas directement prise en compte dans le marché de gros qui fixe un prix uniforme pour toute la province de l'Alberta. Historiquement, la congestion du réseau de transport d'électricité a été minimale en Alberta, en grande partie grâce à une politique gouvernementale dite

---

<sup>3</sup> Alberta Electric System Operator, « Restructured Energy Market: Final Design » (août 2025), en ligne (pdf) : <aeso.ca/assets/REM/Restructured-Energy-Market-Final-Design.pdf>.

<sup>4</sup> Les services auxiliaires sont des marchés complémentaires qui garantissent l'équilibre entre l'offre et la demande à tout moment. Bien que ces marchés soient essentiels et fassent partie des réformes clés du MRE, ils ne font pas l'objet du présent article.

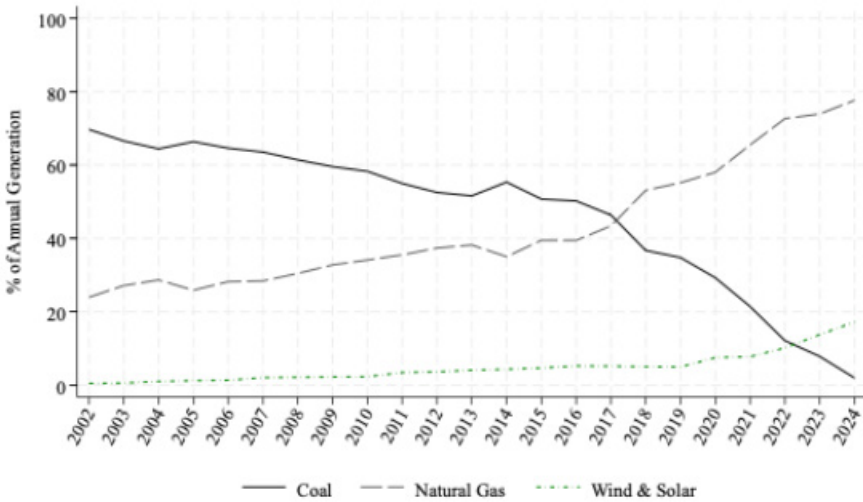
<sup>5</sup> Pour une analyse plus détaillée de ce point et des éléments plus généraux au sujet du modèle de marché, voir : Derek E. H. Olmstead et Matt J. Ayres, « Notes from a Small Market: The Energy-Only Market in Alberta » (2014) 27:4 *Electricity J* 102; Voir aussi : David P. Brown et al., « Electricity Market Design with Increasing Renewable Generation: Lessons from Alberta » (2025) *Electricity J* 107484 [*Lessons from Alberta*].

« sans congestion », qui exige la mise en place d'infrastructures pour garantir l'absence de congestion à long terme<sup>6</sup>.

La figure 1 illustre l'évolution du bouquet énergétique de l'Alberta depuis la refonte du marché en 2002 jusqu'en 2024. L'alimentation du marché est passée, en grande partie, de la domination du charbon au gaz naturel. Bien qu'elles ne représentent qu'une part relativement faible du marché annuel, les

énergies éolienne et solaire ont fourni 17 % de la production totale en 2024, ce qui représente une forte augmentation au cours de la dernière décennie. Or, ce chiffre global masque d'importantes fluctuations horaires attribuables à la forte production éolienne et solaire, qui se traduisent par une fréquence accrue des excédents d'approvisionnement, ainsi que par des fluctuations plus importantes de la demande nette à satisfaire par la production non renouvelable<sup>7</sup>.

**Figure 1. Production annuelle (% du total) par technologie de production<sup>8</sup>**



<sup>6</sup> Pour une analyse détaillée de l'histoire de la politique de transport d'électricité en Alberta, voir : Gouvernement de l'Alberta, « Transmission Policy Review: Delivering the electricity of Tomorrow » (23 octobre 2023), en ligne (pdf) : ministère de l'Abordabilité et des Services publics <ablawg.ca/wp-content/uploads/2023/11/Transmission-Policy-Green-Paper-2023.pdf>.

<sup>7</sup> En 2024, le prix d'équilibre du marché était de 0,00 \$/MWh, en partie grâce à la production élevée d'énergie renouvelable pendant 532 heures, battant le record précédent établi en 2023 de 83 heures. Voir Alberta Market Surveillance Administrator (organisme de surveillance du marché de l'Alberta), « Quarterly Report for Q4 2024 » (février 2025) à la p 13, en ligne (pdf) : Service Alberta <albertamsa.ca/assets/Documents/Quarterly-Report-for-Q4-2024.pdf>.

<sup>8</sup> Figure produite à partir de la Figure 1 dans *Lessons from Alberta*, supra note 5.

L'évolution du marché a soulevé plusieurs questions urgentes concernant le fonctionnement à court terme du réseau. Tout d'abord, bien que la province dispose actuellement de suffisamment de centrales alimentées au gaz naturel pour répondre à la demande, celles-ci doivent être mises en service et prêtes à produire. Une partie des producteurs utilisant le gaz naturel encourrent des coûts de démarrage élevés en plus des coûts variables liés à la fourniture de la production, dont la mise en service peut nécessiter plusieurs heures, voire une journée entière. Pour ces centrales, appelées actifs à long délai de mise en service (« LDMS »), il n'est généralement pas rentable de les faire fonctionner en permanence, ce qui oblige leur exploitant à prendre la décision économique de les mettre en service ou non dans un contexte d'incertitude considérable. Ce mécanisme d'auto-engagement a suscité des inquiétudes croissantes quant à la fiabilité à court terme en raison de la mise hors service des centrales à LDMS dans des conditions de marché tendues, un problème signalé par le Market Surveillance Administrator (« MSA » – l'organisme de surveillance du marché) de l'Alberta<sup>9</sup>.

Deuxièmement, la croissance des énergies renouvelables concentrées géographiquement a exercé une pression croissante sur l'infrastructure de transport de l'électricité, entraînant une congestion accrue<sup>10</sup>. Le marché de gros de l'énergie de l'Alberta applique un prix unique en temps réel qui ne tient pas compte de la congestion. La congestion est gérée par un processus secondaire de réaffectation qui ajuste l'offre des centrales afin de résoudre les contraintes de transport d'électricité et les compense hors marché. Ces mécanismes de réaffectation ont été fortement critiqués dans la littérature en raison de la capacité des entreprises à exercer leur pouvoir de marché et à fausser les résultats du marché de gros<sup>11</sup>.

L'AESO, le planificateur du réseau de l'Alberta, est tenu de veiller à ce que le réseau de transport d'électricité soit, à long terme, exempt de congestion. Sans changement de politique, cela nécessiterait un accroissement supplémentaire de ce réseau de transport afin d'atténuer les contraintes. Les coûts de transport d'électricité sont répercutés sur les consommateurs et ont augmenté rapidement au cours de la dernière décennie. Cela a donné lieu à un débat considérable sur la nécessité d'ajuster la politique actuelle de planification de transport d'électricité dans la province<sup>12</sup>.

Enfin, comme indiqué ci-dessus, l'Alberta se distingue par son approche explicite au sujet de l'exercice d'un pouvoir de marché unilatéral au moyen de la rétention économique de l'offre et son lien avec l'adéquation à long terme des ressources. Depuis 2021, on observe une augmentation de la concentration du marché et une augmentation documentée de l'exercice d'un pouvoir de marché unilatéral<sup>13</sup>. Des données récentes provenant du MSA indiquent que les retenues économiques ont diminué à mesure que la capacité de production a augmenté sur le marché<sup>14</sup>. Cependant, la récente augmentation des coûts de gros de l'énergie a relancé le débat sur la nécessité de mettre en place des règlements supplémentaires pour limiter l'exercice du pouvoir de marché. Ce débat persistant s'inscrit dans le cadre plus large de la question de l'adéquation des ressources à long terme, qui consiste à évaluer si les marchés de gros et les marchés des services auxiliaires génèrent des revenus à court terme suffisants pour couvrir les coûts d'investissement élevés liés à la production d'électricité.

Avant d'aborder le projet de MRE et les réformes provisoires mises en place au cours des deux dernières années, la section suivante résume une approche clé adoptée dans d'autres territoires de compétence pour relever les défis auxquels l'Alberta est confrontée.

---

<sup>9</sup> Voir Alberta Market Surveillance Administrator, « Quarterly Report for Q2 2024 » (août 2023) à la p 34, en ligne (pdf) : Service Alberta <albertamsa.ca/assets/Documents/Quarterly-Report-for-Q2-2023.pdf>.

<sup>10</sup> Pour une analyse détaillée, voir : Alberta Market Surveillance Administrator, « Quarterly Report for Q1 2024 » (mai 2024) à la p 34, en ligne (pdf) : Service Alberta <albertamsa.ca/assets/Documents/Quarterly-Report-for-Q2-2023.pdf>.

<sup>11</sup> Pour une analyse détaillée de cette question, voir Christoph Graf et al, « Simplified Electricity Market Models with Significant Intermittent Renewable Capacity: Evidence from Italy » (2020) National Bureau of Economic Research, document de travail no 27262, en ligne (pdf) : <nber.org/system/files/working\_papers/w27262/w27262.pdf>.

<sup>12</sup> *Supra* note 6.

<sup>13</sup> David P. Brown et al, « Evaluating the Impact of Divestitures on Competition: Evidence from Alberta's Wholesale Electricity Market » (2023) 89 *Int'l J of Industrial Organization*.

<sup>14</sup> Voir Alberta Market Surveillance Administrator, « Wholesale Market Report: Q1 2025 » (mai 2025) à la p 24, en ligne (pdf) : MSA <albertamsa.ca/assets/Documents/Wholesale-Market-Report-Q1-2025.pdf>.

### 3. MODÈLES DE MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ INTÉGRÉS

Le remaniement du marché dans d'autres territoires de compétence a été fondé sur des modèles de marché sophistiqués pour relever les principaux défis soulignés ci-dessus. La présente section portera sur les modèles de marché dits *intégrés*, largement déployés aux États-Unis. Ce cadre de marché a évolué pour tenir compte des caractéristiques physiques de l'infrastructure de transport d'électricité et des contraintes unitaires à travers une séquence de marchés.

À l'instar de l'Alberta, ces territoires de compétence ont commencé par mettre en place des modèles de marché simplifiés qui visaient principalement à équilibrer l'offre et la demande globales à l'aide d'un prix unique à l'échelle du marché, en résolvant les contraintes du réseau à l'aide de processus secondaires (tels que le mécanisme de réaffectation de l'Alberta) afin d'en garantir la faisabilité. Cependant, il y a plus de 20 ans, ces marchés se sont éloignés de ce modèle en vue de relever plusieurs des défis qui créent actuellement des frictions dans le réseau électrique de l'Alberta. Bien que ces marchés présentent une multitude de détails techniques et réglementaires qui varient selon les territoires de compétence, le présent article vise à mettre en évidence deux éléments communs fondamentaux des marchés intégrés : (i) le règlement multi-marchés avec un marché du prochain jour (« MPJ ») et un marché en temps réel (« MTR ») physique; (ii) la tarification marginale locale (c'est-à-dire la tarification nodale)<sup>15</sup>.

À compter d'une journée avant la livraison en temps réel, il existe un MPJ financier où les entreprises soumettent des offres qui représentent leur volonté de fournir de l'électricité à différents points (c'est-à-dire des nœuds) du réseau<sup>16</sup>. Ce processus d'appel d'offres permet également aux producteurs d'électricité de soumettre des « soumissions complexes » qui incluent leurs coûts de démarrage. L'exploitant du réseau (l'équivalent de l'AESO) examine ces offres et sélectionne les

centrales qui permettent de minimiser les coûts proposés afin de répondre à la demande propre à chaque endroit, tout en tenant compte des contraintes physiques du réseau de transport d'électricité et des capacités de chaque unité. Il en résulte un programme qui, s'il n'y avait aucun changement entre le jour précédent et le temps réel, permettrait de fournir physiquement de l'énergie aux bons endroits afin d'équilibrer l'offre et la demande.

Cependant, en réalité, les conditions du marché changent après le MPJ (p. ex. en raison de changements dans la production d'énergie renouvelable, la demande du marché, la disponibilité des centrales de gaz naturel, etc.). Pour gérer ces écarts, l'exploitant du réseau utilise un MTR où les producteurs peuvent soumettre des offres qui représentent des ajustements par rapport à leur programme de MPJ. Le MTR est également compensé afin de tenir compte des caractéristiques physiques du réseau ainsi que des capacités et contraintes des centrales grâce à un processus appelé mécanisme de régulation économique à contraintes de sécurité (« MRECS »). Contrairement au MPJ, la compensation du MTR s'accompagne d'un engagement physique avec des instructions de répartition qui, si elles ne sont pas respectées, exposent les entreprises à des pénalités coûteuses.

Le MPJ permet d'établir un calendrier qui représente un engagement financier à fournir un certain niveau de production à un endroit précis du réseau. Bien que le MPJ ne s'accompagne pas d'un engagement physique, il comporte un incitatif financier à respecter le calendrier du MPJ. Si une entreprise ne respecte pas son calendrier de MPJ, elle doit racheter cette quantité dans le MTR. Cela expose l'entreprise à un risque financier qui peut être considérable si les conditions du MTR sont strictes (ce qui peut entraîner un prix de MTR très élevé). En raison de ces forts incitatifs financiers et du fait que le calendrier du MPJ est réalisable de par sa conception, la plupart des offres du MPJ aboutissent à une livraison physique<sup>17</sup>.

---

<sup>15</sup> Pour une comparaison détaillée des modèles de marché simplifié et intégré, voir Christoph Graf, « Simplified Short-Term Electricity Market Designs: Evidence from Europe » (2025) *Electricity J.*

<sup>16</sup> Ces marchés permettent également les enchères liées à la demande basées sur la localisation. Toutefois, par souci de concision, nous ne tiendrons pas compte de la demande dans cet article.

<sup>17</sup> Udi Helman et al., « Chapter 5: The Design of US Wholesale Energy and Ancillary Service Auction Markets: Theory and Practice », *Competitive Electricity Markets* (2007) à la p 180.

En tenant compte des contraintes physiques du réseau, les processus d'équilibre du MPJ et du MTR aboutissent à des prix propres à chaque nœud du réseau. Ces prix reflètent le coût d'offre pour fournir un MWh d'énergie supplémentaire à un endroit précis du réseau. Cette conception est appelée tarification nodale ou tarification au coût marginal en fonction de l'endroit (« TCME »). En l'absence de congestion du réseau de transport d'électricité, le coût de la demande à un nœud donné est le même pour tous les nœuds. Il reflète simplement le coût de la fourniture d'un MWh supplémentaire à partir de la courbe d'offre au niveau du marché. Cependant, en cas de congestion, les prix peuvent diverger entre les nœuds du réseau, reflétant ainsi le coût lié à la congestion. Dans ces modèles, les producteurs sont souvent confrontés au prix local du nœud, tandis que les utilisateurs finaux sont confrontés à un prix moyen pondéré régional (zonal). Il est important de souligner que ce modèle de marché traite la congestion dans le cadre du processus d'enchères de gros et de répartition du marché. Par conséquent, il ne nécessite pas de mécanisme secondaire traitant la congestion à l'aide de processus de réaffectation qui, comme indiqué ci-dessus, ont démontré qu'ils créaient des distorsions et des inefficacités sur le marché.

De plus, la présence du MPJ devrait faciliter une planification préalable et une mise en service plus efficaces des centrales à LDMS. Les centrales qui passent par le MPJ obtiennent des prix garantis à l'avance et, dans le cas de celles à LDMS en Alberta, elles ne sont pas confrontées au même défi qui consiste à mettre la centrale en service en espérant pouvoir couvrir leurs coûts de démarrage dans le MTR<sup>18</sup>. Le fait de faciliter les possibilités de couvrir les coûts dans le MPJ avant le MTR, plus volatil, constitue un avantage plus large des modèles de marché à règlements multiples qui ne se limite aux centrales à LDMS.

De plus en plus d'études démontrent les avantages des modèles de marché multi-règlements intégrés avec une TCME. Des études concluent que la transition d'un modèle de marché simplifié vers un modèle intégré entraîne des améliorations économiques considérables en termes d'efficacité opérationnelle à court terme<sup>19</sup>. Selon des études récentes, les défis se multiplient dans le contexte des modèles de marché simplifiés et de l'augmentation de la production d'énergie renouvelable, ce qui laisse à penser que les avantages des modèles de marché intégrés pourraient être en hausse<sup>20</sup>.

Toutefois, il serait négligent de notre part de ne pas mentionner les défis que posent les modèles de marché intégrés. Tout d'abord, ceux-ci sont complexes, impliquent une multitude de règlements et de règles, et nécessitent des mises à niveau coûteuses des logiciels utilisés pour compenser les marchés de gros de l'électricité. La littérature fait mention d'autres défis plus techniques que nous aborderons brièvement, notamment la lenteur des réponses aux conditions changeantes du marché et la réduction et la difficulté à couvrir les coûts face à des prix différentiels au niveau d'un nœud du réseau<sup>21</sup>. Cependant, dans l'ensemble, la littérature donne à penser que les modèles de marché intégrés conduisent à des résultats de marché plus efficaces à court terme et contribuent à atténuer les défis liés à l'intégration d'une production d'énergie renouvelable souvent concentrée géographiquement.

#### **4. RÉFORMES PROVISOIRES DE L'ALBERTA ET MODÈLE DE MRE PROPOSÉ**

Maintenant que nous comprenons mieux l'évolution du marché de l'Alberta, les défis auxquels il est confronté et les approches utilisées dans d'autres territoires de compétence pour atténuer ces problèmes, nous pouvons

---

<sup>18</sup> En plus de garantir un prix à l'avance, les unités LDMS qui soumettent des offres complexes et passent le MPJ bénéficient d'une « garantie de suffisance des revenus » : si leurs revenus ne suffisent pas à couvrir leurs coûts de démarrage, elles reçoivent des paiements supplémentaires (appelés « relèvements ») pour atteindre le seuil de rentabilité.

<sup>19</sup> Voir Frank A. Wolak, « Measuring the Benefits of Greater Spatial Granularity in Short-Term Pricing in Wholesale Electricity Markets » (2011) *Am Econ Rev*; voir aussi Jay Zarnikau et al., « Did the introduction of a nodal market structure impact wholesale electricity prices in the Texas (ERCOT) Market? » (2014) *J of Regulatory Econ*; voir aussi Ryan C. Triolo & Frank A. Wolak, « Quantifying the Benefits of a Nodal Market Design in the Texas Electricity Market » (2022) 112:1 *Energy Econ*.

<sup>20</sup> À titre d'exemple, voir *supra* note 11.

<sup>21</sup> Ahlqvist Victor et al., « A Survey Comparing Centralized and Decentralized Electricity Markets » (2022) *Energy Strategy Rev*.

nous pencher sur les réformes du marché en cours et proposées en Alberta.

En mars 2024, le gouvernement de l'Alberta a instauré le *Supply Cushion Regulation* (règlement sur la réserve d'approvisionnement) afin de répondre aux préoccupations selon lesquelles les centrales à LDMS soulevaient des questions de fiabilité à court terme en ne se mettant pas en marche dans des conditions d'approvisionnement restreintes<sup>22</sup>. L'approche décrite dans ce règlement consistait en un mécanisme non commercial qui activait les centrales à LDMS au moyen d'une approche administrative déclenchée lorsque les conditions du marché étaient jugées suffisamment tendues. Cette mesure a été présentée comme une mesure provisoire visant à répondre aux préoccupations en matière de fiabilité jusqu'à ce qu'un processus de réforme plus large du marché soit mis en œuvre<sup>23</sup>.

En janvier 2024, l'AESO a publié ses premières recommandations concernant des réformes plus larges du marché<sup>24</sup>. Les réformes recommandées ont été reprises dans une lettre d'orientation du ministre de l'Accessibilité financière et des Services publics du gouvernement de l'Alberta en juillet 2024<sup>25</sup>. Les réformes de haut niveau initialement proposées consistaient en une refonte assez globale du marché, avec une proposition visant à adopter bon nombre des caractéristiques d'un marché intégré à règlements multiples décrit ci-dessus. Les éléments clés explicitement mentionnés étaient les suivants : (i) le développement d'un marché à règlements multiples avec un MPJ suivi d'un MTR, (ii) une approche d'équilibre du marché qui utilise les offres du MTR pour minimiser le coût de la satisfaction de la demande, tout

en tenant compte des réalités physiques du réseau et des contraintes unitaires (le MRECS mentionné ci-dessus), et (iii) une décision politique visant à s'éloigner de la politique actuelle « sans congestion ». Ces réformes représentaient un changement radical par rapport au modèle de marché simplifié existant.

La proposition de réforme initiale a été suivie d'un processus d'un an faisant appel aux parties prenantes. En août 2025, l'AESO a publié sa proposition finale pour le MRE<sup>26</sup>. Celle-ci a officialisé la transition vers la TCME avec une optimisation établie sur le MRECS des coûts tels qu'offerts dans le MTR, qui est un élément central des modèles de marché intégrés. Ce modèle de marché prendra de plus en plus d'importance, car l'Alberta devrait continuer à connaître des congestions de transport d'électricité à long terme en raison de l'abandon de la politique « sans congestion ». Le passage à une gestion de la congestion basée sur le marché grâce à l'adoption de la TCME permettra d'éviter les écueils et les inefficacités des mécanismes de redistribution secondaires décrits ci-dessus.

Cependant, on remarque un changement important par rapport à la proposition initiale : l'Alberta ne passera pas à un modèle de marché à règlements multiples, c'est-à-dire qu'il n'y aura pas de marché de l'énergie du prochain jour financièrement contraignant<sup>27</sup>. Le MRE proposé s'en tient plutôt à un processus similaire à l'approche provisoire décrite dans le règlement sur la réserve d'approvisionnement. Ce processus, désormais appelé mobilisation de ressources de production supplémentaires (« MRPS »), maintient l'approche administrative consistant à mettre en service

---

<sup>22</sup> Voir *Supply Cushion Regulation*, Alta Reg 42/2024.

<sup>23</sup> Pour une analyse détaillée des réformes provisoires du marché menant à la proposition de MRE, voir Alberta Market Surveillance Administrator, « Advice to support more effective competition in the electricity market: Interim action and an Enhanced Energy Market for Alberta » (décembre 2023), en ligne (pdf) : [MSA <albertamsa.ca/assets/Documents/MSA-Advice-to-Minister.pdf>](https://msa.albertamsa.ca/assets/Documents/MSA-Advice-to-Minister.pdf).

<sup>24</sup> Alberta Electric System Operator, « Alberta's Restructured Energy Market: AESO Recommendations to the Minister of Affordability and Utilities » (janvier 2025), en ligne (pdf) : [aesoengage.aeso.ca/37884/widgets/156642/documents/125518](https://aesoengage.aeso.ca/37884/widgets/156642/documents/125518).

<sup>25</sup> Voir la lettre de Nathan Neudrof, ministre de l'Abordabilité et des Services publics de l'Alberta, à Mike Law, président et directeur général de l'Alberta Electric System Operator, (3 juillet 2024), en ligne (pdf) : [aeso.ca/assets/direction-letters/Direction-Ltr-from-Minister\\_REM\\_Tariff\\_Tx-Policy\\_03July2024.pdf](https://aeso.ca/assets/direction-letters/Direction-Ltr-from-Minister_REM_Tariff_Tx-Policy_03July2024.pdf).

<sup>26</sup> Alberta Electric System Operator, « Alberta's Restructured Energy Market: Final Design » (août 2025), en ligne (pdf) : [aeso.ca/assets/REM/Restructured-Energy-Market-Final-Design.pdf](https://aeso.ca/assets/REM/Restructured-Energy-Market-Final-Design.pdf).

<sup>27</sup> *Ibid* à la p 6, l'AESO fait référence à un marché du prochain jour de fiabilité. Il s'agit du même marché que le marché du prochain jour de l'énergie, qui est financièrement contraignant. Bien que le libellé soit similaire, cela reflète les marchés du prochain jour des services auxiliaires qui sont essentiels au maintien de la fiabilité à court terme.

les centrales à LDMS lorsque les conditions du marché sont prévues comme étant suffisamment tendues, avec des garanties de couvrir les coûts.

La décision de ne pas mettre en place un marché de l'énergie du prochain jour réduit la complexité du modèle de marché, ce qui constitue un compromis important à reconnaître. Cependant, elle diffère de la trajectoire suivie par presque tous les autres marchés de l'électricité restructurés dans le monde pour gérer les défis croissants liés à l'intégration de la production d'énergie renouvelable. Par exemple, la conception d'un MPJ-MTR à règlements multiples avec une TCME a récemment été achevée en Ontario dans le cadre du renouvellement de son marché. La mise en œuvre d'un MPJ financièrement contraignant a été considérée comme une amélioration majeure dans le modèle de marché ontarien<sup>28</sup>.

La dernière proposition concernant le MRE oriente l'Alberta vers un modèle de marché qui se rapproche davantage de celui utilisé depuis plus de 20 ans à Singapour et en Nouvelle-Zélande<sup>29</sup>. Ces modèles de marché comportent des systèmes de règlement unique avec des MTR et une TCME. Des travaux récents menés dans le contexte néo-zélandais ont mis en évidence les défis liés à la fiabilité de ce modèle de marché dans un contexte d'augmentation de la production d'énergie renouvelable<sup>30</sup>. Ce modèle de marché constitue une amélioration par rapport au modèle simplifié historique de l'Alberta, mais il ne permet pas de bénéficier de plusieurs des avantages clés offerts par les MPJ, notamment un mécanisme basé sur le marché pour faciliter les décisions efficaces de « mise en service » de centrales à LDMS et un moyen pour les producteurs et les consommateurs de se

protéger contre le risque de prix avant le MTR, généralement plus volatil.

En résumé, le modèle de MRE proposé comprend plusieurs réformes importantes du marché, notamment la transition vers la TCME, une optimisation plus sophistiquée du MTR afin de tenir compte des réalités physiques du réseau et des technologies de production, ainsi que des améliorations supplémentaires des marchés des services auxiliaires qui dépassent le cadre du présent article. Cependant, la décision de ne pas adopter un MPJ s'accompagne d'un compromis entre la volonté de réduire la complexité du modèle de marché et les avantages bien documentés des modèles de MPJ-MTR à règlements multiples.

## 5. ADÉQUATION DES RESSOURCES À LONG TERME

Une grande partie des questions abordées dans le présent article ont porté sur le fonctionnement à court terme du marché. Cependant, une tension persistante en Alberta, et plus largement dans tout modèle de marché restructuré, consiste à concevoir un marché qui favorise des investissements suffisants dans la capacité de production afin de garantir un approvisionnement permettant de répondre à la demande à (presque) tout moment. C'est ce que l'on appelle souvent la promotion de l'adéquation des ressources à long terme. Il est important de souligner brièvement comment le MRE proposé interagit avec ces objectifs à long terme<sup>31</sup>.

Dans presque tous les territoires de compétence où les marchés de l'énergie ont été restructurés, des limites sont imposées aux niveaux des prix de gros. En Alberta, le plafond des prix de gros est fixé à 1 000 \$/MWh. L'existence de ces plafonds de prix de gros a donné lieu à un débat

---

<sup>28</sup> Independent Electric System Operator, « Day-Ahead Market High-Level Design: Executive Summary » (août 2019).

<sup>29</sup> Pour une analyse détaillée de Singapour et de la Nouvelle-Zélande, voir Frank A. Wolak, « An Assessment of the Performance of the New Zealand Wholesale Electricity Market » (2009) Stanford University Research Working Paper No 94305-6072, en ligne (pdf) : <fawolak.org/pdf/new\_zealand\_report\_redacted.pdf>; voir aussi Frank A. Wolak, « The Benefits of Purely Financial Participants for Wholesale and Retail Market Performance: Lessons for Long-Term Resource Adequacy Mechanism Design » (2019) 35:2 Oxford Rev of Econ Pol'y 260, en ligne (pdf) : <fawolak.org/pdf/oxford\_economic\_policy\_pub\_wolak.pdf>.

<sup>30</sup> Shaun McRae, « Rethinking Wholesale Market Design for New Zealand's Clean Energy Transition » (2025) Electricity J, en ligne (pdf) : <sdmcrac.com/files/rethinking-market-design.pdf>.

<sup>31</sup> Pour une analyse plus détaillée sur la question de l'adéquation des ressources et le modèle de marché de l'Alberta, voir : *Lessons from Alberta*, *supra* note 5.

de longue date sur la question de savoir si les investissements dans les capacités de production seront suffisants sur les marchés restructurés<sup>32</sup>.

Comme nous l'avons vu à la section 2, le cadre réglementaire de l'Alberta adopte une position unique selon laquelle le pouvoir de marché unilatéral fait partie intégrante du modèle de marché. Celui-ci permet de compenser les inefficacités à court terme dues au pouvoir de marché par des signaux d'investissement à long terme, c'est-à-dire qu'à long terme, l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché devrait discipliner celui-ci. L'Alberta a connu des périodes d'exercice considérable du pouvoir de marché lorsque les conditions du marché étaient tendues, suivies d'investissements dans les capacités et d'une baisse des prix de gros de l'énergie dans la province<sup>33</sup>. Malgré les défis associés à ce cycle d'expansion et de ralentissement, le modèle de marché de l'Alberta a réussi à promouvoir des investissements suffisants en matière de capacité.

En 2024, après plusieurs années de prix de gros élevés et d'un pouvoir de marché important, le gouvernement de l'Alberta a adopté le règlement sur l'atténuation du pouvoir de marché à titre de mesure provisoire jusqu'à la mise en œuvre de réformes plus larges dans le MRE<sup>34</sup>. Le règlement sert de « soupape de sécurité » qui évalue si les entreprises ont généré des revenus excessifs liés à leur pouvoir de marché, au-delà des niveaux jugés nécessaires pour promouvoir les signaux d'investissement à long terme dans les capacités. Une fois qu'il est établi que les producteurs ont généré des revenus suffisants, des limites sont imposées aux offres de centrales de gaz naturel appartenant aux grands producteurs.

Dans le modèle final de MRE proposé par l'AESO, cette approche provisoire de « soupape de sécurité » constituera un élément central du

modèle de marché, avec quelques ajustements dans les détails. De plus, le plafond des prix de gros sera porté à 3 000 \$/MWh, ce qui se rapproche des niveaux observés dans d'autres territoires de compétence, afin de mieux signaler la rareté dans le réseau et d'encourager les investissements. Enfin, un plafond d'offre (représentant un plafond pour les offres des entreprises) de 1 500 \$/MWh sera initialement mis en place, puis porté à 2 000 \$/MWh en 2032. Les prix d'équilibre du marché (mais non les offres) peuvent dépasser le plafond des offres pour atteindre le plafond des prix de gros grâce à un mécanisme administratif de tarification en cas de pénurie qui se déclenche lorsque le marché se tourne vers les marchés des services auxiliaires en raison d'une offre limitée sur le marché de gros. Ces approches administratives de tarification en cas de rareté ont été largement déployées sur les marchés américains afin de renforcer les signaux de prix lors de périodes de rareté<sup>35</sup>.

Cependant, cette approche fondée sur la tarification de la rareté et le pouvoir de marché diffère des approches adoptées dans la majorité des autres territoires de compétence. En particulier, bien que le MRE proposé impose désormais davantage de règlements en matière d'enchères afin de limiter ce qui est considéré comme un pouvoir de marché excessif, il reste nettement moins restrictif que les approches d'atténuation des enchères adoptées dans d'autres territoires de compétence<sup>36</sup>.

Afin d'apaiser les inquiétudes relatives à l'adéquation des ressources, d'autres territoires de compétence (dont la réglementation en matière de pouvoir de marché est plus stricte) ont adopté des mécanismes de paiement de capacité. Il s'agit de marchés distincts qui interviennent généralement plusieurs années avant la livraison effective de l'électricité et qui visent à combler l'écart entre le coût des

---

<sup>32</sup> Frank A. Wolak, « Long-Term Resource Adequacy in Wholesale Electricity Markets with Significant Intermittent Renewables » (2022) 3:1 *Env't and Energy Pol'y and the Econ* 155, en ligne (pdf) : <journals.uchicago.edu/doi/epdf/10.1086/717221>.

<sup>33</sup> *Supra* note 13.

<sup>34</sup> *Market Power Mitigation Regulation*, Alta Reg 43/2024.

<sup>35</sup> Pour une analyse détaillée de ce modèle de marché appelé « Operating Reserve Demand Curve » (« ORDC » – courbe de demande de réserve de fonctionnement) dans le contexte du Texas, voir : William W. Hogan et Susan L. Pope « Priorities for the Evolution of an Energy-Only Market Design in ERCOT » (mai 2017) FTI Consulting, en ligne (pdf) : <hepg.hks.harvard.edu/sites/g/files/omnuum10586/files/hepg/files/hogan\_pope\_ercot\_050917.pdf>.

<sup>36</sup> Christoph Graf et al., « Market Power Mitigation Mechanisms for Wholesale Electricity Markets: Status Quo and Challenges » (2021) Stanford University, document de travail, en ligne (pdf) : <web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/MPM\_Review\_GPQW.pdf>.

investissements en capacité et les revenus attendus des marchés de l'énergie. Cependant, de plus en plus d'études soulignent les problèmes considérables liés aux mécanismes de capacité, notamment leur grande complexité, leurs coûts de fonctionnement, leurs exigences réglementaires élevées et leur incompatibilité avec la croissance des énergies renouvelables<sup>37</sup>. L'Alberta a envisagé d'adopter un marché de capacité en 2016. Toutefois, en 2019, le passage à un marché de capacité a été abandonné<sup>38</sup>.

Les solutions de rechange aux marchés de capacité qui reposent sur des contrats financiers à plus long terme ont gagné en popularité dans les débats politiques actuels<sup>39</sup>. Sans entrer dans les détails, cette approche vise essentiellement à faciliter les opportunités de couverture des risques à long terme qui n'existent pas actuellement, dans le but de réduire les hésitations à entreprendre des investissements importants et coûteux dans les capacités de production dans un environnement très incertain. Cependant, l'utilisation de ces mécanismes plus novateurs n'a pas été proposée dans le MRE.

Les réformes provisoires et la proposition finale du MRE adoptent une approche relativement conservatrice en matière d'adéquation des ressources, avec des éléments supplémentaires de modèle de marché visant à renforcer les signaux de prix du marché de l'énergie et de nouveaux outils réglementaires visant à limiter l'exercice d'un pouvoir de marché excessif. Si le modèle de marché de l'Alberta a réussi à promouvoir l'adéquation des ressources grâce à cette conception, on peut se demander si cette approche continuera à porter ses fruits compte tenu de l'incertitude et de la variabilité croissantes des prix de l'énergie qui accompagnent la croissance de la production d'énergie renouvelable.

## 6. CONCLUSIONS

Confrontée à une transition considérable dans la composition de ses ressources de production, l'Alberta a entrepris des réformes du marché afin de relever les défis croissants et de faire face aux pressions sur les coûts. Les réformes proposées apportent plusieurs changements importants au modèle actuel de marché, en adoptant des caractéristiques clés qui existent dans d'autres marchés plus sophistiqués. Cependant, le MRE proposé reste ancré dans plusieurs éléments clés du modèle de marché qui sont propres à l'Alberta. Si cela permet de préserver la simplicité du modèle de marché de l'électricité de l'Alberta, les éléments plus sophistiqués, mais complexes (tels que l'utilisation du MPJ à règlements multiples), présentent des avantages distincts. L'avenir nous dira si ces décisions entraîneront de nouvelles réformes du marché à l'avenir. ■

---

<sup>37</sup> Pour une analyse plus détaillée des mécanismes de capacité, voir Pär Holmberg et Tangerås Thomas, « A Survey of Capacity Mechanisms: Lessons for the Swedish Electricity Market » (2023) 44:6 Energy J 275; voir aussi *Lessons from Alberta*, *supra* note 5.

<sup>38</sup> Assemblée législative de l'Alberta, projet de loi 18 : Electricity Statutes (Capacity Market Termination), 1<sup>re</sup> session, 30<sup>e</sup> assemblée législative, Alberta, 2019.

<sup>39</sup> *Supra* note 32.

# LA TRANSITION DIFFICILE DE L'ONTARIO VERS UNE NOUVELLE CONCEPTION DU MARCHÉ

*Brady Yauch et Brendan Callery\**

---

## 1. LE RENOUVELLEMENT DU MARCHÉ TOUCHE L'ONTARIO

Le 1<sup>er</sup> mai 2025, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») de l'Ontario a officiellement lancé son marché renouvelé, connu sous le nom de programme de renouvellement du marché (« PRM »). Ce marché renouvelé représente la refonte la plus importante du marché régi par la SIERE (« MRS ») en Ontario depuis sa création en 2002. Bien que ce renouvellement du marché ait entraîné des centaines, voire des milliers, de changements aux systèmes de règlement, aux règles du marché et aux manuels du marché, cette refonte ne repose principalement que sur quelques éléments de conception généraux.

- a. **Coûts marginaux en fonction du lieu (« CML »)** – L'adoption d'une tarification fondée sur le lieu à l'échelle des MRS a remplacé ce qu'on appelait le marché à deux barèmes, qui jouait un rôle important dans l'ancien marché. En adoptant un marché à horaire unique et les CML qui en découlent, les prix reflètent maintenant pleinement la

congestion et les pertes liées au transport d'électricité et reflètent plus fidèlement le coût réel de consommation à différents endroits du réseau.

- b. **Marché journalier financièrement contraignant** – Le marché journalier fournit des barèmes financièrement contraignants aux participants au marché (« PM ») dans l'ensemble des MRS et remplace le processus d'engagement pour le prochain jour ouvrable non contraignant utilisé dans l'ancien marché. La plus grande partie de l'approvisionnement est maintenant négociée dans le marché journalier.
- c. **Enhanced Real-Time Unit Commitment Process (« ERUC »)**, processus amélioré d'engagement d'unités d'énergie en temps réel – La SIERE a mis à jour et peaufiné ses programmes d'engagement pour ce qu'on appelle les *Non-Quick Start generators* (unités de production à démarrage non rapide), qui correspondent principalement à des génératrices au gaz.

---

\* Brady Yauch est directeur des marchés et des affaires réglementaires, à Power Advisory LLC. Dans le cadre de son mandat au sein de ce cabinet, il a fourni des conseils approfondis à divers clients sur les prix du marché de gros et la conception du marché de gros au Canada et aux États-Unis. Avant de rallier les rangs de Power Advisory, il a travaillé à l'Unité d'évaluation du marché (« UEM ») pour appuyer les travaux du Comité de surveillance du marché (« CSM »). Il est titulaire d'une maîtrise en économie de l'Université York et d'une maîtrise en politique culturelle de l'Université d'Édimbourg.

Brendan Callery est directeur principal pour l'Est du Canada, à Power Advisory LLC. Depuis le lancement du programme de renouvellement du marché en Ontario, M. Callery analyse les résultats du marché avec M. Yauch et l'équipe de Power Advisory. Il contribue aux bulletins d'information sur le marché de Power Advisory, présente le matériel dans des webinaires publics et prête conseils aux clients du cabinet. Avant son embauche à Power Advisory en 2022, M. Callery a travaillé à la SIERE et à l'Office de l'électricité de l'Ontario pendant neuf ans, dont trois ans dans des fonctions de soutien au Comité de surveillance du marché de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») au sein de l'Unité d'évaluation du marché de la division de l'évaluation du marché et de la conformité (« MACD »). Il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences appliquées en génie civil de l'Université Queen's.

Les unités de production à démarrage non rapide exigent habituellement que l'algorithme de répartition tienne compte d'un certain nombre de contraintes opérationnelles et physiques. Dans le cadre des changements apportés au processus d'ERUC, les contraintes financières et physiques des différentes unités de production à démarrage non rapide sont censées être optimisées et celles-ci devraient être engagées plus rapidement que ce qu'on a observé avec les programmes d'engagement utilisés dans l'ancien marché.

- d. **Atténuation du pouvoir sur le marché (« APM »)** – Le cadre d'atténuation pour toutes les ressources est passé d'une récupération *ex post* (« après l'événement ») des paiements hors marché à un filtrage *ex ante* (« avant l'événement ») de divers paramètres financiers et physiques.

Les sections suivantes donnent un aperçu de haut niveau des failles connues de l'ancien marché qui ont incité la mise en œuvre du programme de renouvellement de marché. Nous nous pencherons ensuite sur les résultats dans le marché renouvelé au cours des six premiers mois de sa mise en œuvre. La discussion sur l'ancien marché et ses failles demeurera de haut niveau, car la plupart de ces failles ont fait l'objet de discussions (citées en notes en bas de page) approfondies dans plusieurs contextes au cours des deux dernières décennies.

## 2. UNE SYMPHONIE DOUCE-AMÈRE : L'ANCIEN MARCHÉ DISPARAÎT ET ÉLIMINE LES MÉCANISMES DE COMPRESSION DES PRIX

L'ancien marché de l'Ontario présentait un certain nombre de lacunes bien connues. Dans certains cas, ces lacunes auraient dû être

corrigées dans les quelques années qui ont suivi le lancement du marché en 2002. Pour diverses raisons, ces lacunes se sont enchevêtrées dans la conception globale du marché et sont devenues certaines des « caractéristiques » les plus visibles du marché de gros de l'Ontario comparativement à un certain nombre d'autres marchés de gros en Amérique du Nord.

La SIERE et le Comité de surveillance du marché (« CSM ») ont mis en évidence bon nombre des failles de l'ancien marché au cours de ses plus de 20 années d'existence. Le rapport le plus complet sur les lacunes du marché de gros est le rapport de 2016 du CSM intitulé *Congestion Payments in Ontario's Wholesale Electricity Market: An Argument for Market Reform*. La SIERE a également fourni un examen détaillé d'un certain nombre de lacunes du marché de gros en établissant le dossier de preuve dans un appel des règles du marché par un groupe d'exploitants d'unités de production à démarrage non rapide<sup>1</sup>.

La SIERE a également présenté son rapport « Energy Stream Business Case » pour le programme de renouvellement du marché, qui faisait état d'économies de 975 millions de dollars sur dix ans, dont 97,5 millions de dollars en économies annuelles découlant de l'élimination des paiements de CMSC restreints (45 millions de dollars par année) et de l'efficacité du marché (52,5 millions de dollars par année)<sup>2</sup>. La SIERE a résumé les avantages de l'efficacité du marché comme [traduction] « une utilisation plus efficace des interconnexions (en particulier les exportations), un processus amélioré d'engagement d'unités et une concurrence accrue se traduiront par une meilleure utilisation des actifs et une réduction de la consommation de gaz naturel, ce qui permettra d'éviter le coût du carburant »<sup>3</sup>.

Les failles et lacunes les plus notables de l'ancien marché sont abordées ci-dessous.

---

<sup>1</sup> Voir Commission de l'énergie de l'Ontario, *Congestion Payments in Ontario's Wholesale Electricity Market: An Argument for Market Reform*, Comité de surveillance du marché (Commission de l'énergie de l'Ontario, 2016), en ligne (pdf) : <oeb.ca/oeb/\_Documents/MSP/MSP\_CMSC\_Report\_201612.pdf>; Voir aussi Commission de l'énergie de l'Ontario, *Congestion Payments in Ontario's Wholesale Electricity Market: An Argument for Market Reform*, Comité de surveillance du marché (Commission de l'énergie de l'Ontario, 2016), en ligne (pdf) : <oeb.ca/oeb/\_Documents/MSP/MSP\_CMSC\_Report\_201612.pdf>; Voir aussi *IESO Market Rule Description Evidence in Response to Procedural Order No. 2* (2024), EB-2024-0331, en ligne (pdf) : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité <rd. oeb.ca/CMWebDrawer/Record/875538/File/document> [*IESO Market Rule Description Evidence*].

<sup>2</sup> Voir Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Market Renewal Program: Energy Stream Business Case*, BC-165 (Ontario: Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, 2019), en ligne (pdf) : <ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MRP-Energy-Stream-Business-Case-2019.pdf>.

<sup>3</sup> *Ibid.*

- i. Les prix de l'ancien marché ne reflétaient pas les limites physiques du réseau (le système à deux barèmes)

Le système à deux barèmes de l'ancien marché exigeait l'utilisation de deux algorithmes différents pour répartir les unités et établir les prix de gros. Dans l'algorithme de « répartition », les contraintes physiques des différentes unités et du réseau de transport d'électricité ont été prises en compte afin de répartir physiquement les unités et de créer un « barème de répartition ». L'algorithme du « marché » a ensuite établi un « barème du marché » qui ne tenait pas compte des contraintes physiques des participants au marché et du réseau de transport d'électricité pour créer un prix de compensation du marché (« PCM ») uniforme à l'échelle de la province et utilisé pour les règlements. Le barème du marché était « fictif », en ce sens qu'il ne tenait pas compte de la façon dont toutes les unités étaient physiquement réparties dans le barème de « répartition » et, par conséquent, n'était pas fondé sur le coût et la répartition réels du réseau.

Les divergences entre les deux barèmes ont exigé des paiements hors marché connus sous le nom de *Congestion Management Settlement Credits* (« CMSC »), ce qui a entraîné à la fois un certain nombre de problèmes d'« agiotage » et des inefficacités économiques globales, comme l'explique en détail le CSM, durant les deux dernières décennies<sup>4</sup>. Elles ont également masqué la réalité que le coût de la consommation d'électricité différait selon les différentes parties du réseau en raison de contraintes bien connues liées au transport d'électricité, ce qui entraînait à la fois une répartition et une consommation inefficaces.

- ii. L'ancien marché reposait sur des programmes d'engagement inefficaces des unités de production à démarrage non rapide alimentées au gaz

Lorsque le marché de gros a été lancé en 2002, il n'existait pas de programme d'engagement pour les unités de production à démarrage non rapide, car on s'attendait à ce qu'ils dépendent

entièrement des prix de l'énergie au moment de l'engagement pour déterminer la répartition et les revenus d'exploitation. Au fil du temps, la SIERE a élaboré des programmes d'engagement pour le prochain jour ouvrable et en temps réel. Le programme de tarification en fonction du coût réel, appelé Real-Time Generator Cost Guarantee (« RT-GCG »), engageait les unités de production à démarrage non rapide durant la période préalable à la répartition en fonction de leurs coûts énergétiques supplémentaires seulement et ne tenait pas compte d'autres coûts liés au démarrage. Le programme de RT-GCG ne tenait pas non plus compte de l'engagement sur plusieurs heures, même si la plupart des unités de production à démarrage non rapide doivent physiquement demeurer en service pendant de nombreuses heures consécutives. Cela a donné lieu à des engagements qui étaient « inefficaces et désavantageux pour les unités de production à démarrage non rapide à plus faible coût »<sup>5</sup>.

Dans le contexte de l'ancien marché, de nombreux exploitants d'unités de production à démarrage non rapide pouvaient s'engager eux-mêmes dans un programme de RT-GCG qui ne tenait pas compte des conditions à l'échelle du système lorsqu'ils engageaient des ressources à long terme. En fait, les exploitants d'unités de production à démarrage non rapide pouvaient engager leurs unités eux-mêmes lorsque leur production était « économique » – c.-à-d. que leur offre de coût marginal pour l'approvisionnement était inférieure au prix courant – pendant la moitié de la durée de fonctionnement minimale.

Le CSM a présenté des recommandations à la SIERE pour remédier aux inefficacités des programmes de garantie à plusieurs reprises, et elles ont reçu presque autant d'attention que les CMSC au cours des 20 dernières années.

- iii. L'ancien marché ne correspondait pas à un marché journalier financièrement contraignant

---

<sup>4</sup>Voir le rapport de 2016 et plusieurs rapports du CSM parmi de nombreux autres exemples. Les paiements inefficaces de CMSC ont fait l'objet d'une discussion approfondie dans presque tous les rapports du CSM : Commission de l'énergie de l'Ontario, *Monitoring Report on the IESO-Administered Electricity Markets*, Comité de surveillance du marché (Commission de l'énergie de l'Ontario, 2014), en ligne (pdf) : <oeb.ca/oeb/\_Documents/MSP/MSP\_Report\_Nov2012-Apr2013\_20140106.pdf>; Voir aussi Commission de l'énergie de l'Ontario, Ontario Energy Board, *Monitoring Report on the IESO-Administered Electricity Markets*, Comité de surveillance du marché (Commission de l'énergie de l'Ontario, 2011), en ligne (pdf) : <oeb.ca/oeb/\_Documents/MSP/MSP\_Report\_20110310.pdf>.

<sup>5</sup>Voir *IESO Market Rule Description Evidence*, supra note 1, le mémoire soumis par la SIERE dans le cadre de l'appel des règles du marché par un groupe d'exploitants d'unités de production à démarrage non rapide.

Comme dans le cas des programmes d'engagement pour les exploitants d'unités de production à démarrage non rapide, il n'y avait pas de marché journalier dans le MRS lorsqu'il a été lancé en 2002. La SIERE a finalement mis en œuvre ce qu'on a appelé le processus d'engagement pour le prochain jour ouvrable en 2006. Néanmoins, l'engagement pour le prochain jour ouvrable n'était pas financièrement contraignant pour les participants au marché – même si les exploitants d'unités de production à démarrage non rapide pouvaient recevoir une garantie de coûts dans le processus d'engagement pour le prochain jour ouvrable – et, par conséquent, ne se traduisait pas par une participation pleine ou efficace de nombreuses ressources.

La SIERE a conclu que le manque de ressources pour participer pleinement ou efficacement au processus d'engagement pour le prochain jour ouvrable dans l'ancien marché avait réduit « sa capacité à planifier et à engager l'ensemble des ressources le moins coûteux pour répondre à la demande du jour suivant » [traduction]<sup>6</sup>.

- iv. L'ancien marché reposait sur des prix liés à une montée en puissance fictive des unités de production

Dans l'ancien marché, l'algorithme du marché – qui déterminait les prix horaires et à 5 minutes – supposait que la « montée en puissance » des unités de production était trois fois plus rapide que leur capacité physique réelle (c'est-à-dire qu'il présupait que la montée en puissance était trois fois plus rapide que ce que permettait leur rendement réel). Cette hypothèse a été explicitement incluse dans l'algorithme du marché afin de supprimer la volatilité des prix découlant de la montée et de la descente en puissance rapide des unités. La SIERE elle-même a fait remarquer que le triplement du taux entraînait une « stabilité du prix » et qu'il était « plus probable que des ressources plus lentes et moins coûteuses fixent le prix » [traduction]<sup>7</sup>.

- v. L'ancien marché comprenait une réserve de fonctionnement d'urgence (mesures de contrôle) à bas prix

Dans la colonne d'approvisionnement de la réserve de fonctionnement (« RF »), la SIERE a inclus une offre visant à réduire la tension à l'échelle du système de 3 % et de 5 % (ou d'autres mesures d'urgence), ce qui fournirait théoriquement des centaines de mégawatts supplémentaires en réduisant la demande. Cette mesure est ce qu'on appelait la « réserve de fonctionnement à action de contrôle » ou CAOR. La principale préoccupation n'était pas l'action elle-même – qu'on observe dans d'autres marchés de gros – mais plutôt le prix auquel elle a été offerte. La SIERE a ajouté la CAOR à la RF à un prix aussi bas que 30 \$/MW, ce qui signifie que durant de nombreuses heures, elle a soit supprimé les prix de gros, soit créé une incertitude quant au montant réel de la RF disponible. La SIERE a inclus des offres d'approvisionnement permanentes pour RF représentant des réductions de tension de 400 MW pour la RF disponible en 30 minutes à 30 \$/MW, et de 400 MW pour la RF disponible en 10 minutes à 30,10 \$/MW<sup>8</sup>. Un autre 400 MW a été inclus pour représenter le non-respect de l'exigence d'une RF disponible en 30 minutes, avec 200 MW à 75 \$/MW et 200 MW à 100 \$/MW<sup>9</sup>. Cette quantité RF fictive est importante, étant donné que la SIERE prévoit habituellement une RF entre 1 400 MW et 1 600 MW pour chaque heure. Cette situation a fait baisser les prix globaux sur les marchés de la RF et de l'énergie en raison de la co-optimisation.

- vi. L'ancien marché n'a pas correctement valorisé la circulation de l'énergie aux interconnexions

Selon l'analyse de rentabilisation du PRM de la SIERE, dans l'ancien marché, « le prix des importations et des exportations est fondé sur un prix sans restriction qui, parfois, surestime ou sous-évalue l'énergie circulant dans les interconnexions »<sup>10</sup>. La SIERE a souligné que dans l'ancien marché, si le prix marginal en fonction du lieu près de l'interconnexion était

---

<sup>6</sup> *Ibid.*

<sup>7</sup> *Ibid.*

<sup>8</sup> Voir Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Market Manual 7 : System Operations*, Part 7.2, en ligne : <leso.ca/-/media/files/leso/document-library/market-rules-and-manuals-library/market-manuals/system-operations/so-neartermassessreport.pdf>.

<sup>9</sup> *Ibid.*

<sup>10</sup> See *supra* note 2.

différent du prix de compensation du marché (CCM) en raison de la congestion, le « prix à l'interconnexion calculé ne sera pas exact et pourrait entraîner des coûts plus élevés »<sup>11</sup>. Le renouvellement du marché « corrigerait les prix aux interconnexions en tenant compte du prix marginal en fonction du lieu à l'interconnexion en plus du (prix de congestion interne) »<sup>12</sup>. Selon l'analyse effectuée entre 2015 et 2018, la SIERE a conclu que les exportations nettes acheminées au MISO et du New York Independent System Operator étaient respectivement inefficaces à 9 % et 13 %<sup>13</sup>. Cela représenterait 4,60 \$/MWh des coûts engagés pour les exportations nettes acheminées au MISO et 3,10 \$/MWh pour les exportations nettes acheminées au NYISO<sup>14</sup>. La SIERE a prévu que les « coûts liés à l'inefficacité des exportations nettes évitées par l'amélioration des prix aux interconnexions » se traduiraient par des économies de 28,5 millions de dollars par année grâce au PRM<sup>15</sup>.

### 3. JUSTIFICATION DU PRM : UN AMI AVEC AVANTAGES

L'amélioration de l'efficacité économique du MRS devrait procurer des avantages financiers aux contribuables ontariens, selon la SIERE. Ces avantages s'élèveront à plus d'un milliard de dollars en économies au cours des dix premières années de fonctionnement (soit environ 100 millions de dollars par année, ce qui représente moins de 1 % de la valeur totale des coûts d'approvisionnement en électricité de l'Ontario)<sup>16</sup>. Ces avantages proviennent principalement de ce qui suit :

- a. Une planification et un engagement plus efficaces des ressources sur le marché en temps réel permettront de réaliser des économies de 500 millions de dollars au cours des dix premières années.
- b. L'élimination des paiements « inutiles » de CMSC se traduira par des économies de 450 millions de dollars.

- c. La SIERE a également souligné que la nouvelle conception du marché réduira les possibilités d'« agiotage » qui ont entraîné une « récupération » de plus de 360 millions de dollars des années précédentes, mais elle n'a pas fourni une valeur prévue de ces avantages.

La SIERE a également souligné les avantages de la « certitude opérationnelle » découlant de l'adoption d'un mécanisme de marché financier financièrement contraignant et de la valeur du prix en fonction du lieu qui « pourraient avoir une incidence positive sur les décisions futures en matière d'investissement » [traduction].

Dans l'ensemble, la conception du marché du PRM s'harmonise de façon générale avec celle des marchés ailleurs en Amérique du Nord, particulièrement ceux de New York, de la Nouvelle-Angleterre et des États du Midwest et de l'est des États-Unis. Bon nombre de ces marchés sont actifs depuis plusieurs décennies et ont intégré presque tous les concepts inclus dans le PRM (à l'exception de l'engagement pour la prochaine période de 27 heures).

### 4. LA RÉALITÉ FAIT MAL : LES SIX PREMIERS MOIS

Au moment de la rédaction du présent article, le marché renouvelé est en activité depuis plus de six mois, et on peut maintenant faire un certain nombre d'observations clés au sujet des prix courants et de la répartition. Fait important, le marché renouvelé a fonctionné pendant une saison où la demande atteint un sommet – habituellement à l'été, bien que les hivers extrêmement froids puissent également mettre à l'épreuve le réseau de l'Ontario – et, par conséquent, les résultats du marché renouvelé sont tributaires d'une période où le réseau fonctionne selon un équilibre serré entre l'offre et la demande.

Néanmoins, comme pour tous les commentaires sur les marchés de l'électricité très volatiles,

---

<sup>11</sup> *Ibid.*

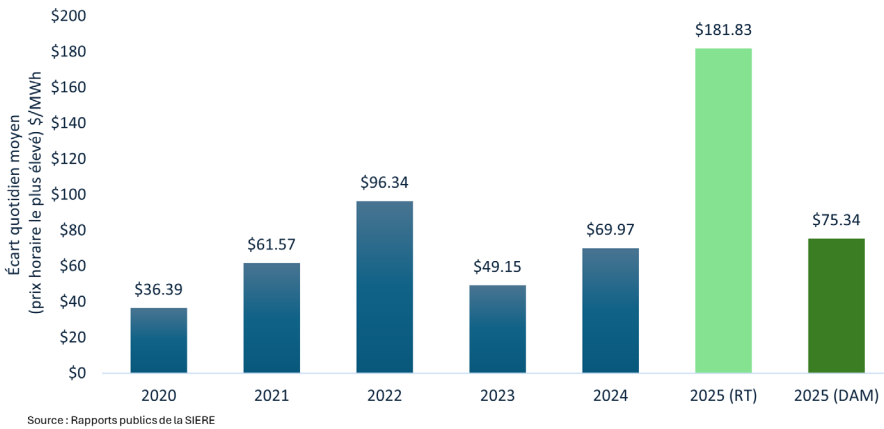
<sup>12</sup> *Ibid.*

<sup>13</sup> *Ibid.*

<sup>14</sup> *Ibid.*

<sup>15</sup> *Ibid.*

<sup>16</sup> Ces valeurs et chiffres sont tirés du document de la SIERE intitulé *2019 Benefits Case for MRP*. Voir Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Market Renewal Program : Energy Stream Business Case*, BC-165 (Ontario : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, 2019), en ligne (pdf) : <[ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/PRM-Energy-Stream-Business-Case-2019.pdf](https://ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/PRM-Energy-Stream-Business-Case-2019.pdf)>.



en particulier ceux qui n’ont encore que six mois d’existence, les résultats relatifs au prix et à la répartition devraient évoluer au fil du temps. À mesure que l’équilibre entre l’offre et la demande évoluera, notamment avec les remises en état du nucléaire, les nouveaux systèmes de stockage d’énergie par batterie et l’augmentation de la demande du système, il en ira de même des résultats du marché à mesure que les participants au marché réagiront aux nouvelles conditions du marché.

### Les montagnes russes de la volatilité du prix en temps réel

Les prix ont été beaucoup plus volatils sur le marché en temps réel que sur l’ancien marché. La figure ci-dessous présente l’écart quotidien moyen entre les heures au prix le plus élevé et celles au prix le plus bas pour la période de mai à octobre, de 2020 à 2025. L’écart quotidien moyen entre le prix en temps réel le plus élevé et le prix le plus bas en 2025 était de 182 \$/MWh au cours des six premiers mois du marché renouvelé, soit près du double de l’écart quotidien observé en 2022, l’année où l’écart a été le plus élevé de 2020 à 2024<sup>17</sup>. Il convient de souligner que les prix de l’électricité ont connu une forte volatilité en 2022 en raison de la plus grande volatilité des marchés des produits de base touchés par l’invasion russe en Ukraine. L’écart quotidien entre les heures au prix le plus élevé et les heures au prix le plus bas dans le marché journalier est supérieur à quatre

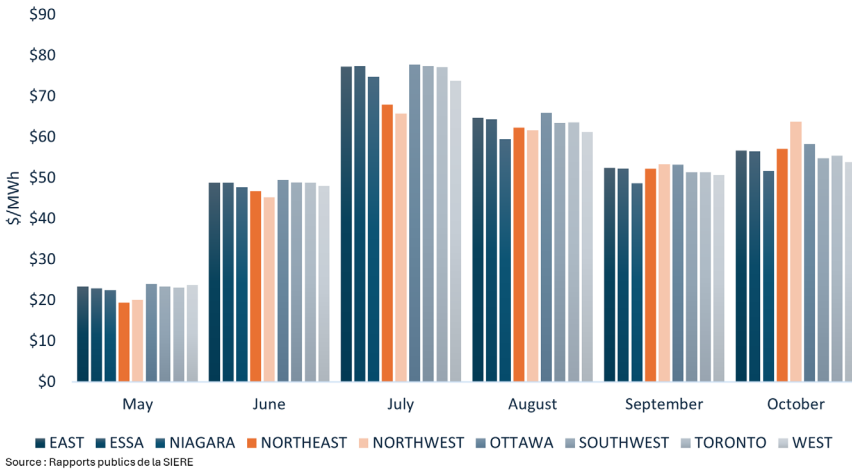
des cinq dernières années de prix, à l’exception de 2022.

La volatilité du prix en temps réel dans le marché renouvelé a moins d’incidence pour la plupart des clients, car la majeure partie de la production est achetée sur le marché à 24 heures – le marché en temps réel servant surtout à équilibrer les écarts entre les prévisions pour le prochain jour et les conditions en temps réel du réseau. L’achat de toute charge en temps réel – par de grands clients, par exemple, ou par la SIERE pour corriger une erreur de prévision – est exposé à cette volatilité. Néanmoins, quelques facteurs sous-jacents expliquent l’augmentation de la volatilité du prix en temps réel :

1. **Fin du triplement du tarif de montée en puissance** – L’hypothèse fictive voulant de tripler le tarif de montée en puissance ayant été éliminée dans le marché renouvelé, la volatilité des prix qui était auparavant supprimée est maintenant une caractéristique des résultats de prix en temps réel.
2. **Programmes d’engagement mis à jour** – Dans l’ancien marché, en raison des programmes d’engagement de type RT-GCG et DA-PCG, plusieurs unités ont souvent été engagées à la capacité physique de production minimale, au lieu d’engager un moins grand nombre

<sup>17</sup> Veuillez noter que toutes les données des graphiques suivants proviennent de données publiques de la SIERE, qui peuvent être consultées ici : Société indépendante d’exploitation du réseau d’électricité, « Report : Public » (dernière consultation le 30 janvier 2026), en ligne : <reports-public.ieso.ca/public>.

### Prix à 24 heures mensuels moyens par zone sur une journée



d'unités à la capacité de production optimale. L'« offre excédentaire » pour un tel engagement pourrait exercer des pressions à la baisse sur les prix et éliminer la volatilité en temps réel, car une abondance de capacités de montée en puissance a été engagée pour de nombreuses heures. Cette question est abordée plus en détail dans une section ultérieure (voir « Enjeux liés à l'engagement »).

#### Emplacement, emplacement, emplacement : divergence des prix dans l'ensemble du MRS

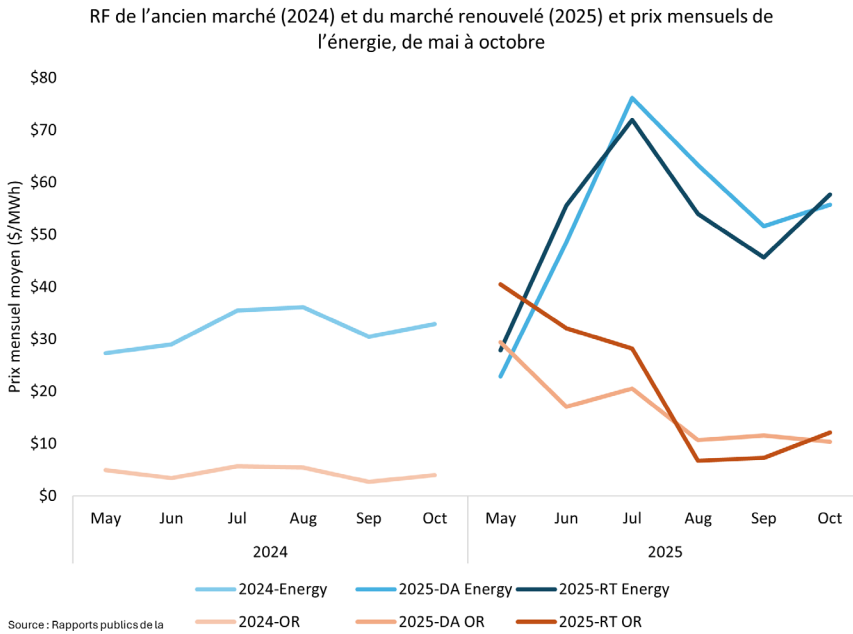
L'un des éléments clés du renouvellement du marché a été l'introduction de coûts marginaux en fonction du lieu, ou CML. Les CML visent à fournir un signal de prix plus précis qui, entre autres caractéristiques, améliorerait l'efficacité économique du marché de gros en fournissant un signal plus précis pour la répartition, la consommation et l'investissement à long terme.

Compte tenu des prix fictifs historiques, qui étaient à bien des égards un substitut pour les CML sur le marché renouvelé, les zones nordiques du MRS ont dû composer avec des contraintes structurelles de transport pendant de nombreuses heures et de nombreux mois

de l'année qui limitaient la quantité d'énergie pouvant être acheminée aux grands centres de charge dans le sud de l'Ontario. Dans un marché où les prix fonction du lieu, les contraintes de transport qui limitent la quantité d'électricité à faible coût marginal pouvant être acheminée du nord au sud de l'Ontario devraient se refléter dans ces prix. On s'attendrait à ce que la « valeur » de l'approvisionnement dans le nord de l'Ontario soit inférieure à celle de la plupart des autres zones pendant plusieurs heures en raison des contraintes physiques qui limiteraient la quantité pouvant être transportée. Lorsque toutes les charges et tous les fournisseurs se sont entendus sur le prix courant, qui ne tenait pas compte de l'incidence financière des pertes ou de la congestion liées au transport, la valeur de l'approvisionnement ou de la consommation d'électricité à différents points du réseau n'a pas été prise en compte.

Comme on l'espérait (et comme prévu), le marché renouvelé a mis en évidence la valeur de l'offre fonction du lieu en tenant compte des contraintes physiques du réseau. Au cours des six premiers mois, le prix moyen dans les zones du nord-ouest et du nord-est était inférieur à celui de presque toutes les autres zones du MRS<sup>18</sup>. Pendant les mois d'été, la réduction était particulièrement extrême,

<sup>18</sup> La zone de Niagara est la seule zone du sud de l'Ontario qui a connu des prix structurellement inférieurs à la moyenne rectifiée de charge du tarif zonal de l'Ontario.



en raison de la forte demande dans les zones méridionales – où la plus grande partie de la charge est produite – et des contraintes physiques qui ont limité l’approvisionnement à partir du Nord-Est et du Nord-Ouest, et qui ont exigé la répartition d’énergie à partir de ressources à coût marginal plus élevé dans le Sud.

**Tout sauf réservé : les prix de la RF grimpent plus haut**

La co-optimisation entre les prix de l’énergie et ceux de la RF est une constante entre l’ancien marché et le marché renouvelé. La co-optimisation détermine le coût global le plus bas pour fournir de l’énergie et assurer une RF. Pendant les périodes où l’offre de la RF est suffisante, la co-optimisation a peu ou pas d’incidence sur le prix de l’énergie. Cependant, lorsque la RF est en situation de pénurie, le prix de la RF peut exercer des pressions à la hausse sur le prix de l’énergie.

Dans le cadre du PRM, la SIERE a remplacé sa politique consistant à inclure le CAOR dans la colonne de l’approvisionnement de la RF à un prix variant entre 30 \$/MW et 100 \$/MW par ce qu’on appelle une courbe de demande de réserve de fonctionnement (« ORDC »). Les prix de pénalité de la ORDC sont appliqués lorsque le marché de la RF est comprimé et comprend des strates de prix beaucoup plus

élevés que ceux de la CAOR – de 250 \$/MW jusqu’à 600 \$/MW (ou jusqu’à 1 900 \$/MW en tant que prix cumulatif), selon la quantité et la catégorie de la RF qui sont inférieures au besoin. Cette nouvelle ORDC signifie qu’il existe une nouvelle sensibilité du prix dans le marché liée à la disponibilité de la RF. Celle-ci n’existait pas dans l’ancien marché.

En mai 2025, lorsque le PRM a été lancé, des conditions systémiques ont entraîné un resserrement de l’offre de RF. Plus précisément, les niveaux d’eau élevés dans divers systèmes d’eau de la province ont limité la capacité des centrales hydroélectriques d’alimenter la RF. Cette situation s’est accompagnée d’une diminution du nombre de ressources en gaz distribuables rapidement en raison des niveaux de la demande pendant la saison intermédiaire et de l’engagement accru d’unités de production au gaz. Cette conjoncture a entraîné une disponibilité limitée de l’offre de la RF qui a déclenché une hausse des prix de la RF qui s’est répercutée sur le prix de l’énergie à cause de la co-optimisation. En mai, 47 % des heures comptées dans la période d’engagement pour le prochain jour ouvrable étaient facturées selon des prix de la RF plus élevés ou équivalents par rapport au prix de l’énergie, et 62 % des heures comptées dans la période d’engagement en temps réel étaient facturées selon des prix de la RF plus élevés ou équivalents. En juin, le prix de l’énergie de la RF était plus souvent

inférieur au prix de l'énergie du réseau, suivant des tendances historiques qui reflétaient davantage des prix de la RF agissant comme un coût de renonciation pour le marché de l'énergie. Néanmoins, les prix globaux de la RF dans le marché journalier et en temps réel sont demeurés élevés par rapport à l'ancien marché.

Les prix moyens mensuels de l'énergie et de la RF (rotation de 10 minutes) pour la période de mai à octobre sont indiqués ci-dessous pour l'ancien marché en 2024 et le marché renouvelé en 2025.

### **Enjeux liés à l'engagement : engagement accru dans le marché renouvelé**

Un autre élément clé du marché renouvelé a été la refonte d'un certain nombre de programmes d'engagement pour les exploitants d'unités de production à démarrage non rapide, ainsi que la mise à jour des algorithmes de répartition afin d'inclure un certain nombre de nouvelles contraintes financières et opérationnelles. Ces mises à jour visaient à engager plus efficacement les unités de production à démarrage non rapide et à réduire les coûts globaux du réseau.

Comme il a été mentionné précédemment, les unités de production à démarrage non rapide sont traitées différemment par les moteurs de calcul et les fonctions de règlement que de nombreux autres types de ressources, car elles ont des attributs financiers et opérationnels uniques. Plus particulièrement, ces unités nécessitent certains coûts pour démarrer et maintenir leurs activités et font l'objet de restrictions physiques ayant une incidence sur la production minimale et le nombre d'heures qu'ils doivent demeurer en service une fois qu'elles ont commencé leur production.

Dans l'ancien marché, la SIERE avait conçu des programmes d'engagement précis pour les exploitants d'unités de production à démarrage non rapide afin de fournir une garantie financière une fois qu'ils avaient engagé leurs opérations de production et de répartition pour tenir compte de ces caractéristiques uniques. Mais la conception de ces programmes – et leur intégration dans l'algorithme de répartition – dans la période préalable à la répartition (c'est-à-dire les

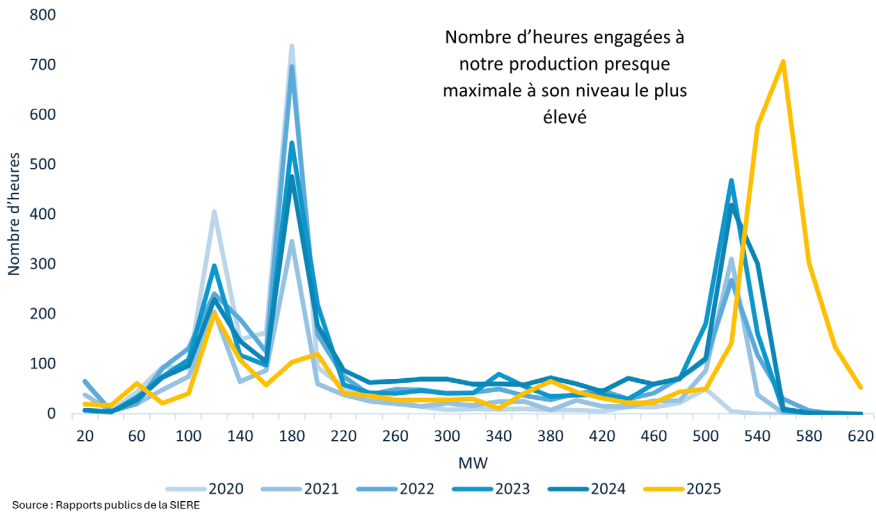
heures avant le calcul en temps réel) et en temps réel n'avait pas, selon la SIERE, permis d'« atteindre l'engagement le plus économique des unités de production à démarrage non rapide » [traduction]<sup>19</sup>.

1. Premièrement, les programmes d'engagement n'incluaient pas le coût total d'une unité de production à démarrage non rapide, y compris ses coûts énergétiques supplémentaires, ses coûts de démarrage et ce qu'on appelle les speed-no-load costs (coûts de maintien en service sans production). Au lieu de cela, les unités ont été engagées en fonction de leurs offres d'énergie supplémentaire seulement – ce qui devrait refléter globalement leurs coûts énergétiques différentiels – et non pas leurs coûts totaux. Par conséquent, la SIERE pourrait engager des ressources qui semblent être la ressource la plus économique en se fondant uniquement sur les offres énergétiques supplémentaires, mais leurs coûts totaux pourraient être plus élevés que ceux d'autres unités lorsque tous les autres coûts sont pris en compte.
2. Deuxièmement, le processus d'engagement dans la période préalable à la répartition tenait compte de chaque heure séparément et ne tenait pas compte du temps de fonctionnement minimal durant lequel chaque unité doit demeurer en service une fois qu'elle a été engagée. Ainsi, une unité ayant de faibles coûts d'énergie différentiels et un temps de fonctionnement minimal très long pouvait être engagée alors qu'on aurait pu engager une unité ayant des coûts énergétiques supplémentaires plus élevés et une durée de fonctionnement minimale beaucoup plus courte. Le résultat : une unité à coût plus élevé pourrait être engagée alors qu'il aurait été avantageux d'engager une unité concurrente dont les coûts totaux sont moins élevés.

La combinaison des lacunes décrites ci-dessus pourrait entraîner un engagement inefficace des unités de production à démarrage non

---

<sup>19</sup> Voir la démonstration du scénario relatif aux unités de production à démarrage non rapide de la SIERE, *Market Rule Description Evidence IESO*, supra note 1.



rapide sur le plan économique, y compris l’engagement de plusieurs unités de production à démarrage non rapide à coût élevé en même temps qu’elles fonctionnent à leurs points de chargement minimaux – le niveau de production le plus bas auquel elles peuvent physiquement fonctionner – plutôt qu’un nombre réduit d’unités fonctionnant au-delà de leur point de chargement minimal.

La SIERE a déclaré à plusieurs reprises que le marché renouvelé visait à combler ces lacunes en intégrant ce qu’on appelle des offres en trois parties – qui comprennent tous les coûts de l’unité – et une optimisation sur plusieurs heures, tant dans les algorithmes d’engagement pour le prochain jour que d’engagement dans la période préalable à la répartition. En bref, les programmes d’engagement mis à jour inclus dans le PRM visaient à « améliorer l’efficacité » de l’engagement.

Une façon de vérifier si le marché renouvelé a amélioré l’efficacité de l’engagement consiste à comparer le nombre d’heures pendant lesquelles une unité de production à démarrage non rapide fonctionnait à son point de fonctionnement minimal comparativement à une production plus élevée, dans l’ancien marché et dans le marché renouvelé. En engageant les unités sur une base plus holistique, en intégrant tous leurs engagements en matière de coûts et de capacité physique, nous nous attendrions à ce qu’une fois qu’une unité est engagée, elle fonctionne selon un facteur de capacité plus élevé, plutôt que de fonctionner au niveau de production minimal possible sans tenir compte de l’engagement d’autres unités. Dans l’ensemble, le nombre

d’heures pendant lesquelles une unité fonctionne à son point de chargement minimal (« MLP ») devrait diminuer dans le marché renouvelé (toutes choses étant égales par ailleurs).

Le graphique suivant illustre le nombre d’heures pendant lesquelles les turbines à combustion d’une grande installation de turbines à gaz à cycle combiné ont fonctionné à des niveaux de production différents au cours des six premiers mois du marché renouvelé comparativement aux mêmes mois des années précédentes. Comme on peut le constater, le nombre d’heures pendant lesquelles l’unité a fonctionné à son niveau minimum ou près de celui-ci a diminué sensiblement dans le marché renouvelé, tandis que le nombre d’heures pendant lesquelles elle a fonctionné à son niveau maximal de production ou près de celui-ci a augmenté. Bien que cette analyse soit simplifiée, elle souligne que l’intention déclarée de mettre à jour les processus d’engagement, pour faire en sorte que les unités soient engagées de manière plus efficace, semble s’être concrétisée. L’engagement d’une unité de manière plus efficace, en répartissant davantage d’unités de production plutôt qu’en engageant des coûts de démarrage pour plusieurs unités, par exemple, pourrait se traduire par des coûts globaux moins élevés pour les contribuables, l’un des résultats attendus du renouvellement du marché.

## 5. DOCTEUR, DOCTEUR : PROBLÈMES PRÉCOCES POSSIBLES LIÉS À LA MISE EN ŒUVRE DU PRM

Bien que la mise en œuvre globale du marché renouvelé ait été harmonieuse dans l'ensemble du réseau (c.-à-d. qu'elle n'a pas exigé un retour en arrière ou une autre intervention extrême), elle s'est traduite par des résultats non voulus (ou inattendus) et le besoin de mettre à jour certaines règles du marché et certains composants précis des moteurs de calcul. Depuis janvier 2026, le Comité de surveillance du marché (« CSM »), qui est responsable de surveiller et d'examiner les défauts de conception sur le marché de gros de la SIERE, n'a fourni aucun commentaire sur les six premiers mois du marché renouvelé.

Fait intéressant, la SIERE a souligné à maintes reprises ce qu'elle appelle un « défaut » qui a entraîné des changements rapides dans le calcul de sa demande de centaines de mégawatts et exigé une « solution de contournement » et une tarification administrative.

La SIERE a d'abord souligné des préoccupations au sujet des fluctuations de la demande dans une présentation faite aux intervenants en août, mais elle a déclaré qu'étant donné la [traduction] « nature imprévisible » de bon nombre des variables utilisées pour calculer la demande, il peut y avoir des « changements importants de la demande d'un intervalle à l'autre attribuables à une ou plusieurs variables différentes ». La SIERE a toutefois noté que « les défauts ou défaillances des outils ou des logiciels peuvent parfois entraîner des pics de demande erronés » [traduction]<sup>20</sup>.

Dans sa présentation sur l'examen de six mois du marché renouvelé aux intervenants en novembre, la SIERE a déclaré qu'il y avait un « défaut causant des fluctuations de la demande » [traduction]<sup>21</sup>. La SIERE a conclu que le moteur de calcul surestimait la

demande en incluant les ressources mobilisées pour répondre à la demande horaire (« HDR ») lorsqu'elles avaient été mises en attente. La SIERE a introduit une « solution de rechange » pour atténuer les effets du défaut. Au total, il y a eu 38 intervalles où la « solution de rechange » n'a pas atténué l'incidence du défaut et les prix devaient être administrés par la SIERE.

La SIERE a également souligné un certain nombre de cas « précis et limités » où des paiements « inappropriés » hors marché ont été faits à des participants au marché. Pour traiter ces paiements, la SIERE a proposé un certain nombre de changements aux règles du marché.

Un autre problème qui n'a pas encore été souligné par la SIERE est l'augmentation des interventions de répartition depuis le lancement du programme de renouvellement du marché. Selon la SIERE, le *Dispatch Deviation Report* (rapport sur les dérogations aux règles de répartition) est « un résumé après coup du nombre de cas où la SIERE a pris une mesure qui s'écarte des résultats de l'algorithme de répartition et n'a aucune incidence sur la répartition ou les règlements du marché » [traduction]<sup>22</sup>. Ce rapport est important, car il vise à mettre en évidence le nombre d'interventions de la SIERE. Les mesures prises par la SIERE sont soit une répartition ponctuelle, soit une répartition bloquée des ressources pour garantir la fiabilité du système, les répartitions bloquées étant beaucoup plus fréquentes que les répartitions ponctuelles.

Lorsqu'on compare les interventions de la SIERE depuis le lancement du programme de renouvellement du marché avec les interventions mensuelles effectuées dans l'ancien marché, le nombre d'interventions dans le marché renouvelé est considérablement plus élevé. Par exemple, en juillet 2025, il y a eu 14 929 répartitions bloquées et ponctuelles dans ce mois seul, ce qui représente une moyenne de 1,7 intervention de la SIERE pour

---

<sup>20</sup> Voir la présentation d'août de la SIERE aux intervenants : Independent Electricity System Operator, « Update on Renewed Market Performance and Operations » (21 août 2025), en ligne (pdf) : <ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/renewed-market/rmo-20250821-presentation-renewed-market-update.pdf>.

<sup>21</sup> Voir la présentation de novembre de la SIERE : Independent Electricity System Operator, « Update on Renewed Market Performance and Operations » (26 novembre 2025), en ligne (pdf) : <ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/renewed-market/rmo-20251126-presentation-renewed-market-update.pdf>.

<sup>22</sup> Voir Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *News and Updates: Change to Dispatch Deviation Report - Update on Renewed Market Performance and Operations* (10 février 2022), en ligne : <ieso.ca/en/Sector-Participants/IESO-News/2022/02/Change-to-Dispatch-Deviation-Report>.

Le *Dispatch Deviation Report* peut être consulté sur la page des rapports publics de la SIERE : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Dispatch Deviation » (consulté le 30 janvier 2026), en ligne : <reports-public.ieso.ca/public/DispDeviation>.

rectifier l'algorithme de répartition toutes les 5 minutes (les intervalles de 5 minutes peuvent faire l'objet de multiples interventions). Par rapport à juillet 2024, le mois de juillet 2025 a enregistré plus du triple du nombre de répartitions bloquées ou ponctuelles<sup>23</sup>.

## **6. CONCLUSION : MOT DE LA FIN AU SUJET DES SIX PREMIERS MOIS DU MARCHÉ RENOUELÉ**

La SIERE a réussi la transition dans le marché renouvelé. Alors que les prix sur l'ancien marché ont été supprimés pour cause du nombre de caractéristiques de conception, un prix transparent qui tient compte de la congestion et d'autres facteurs est maintenant en place grâce aux caractéristiques de conception introduites dans le cadre du PRM. Dans l'ensemble, les prix ont été plus élevés sur le marché renouvelé que les moyennes historiques.

Les prix élevés ne sont pas nécessairement un mauvais résultat s'ils reflètent plus fidèlement le coût de l'offre et de la consommation. Les prix courants élevés peuvent également être le résultat de la hausse des prix du gaz (et du carbone) ou d'une augmentation de la demande, deux phénomènes qui se sont produits au cours des six premiers mois du PRM. Toutefois, lorsque ces effets sont éliminés, les prix observés sur le marché renouvelé demeurent plus élevés que sur l'ancien marché. À long terme, des prix plus précis devraient améliorer l'efficacité globale du marché et, par la suite, réduire les coûts à long terme pour les contribuables. Mais de nombreuses décisions politiques pourraient être prises et atténuer ce signal au fil du temps.

La province de l'Ontario sera confrontée à un resserrement marqué de l'équilibre entre l'offre et la demande au cours de la prochaine décennie. Celui-ci contraste nettement avec la prévalence du surplus de charge de base que l'Ontario a connu au cours de la dernière décennie. L'impact des caractéristiques de conception du PRM n'est qu'une composante des prix et de la répartition futurs de l'électricité. Néanmoins, un certain nombre des « solutions de fortune » qui ont atténué le signal de prix dans l'ancien marché

ont été supprimées au moment même où le réseau devient de plus en plus « serré ». Ainsi, on s'attend à ce que les prix augmentent tout en demeurant volatils. Les données disponibles depuis le lancement du PRM ont déjà fourni des renseignements sur les prix dans le marché renouvelé, mais une incertitude importante demeure quant à l'incidence de l'évolution de l'équilibre entre l'offre et la demande en Ontario, notamment la résurgence importante du parc nucléaire de l'Ontario et l'augmentation rapide de la demande en centres de données, entre autres facteurs. Les années à venir caractérisées par des conditions d'offre serrées pourraient entraîner des effets amplifiés sur le prix qui sont indépendants de la conception du marché renouvelé. ■

---

<sup>23</sup>Voir le *Dispatch Deviation Report* de juillet 2025 (14 929 répartitions bloquées et ponctuelles de la SIERE) : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Dispatch Deviation Report – July 2025 » (consulté le 30 janvier 2026), en ligne : <reports-public.ieso.ca/public/DispDeviation/PUB\_DispDeviation\_202507.html>.

Voir également le *Dispatch Deviation Report* de juillet 2024 (4 366 envois bloqués et ponctuels de la SIERE) : Independent Electricity System Operator, « Dispatch Deviation Report – July 2024 » (consulté le 30 janvier 2026), en ligne : <reports-public.ieso.ca/public/DispDeviation/PUB\_DispDeviation\_202407.html>.

# QUESTIONS RÈGLEMENTAIRES RELATIVES À LA MODERNISATION DU RÉSEAU

*Kenneth W. Costello\**

---

## INTRODUCTION

L'appui solide à la modernisation du réseau (« MR ») par divers détenteurs d'intérêts ne devrait pas présumer de son caractère socialement souhaitable et des avantages nets qu'elle présente pour les clients des entreprises de services publics. Le présent article porte sur la distribution d'électricité, qui, aux États-Unis, relève de la réglementation des États. Bien que cela aille à l'encontre de l'opinion dominante, ce sujet soulève la question à savoir si les entreprises de services publics devraient dépenser davantage pour la MR et si elles devraient le faire le plus rapidement possible.

Les organismes de réglementation des services publics devraient faire preuve de diligence raisonnable lorsqu'ils évaluent le caractère judicieux des investissements dans la MR (qui pour certaines entreprises de services publics représentent des milliards de dollars) pour

les clients de ces entreprises et la société dans son ensemble. Il ne faut pas oublier que les organismes de réglementation devraient se demander si les entreprises de services publics sont incitées à dépenser davantage dans la MR. En bout de ligne, il incombe aux organismes de réglementation de s'assurer que les clients profitent des avantages promis dans une mesure telle que ceux-ci compensent au moins les coûts que le clientèle paie en contrepartie des investissements dans la MR. Cet exercice exige une rigoureuse évaluation technique ainsi qu'un bon jugement. Après tout, les avantages sont souvent très incertains et parfois inquantifiables, tandis que les coûts estimatifs peuvent ne pas être fiables en raison de dépassements imprévus<sup>1</sup>.

Les clients des entreprises de services publics devraient éviter de devoir assumer le fardeau du risque indu, ce qui s'est produit vraisemblablement avec les récents mécanismes de recouvrement des coûts en capital, c'est-à-

---

\* 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.

<sup>1</sup> Comme indiqué dans une étude du Lawrence Berkley National Laboratory (Tim Woolf et al, Benefit-Cost Analysis for Utility-Facing Grid Modernization Investments: Trends, Challenges, and Consideration, (2021) Report for the U.S. Department of Energy' Modern Distribution Grid, en ligne (pdf) :<cta-publications.lbl.gov/sites/default/files/gmlc\_bca\_final\_report\_20210202.pdf> « Les plans de modernisation du réseau posent des défis nouveaux et complexes aux commissions des services publics d'État qui doivent déterminer si les projets procureront des avantages nets aux clients. Les plans comprennent habituellement plusieurs composantes de modernisation du réseau qui ont des effets interactifs et sont difficiles à analyser ou à justifier séparément. De nombreux avantages sont difficiles à quantifier ou à monétiser, ce qui rend difficile la comparaison de tous les avantages et coûts. Une partie du bien-fondé de certains investissements dans la modernisation du réseau est d'atteindre les objectifs énergétiques de l'État, qui peuvent être difficiles à quantifier et à comptabiliser dans [l'analyse coûts-avantages]. Les problèmes d'équité se présentent lorsque des investissements peuvent profiter à certains types de clients plus qu'à d'autres » [traduction].

dire les obligations réglementaires initiales et les outils de suivi des coûts ou avenants tarifaires (*riders/trackers*). L'aléa moral créé par de tels mécanismes réduit à la fois la responsabilité de l'entreprise de services publics et la responsabilité réglementaire, et peut être un facteur majeur à la base de dépenses excessives de la part de l'entreprise dans la MR.

## L'ÉCONOMIE POLITIQUE DE LA MODERNISATION DU RÉSEAU

La modernisation du réseau désigne la transformation du réseau électrique traditionnel en un réseau plus intelligent, plus efficace, plus fiable et plus résilient. Elle fait appel à une variété de technologies<sup>2</sup> qui font progresser divers objectifs, notamment l'intégration des énergies renouvelables, l'amélioration de la fiabilité et de la résilience du réseau, l'amélioration de la cybersécurité et l'autonomisation des consommateurs<sup>3</sup>. Elle sous-tend des améliorations majeures du réseau de transport et de distribution qui s'adaptent aux

nouveaux développements technologiques (p. ex. l'énergie renouvelable, le stockage) et systèmes, à l'évolution de la dynamique du marché et aux préférences changeantes des consommateurs. La MR reflète à la fois une progression évolutive et révolutionnaire, dépendant de la technologie et du processus envisagés.

La plupart des observateurs de l'industrie électrique appuient la MR au niveau du transport et de la distribution<sup>4</sup>. Les défenseurs de la MR proviennent de divers horizons : entreprises d'électricité, défenseurs de la qualité de l'air et du climat, fournisseurs de technologies, consultants, syndicats ainsi que politiciens et bureaucrates d'État<sup>5</sup> et fédéraux<sup>6</sup>. Wall Street est aussi en faveur de la MR lorsque les entreprises de services publics sont en mesure d'obtenir un rendement égal ou supérieur à leur coût du capital tiré de l'expansion potentiellement importante de leur base tarifaire grâce à des investissements dans la MR, ce qui génère un bénéfice par action convoité et une croissance des dividendes, en plus du besoin d'émettre des titres de créance

---

<sup>2</sup> Ces technologies peuvent être à la fois utilisées actuellement et nouvelles. Les nouvelles technologies font partie du sous-groupe « innovation ». Les autres catégories de l'innovation sont la création de meilleurs produits, des processus d'exploitation plus efficaces et efficaces, ainsi que toute idée qui améliore le rendement d'un service public.

<sup>3</sup> La modernisation du réseau englobe le concept souvent utilisé « réseau intelligent », mais beaucoup plus encore. Un réseau intelligent est axé sur les technologies numériques qui comprennent la surveillance en temps réel, l'automatisation, l'analyse des données et les communications bidirectionnelles entre une entreprise de services publics et ses clients. La modernisation du réseau est un concept plus vaste qui englobe les mises à niveau physiques des réseaux de transport et de distribution. Un réseau intelligent peut comprendre des compteurs intelligents, l'intelligence artificielle, l'Internet des objets et des systèmes de réponse à la demande, tandis que la modernisation du réseau peut comprendre des mesures de résistance aux tempêtes et le remplacement d'une infrastructure vieillissante ou l'amélioration de son rendement. Les compteurs intelligents, par exemple, peuvent fournir des capacités de communication bidirectionnelle et d'autres fonctionnalités qui facilitent la capacité des clients à mieux gérer leur consommation d'électricité. Ils peuvent aussi permettre des prix variant selon l'heure. Bien que ce mode de tarification soit encore peu utilisé aux États-Unis, il gagne de plus en plus de terrain. Le prix variant selon l'heure peut stimuler certaines nouvelles technologies (p. ex. le stockage d'énergie), tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de la maison. La lenteur de l'adoption du prix variant selon l'heure jusqu'ici peut refléter plus que tout autre chose la préférence des clients et des organismes de réglementation pour la qualité de « stabilité » du prix en fonction du coût moyen.

<sup>4</sup> RMI, un important groupe qui milite contre les changements climatiques aux États-Unis, soutient que trop d'efforts ont été consacrés à des projets locaux de faible puissance au lieu de projets de transport à haute tension. Il recommande des mesures de collaboration que les autorités étatiques, locales, régionales et fédérales peuvent prendre pour atténuer ce que RMI appelle une « lacune réglementaire ». Claire Wayner, « Mind the Regulatory Gap: How To Enhance Local Transmission Oversight » (10 décembre 2024), en ligne (pdf) : <[pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/user-groups/pieoug/2024/20241210/20141210-mind-the-regulatory-gap-how-to-enhance-local-transmission-oversight.pdf](http://pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/user-groups/pieoug/2024/20241210/20141210-mind-the-regulatory-gap-how-to-enhance-local-transmission-oversight.pdf)>.

<sup>5</sup> Robert Zullo, « 21 states join Biden administration in bid to modernize nation's aging grid » *Washington State Standard* (30 mai 2024), en ligne : <[washingtonstatestandard.com/2024/05/30/21-states-join-Biden-administration-in-bid-to-modernizing-nations-aging-grid](http://washingtonstatestandard.com/2024/05/30/21-states-join-Biden-administration-in-bid-to-modernizing-nations-aging-grid)>.

<sup>6</sup> Le gouvernement fédéral, sous l'administration Biden, a subventionné la MR et encouragé son développement. La *Infrastructure Investment and Jobs Act* a donné lieu à l'affectation de plus de 65 milliards de dollars à la modernisation du réseau électrique. Le département de l'Énergie des États-Unis a mis en place l'initiative Grid Modernization Initiative pour aider à « créer le réseau moderne de l'avenir » [traduction]. Des organisations d'État comme le National Conference of State Legislatures et la National Governors Association sont également en faveur d'une augmentation des dépenses et d'interventions dynamiques en faveur de la MR. Voir Glen Andersen, Megan Cleveland et Daniel Shea, « Modernizing the Electric Grid: State Role and Policy Options » (22 septembre 2021), en ligne : <[ncsl.org/energy/modernizing-the-electric-grid](http://ncsl.org/energy/modernizing-the-electric-grid)>; Voir aussi National Governors Association, « Advanced Grid Technologies: Governor Leadership To Spur Innovation and Adoption » (janvier 2025), en ligne (pdf) : <[nga.org/wp-content/uploads/2025/01/2025\\_Advanced\\_Grid\\_Technologies.pdf](http://nga.org/wp-content/uploads/2025/01/2025_Advanced_Grid_Technologies.pdf)>.

supplémentaires et éventuellement d'injecter des capitaux propres<sup>7</sup>. (Les données probantes montrent que la plupart des entreprises d'électricité tirent des gains supérieurs à leur coût du capital<sup>8</sup>). Ces défenseurs soutiennent généralement que les entreprises de services publics devraient dépenser de plus en plus tôt en faveur de la MR<sup>9</sup>.

Par ailleurs, à titre d'observation générale, les partisans de la MR dans le domaine gouvernemental ont dominé en nombre à la fois les sceptiques et les opposants<sup>10</sup>. Étant donné que la MR a le potentiel de faire avancer un large éventail d'objectifs réglementaires et de politiques publiques, tel que la stimulation des énergies renouvelables, l'amélioration de la fiabilité et de la résilience, la réduction des coûts d'exploitation et une tarification plus efficace, elle place les organismes de réglementation des services publics dans une position peu enviable si elles rejettent les investissements proposés à cet égard.

Du point de vue du choix public, les fortes pressions exercées par divers groupes d'intérêts ayant une influence politique peuvent inciter les organismes de réglementation des services publics et les décideurs en matière d'énergie à appuyer leurs positions, même lorsque celles-ci sont préjudiciables à l'intérêt public<sup>11</sup>. Comme nous l'expliquerons plus loin, les organismes de réglementation des services publics et les défenseurs des consommateurs, en particulier, devraient être conscients de cette possibilité, qui se présente également dans d'autres aspects de la réglementation des services publics et de la politique énergétique.

## AVANTAGES POTENTIELLEMENT IMPORTANTS DE LA MR

Soixante pour cent des tronçons du réseau de distribution des États-Unis, qui transportent l'électricité jusqu'aux foyers et aux entreprises à l'échelle locale, ont dépassé leur espérance de vie de 50 ans. The Brattle Group estime que de 1,5 à 2 billions de dollars seront dépensés d'ici 2030 pour moderniser le réseau afin de maintenir une fiabilité suffisante<sup>12</sup>, une somme considérable qui souligne l'importance pour les organismes de réglementation des services publics d'effectuer des examens minutieux des coûts et des avantages.

Les investissements dans la MR englobent une myriade de technologies de numérisation du réseau de services publics. Ces technologies permettent aux exploitants d'entreprises de services publics d'améliorer leur capacité à surveiller l'état du réseau, à examiner les conditions auxquelles il est soumis avec un logiciel et à prendre les mesures appropriées en temps quasi réel (par exemple rétablir le courant après une panne). La MR a le potentiel d'améliorer la fiabilité du réseau électrique, de mieux intégrer les énergies de remplacement et de permettre une tarification qui reflète le coût marginal de production. Par exemple, la technologie de réseau intelligent aide les exploitants à mieux gérer l'approvisionnement fluctuant provenant de sources d'énergie renouvelables<sup>13</sup>. Or, le réseau actuel a été conçu à une époque où des centrales situées dans des lieux centraux régulaient exclusivement un flux d'électricité unidirectionnel vers les clients<sup>14</sup>.

---

<sup>7</sup> Steve Kihm, Janice Beecher et Ronald Lehr, *Regulatory Incentives and Disincentives for Utility Investments in Grid Modernization*, rapport no 8 (Lawrence Berkeley National Laboratory, 2017), en ligne (pdf) : <eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/feur\_8\_utility\_incentives\_for\_grid\_mod\_rev\_062617.pdf>.

<sup>8</sup> Karl Dunkle Werner et Stephen Jarvis, « Rate of Return Regulation Revisited » (2025) Energy Institute at Haas, document de travail, en ligne (pdf) : <haas.berkeley.edu/wp-content/uploads/WP329.pdf>.

<sup>9</sup> Selon l'American Society for Civil Engineers, les tendances actuelles en matière d'investissement dans le réseau entraîneront un déficit de financement de 42 milliards de dollars pour le transport et de 94 milliards de dollars pour la distribution d'ici 2025. Voir Glen Andersen, Megan Cleveland et Daniel Shea, *Modernizing the Electric Grid: State Role and Policy Options*, (National Conference of State Legislatures, 2019) en ligne (pdf) : <gridwise.org/wp-content/uploads/2020/01/NCSL\_-\_Modernizing-the-Electric-Grid\_112519\_34226.pdf> [*Modernizing the Electric Grid*].

<sup>10</sup> En faisant des recherches sur Internet et dans divers articles et rapports et dans d'autres sources pour identifier les partisans de la MR, les opposants à celle-ci et les sceptiques quant à elle, j'ai découvert que ceux-ci dominent de loin les deux autres catégories en nombre. Je suis convaincu que le lecteur parviendra à la même conclusion.

<sup>11</sup> Voir James D. Gwartney et al, *Microeconomics : Private and Public Choice*, 15<sup>e</sup> éd. (Stamford, CT: Cengage Learning, 2015).

<sup>12</sup> Voir *Modernizing the Electric Grid*, supra note 9.

<sup>13</sup> Pour évaluer les aspects économiques de l'énergie renouvelable, il faut ajouter le coût des nouvelles lignes de transport et de la reconfiguration du réseau pour permettre la production d'énergie renouvelable.

<sup>14</sup> AltEnergyMag, « From One-Way to Two-Way: The Future of Electricity with Smart Grids » (26 juin 2024), en ligne : <altenergymag.com/news/2024/06/26/from-one-way-to-two-way-the-future-of-electricity-with-smart-grids/42377>.

Maintenant, les réseaux modernes permettent aux consommateurs d'exercer un plus grand contrôle sur l'électricité et de l'acheminer dans les deux directions.

Les défenseurs du climat sont de fervents partisans de la MR, car ils estiment que celle-ci est nécessaire pour satisfaire à la norme d'« émissions nettes nulles »<sup>15</sup>. Certaines entreprises de services publics partagent cette opinion. Comme l'a exprimé l'un de ces partisans, l'Union of Concerned Scientists :

La modernisation du réseau peut produire de plus grandes quantités d'électricité en générant peu d'émissions, voire aucune, de façon fiable et sécuritaire, notamment en prenant en charge des énergies renouvelables variables comme les énergies éolienne et solaire. Elle peut soutenir la révolution des véhicules électriques et accroître la résilience du réseau pour résister aux répercussions des changements climatiques. Elle peut multiplier les possibilités économiques dans les collectivités rurales et urbaines grâce à des investissements et à la modernisation de l'infrastructure d'électricité et de

transport. De plus, elle peut accroître les gains d'efficacité du réseau et réduire les coûts en réduisant le besoin de disposer de centrales électriques coûteuses et polluantes qui ne fonctionnent que quelques heures par année [traduction]<sup>16</sup>.

Ce point de vue est également conforme à l'expérience antérieure, à savoir que la réalisation des objectifs des politiques publiques à un coût abordable ou raisonnable pour la société exige souvent de faire des percées technologiques et de créer des solutions innovatrices. De même, la transition vers un avenir axé sur l'énergie propre à un coût abordable ou politiquement acceptable exigera de nouvelles technologies, comme celles qui sont intrinsèquement liées à la MR<sup>17</sup>.

Les nouvelles technologies sont aussi énormément prometteuses pour améliorer le rendement des services publics. Les nouvelles technologies peuvent contribuer à améliorer la qualité des services publics, à atteindre des objectifs en matière d'énergie propre à coût moindre, à réduire le coût des services existants et à faire progresser d'autres objectifs réglementaires de façon plus efficace et économique<sup>18</sup>. Les nouvelles technologies

---

<sup>15</sup> Voir Andreas Schierenbeck, « The cost of inaction: Grid Flexibility for a resilient, equitable digital energy future » (20 janvier 2025), en ligne : <[wforum.org/stories/2025/01/grid-flexibility-for-resilient-equitable-digital-energy-future](http://wforum.org/stories/2025/01/grid-flexibility-for-resilient-equitable-digital-energy-future)>.

<sup>16</sup> Peter O'Connor, « The Equation: What is Grid Modernization – and What's the Role of Electric Vehicles? » (12 septembre 2017), en ligne (blog) : <[blog.ucsusa.org/peter-oconnor/grid-modernization-and-smart-charging](http://blog.ucsusa.org/peter-oconnor/grid-modernization-and-smart-charging)>.

<sup>17</sup> De façon plus générale, l'un des lauréats du prix Nobel d'économie de cette année, Joel Mokyr, souligne l'importance des nouvelles technologies et autres innovations pour la croissance économique moderne.

<sup>18</sup> Au cours des dernières années, l'industrie électrique a été témoin d'une confluence de nouvelles technologies. Les plus importantes sont l'énergie solaire, l'énergie éolienne, le stockage par batterie, les véhicules électriques, les piles à combustible, les petits réacteurs nucléaires modulaires, le contrôle numérique du réseau, les technologies intelligentes, les innovations axées sur la demande et les technologies de l'information et des communications. Certaines de ces technologies exigent plus de temps avant d'être commercialisées. D'autres nouvelles technologies prometteuses aujourd'hui pourraient ne jamais réussir sur le plan commercial. Les défauts initiaux et les coûts élevés des nouvelles technologies exigent une période prolongée d'expérimentation, d'apprentissage et de développement technologique dans le cadre du processus d'« innovation ». L'adoption généralisée d'une technologie suit souvent cette période prolongée au cours de laquelle la technologie est mise à l'essai de façon itérative, peaufinée et adaptée aux conditions du marché. Durant les premières années, les nouvelles technologies semblent attrayantes, mais elles sont souvent trop coûteuses pour le marché de masse. Lorsqu'elles pénètrent le marché, les nouvelles technologies sont habituellement « brutes, imparfaites et coûteuses ». Au départ, elles occupent un « créneau » du marché en fonction de leur rendement et de leurs caractéristiques uniques plutôt que de leur compétitivité sur le plan des coûts.

Les entreprises investissent habituellement dans de nouvelles technologies à différents moments. La diffusion d'une nouvelle technologie est souvent lente et fortement imprévisible, même après sa première application commerciale. Les entreprises établies dont les immobilisations sont plus anciennes et celles qui viennent de faire l'acquisition de nouvelles immobilisations sont confrontées à des conditions économiques différentes lorsqu'elles décident de se dessaisir de vieilles immobilisations et d'en acheter de nouvelles qui intègrent une technologie de pointe. Les entreprises ne devraient pas toutes investir en même temps dans des technologies dont l'acquisition est considérée comme une « pratique exemplaire ». Ce qui constitue une « pratique exemplaire » pour une entreprise peut ne pas l'être pour une autre. Les organismes de réglementation ne devraient donc pas s'attendre à ce que toutes les entreprises de services publics déploient immédiatement les technologies les plus récentes ou les mêmes.

jouent également un rôle essentiel dans l'avancement des objectifs stratégiques à long terme, tels que la sécurité, la fiabilité, la résilience<sup>19</sup>, une énergie meilleure marché et l'efficacité énergétique.

Qui peut alors pourrait s'opposer à l'allégation que la MR est la voie de l'avenir et que, par conséquent, les décideurs et les organismes de réglementation devraient appuyer sans réserve des investissements dans la MR qui répondent manifestement à l'intérêt public ?

### **LA VÉRITABLE QUESTION À SE POSER EST LA SUIVANTE : LES INVESTISSEMENTS DANS LA MR SONT-ILS DANS L'INTÉRÊT PUBLIC ?**

Le fort soutien à la MR de la part d'un large éventail de détenteurs d'intérêts, et ses avantages potentiels importants, ne garantissent pas sa désirabilité pour les clients des entreprises de services publics et la société en général. La tentative de concilier la divergence entre les intérêts individuels et l'intérêt public est une obligation incontournable qui incombe habituellement aux organismes de réglementation des services publics.

Ces organismes de réglementation devraient déterminer : (1) si les avantages totaux de la MR pour les clients des entreprises de services publics dépassent les coûts<sup>20</sup>; (2) si les ménages à faible revenu et autres clients paieront en trop, compte tenu des structures communes de tarification, étant donné que les ménages à revenu élevé sont principalement ceux qui bénéficieront des avantages découlant de l'acquisition de véhicules électriques et des systèmes de panneaux solaires installés sur le toit que la MR tente de faciliter<sup>21</sup>.

Sur le plan économique, les investissements initiaux dans la MR devraient présenter les avantages nets les plus élevés, étant entendu que les investissements subséquents devraient produire des avantages nets inférieurs, voire négatifs. Autrement dit, cette séquence d'actions se traduirait par une diminution du rapport avantages-coûts engagés à des niveaux plus élevés d'investissements dans la MR. Cela sous-tend que des investissements moindres dans la MR pourraient produire un meilleur rapport avantages-coûts, limitant la taille des dépenses socialement optimales et prolongeant éventuellement l'horizon sur lequel ces dépenses optimales sont consacrées à la MR. Cette conjoncture s'avère en particulier lorsque des substituts aux investissements dans

---

<sup>19</sup> La mesure de la résilience d'un réseau électrique est particulièrement problématique, mais essentielle aux fins de la prise de décisions (Henry H. Willis et Kathleen Loa, *Measuring the Resilience of Energy Distribution Systems* (Santa Monica, Californie : RAND Corporation, 2015). Selon l'organisme National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine (National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine, *Enhancing the Resilience of the Nation's Electricity System* (Washington : National Academies Press, 2017). « Il est extrêmement difficile d'élaborer des mesures de la résilience, car cela sous-tend d'évaluer dans quelle mesure nous sommes bien préparés pour faire face à des événements très rares, dont certains ne se sont jamais produits, et nous pourrions réagir en cas d'occurrence » [traduction].

<sup>20</sup> Peu de personnes s'intéressant à la réglementation des services publics contesteraient l'affirmation selon laquelle le bien-être à long terme des clients des entreprises de services publics est l'un des intérêts les moins représentés dans le domaine de la réglementation. Les entreprises de services publics axent leurs efforts sur leurs intérêts financiers, les défenseurs des consommateurs ont tendance à adopter une vision à court terme, et d'autres intervenants ont leur propre programme (par exemple l'avancement de l'énergie propre et de certaines technologies). Il se dessine alors manifestement un écart dans la représentation adéquate des intérêts à long terme des clients. Le principal devoir des organismes de réglementation, qui est couramment énoncé dans les lois et les décisions des tribunaux, devrait être de combler cet écart, malgré la pression intense exercée par les organismes de réglementation pour apaiser les intervenants ayant une influence politique et économique importante.

<sup>21</sup> En vertu de la réglementation sur le coût du service, les clients qui bénéficient davantage d'un investissement particulier devraient en payer une plus grande part des coûts. La MR profiterait à tous les clients, bien que de façon très inégale dans certains cas, lorsqu'elle améliore la fiabilité, la résilience et l'efficacité des opérations et qu'elle génère d'autres bienfaits à l'échelle du système. Les organismes de réglementation des services publics approuvent généralement la tarification intégrée lorsqu'un nouvel investissement profite à tous les clients ou lorsque la demande de tous les clients crée le besoin d'un nouvel investissement. (Dans le cadre de la tarification intégrée, l'entreprise de services publics ajouterait les coûts des investissements dans la MR aux coûts existants et rajusterait les prix pour tous les clients en fonction de cette somme; les analystes appellent souvent les prix intégrés les prix moyens ou les prix du coût structurel).

Un exemple de justification de la tarification intégrée est l'investissement d'une entreprise de gaz naturel dans une nouvelle capacité de stockage pour répondre à la demande croissante de ses clients. Étant donné que l'investissement profiterait à tous les clients, il serait approprié d'intégrer les coûts aux tarifs de tous les clients. Ils deviendraient alors responsables de payer les coûts de cet investissement que l'entreprise de services publics a effectué à leur avantage. En revanche, lorsque l'entreprise élargit une partie de son réseau dédié à servir un sous-groupe de clients, la tarification intégrée devient plus difficilement défendable du point de vue de « l'équité et de l'efficacité économique ».

la MR peuvent atteindre les mêmes objectifs à moindre coût<sup>22</sup>.

Bien que les études économiques aient accordé relativement peu d'attention à l'incitation des entreprises règlementées à adopter de nouvelles technologies<sup>23</sup>, le discours habituel est que la réglementation oblige les entreprises de services publics à faire preuve de prudence lorsqu'il s'agit d'innover et de prendre des risques.

Les entreprises de services publics acceptent souvent les nouvelles technologies, surtout lorsqu'elles sont prescrites, incluses dans la base tarifaire et y demeurent, et considérées comme « utilisées et utiles », même si tous les avantages promis ne se matérialisent pas.

Autrement, les entreprises de services publics auraient tendance à sous-investir dans de nouvelles technologies, par exemple lorsque l'investissement présente un risque élevé par rapport au rendement attendu, produit des avantages pour le public<sup>24</sup> ou menace leur statut monopolistique. Si une entreprise de services publics a le choix entre deux technologies, par exemple, l'une existante et l'autre nouvelle, et que l'organisme de réglementation permet le même taux de rendement autorisé, elle aura tendance à privilégier la technologie existante puisqu'elle présente intrinsèquement un risque plus faible<sup>25</sup>. Toutefois, il y a peut-être des raisons pour lesquelles cela pourrait ne pas s'appliquer à certaines conditions<sup>26</sup>.

---

<sup>22</sup> Paul J. Alvarez et al, « Alternative ratemaking in the U.S.: A prerequisite for grid modernization or an unwarranted shift of risk to customers? » (2022) 35:9 *Electricity J* 107200, en ligne : <doi.org/10.1016/j.tej.2022.107200>.

<sup>23</sup> Parmi les études qui portent sur l'incidence des incitations réglementaires sur l'adoption de nouvelles technologies, notons : Stuart Burness et al, « Capital Contracting and the Regulated Firm » (1980) 70:30 *Am Econ Rev* 342-54; Mohammad Harunuzzaman et al, « Regulatory Practices and Innovative Generation Technologies: Problems and New Rate-Making Approaches » (1994) *National Regulatory Research Institute* aux pp 94-105; et Paul Joskow, « Productivity Growth and Technical Change in the Generation of Electricity » (1987) 8:1 *Energy J* aux pp 17-38.

<sup>24</sup> Les avantages publics sont externes à une entreprise de services publics et sont définis par les économistes comme des externalités positives. Par exemple, la qualité de l'air et la sécurité nationale sont importantes pour la société, mais pas pour les entreprises de services publics sur le plan de leur rentabilité. Les investissements dans de nouvelles technologies, comme la MR, qui ont le potentiel de réduire les émissions de gaz à effet de serre et le risque liés aux répercussions nuisibles des changements climatiques, peuvent être bénéfiques pour la société en général. En l'absence d'une tarification du carbone ou de politiques semblables (par exemple l'échange de droits d'émission de carbone), il n'existe aucune compensation financière directe associée à ces avantages, ce qui crée un fossé entre le rendement privé qu'une entreprise de services publics réalise en adoptant une nouvelle technologie et le rendement social global.

<sup>25</sup> La réalité est que les nouvelles technologies créent plus de risques que les technologies conventionnelles. Les nouvelles technologies peuvent échouer sur le plan économique de plusieurs façons : faible rendement d'exploitation, dépassements de coûts élevés dans la construction et (pour les technologies à adoption facultative du côté de la demande) faible pénétration du marché ou acceptation par le client. Les immobilisations liées à de nouvelles technologies peuvent avoir une durée de vie économique plus courte que celles inscrites dans un calendrier d'amortissement approuvé par l'organisme de réglementation. Dans l'ensemble, les nouvelles technologies comportent des risques plus élevés et des problèmes imprévus se présentent fréquemment.

<sup>26</sup> Tout au long de son histoire, le milieu de la réglementation des services publics a traversé des périodes où elle a donné aux entreprises de services publics des incitations inadéquates ou excessives à innover. La deuxième condition s'est présentée lorsque les entreprises de services publics ont assumé peu de risques liés à l'adoption d'une nouvelle technologie par rapport aux avantages qu'elles en tirent

À titre d'exemple de la deuxième condition, au cours de cette période (de 1960 à 1975), les organismes de réglementation ont rarement effectué des examens à la lumière du principe de prudence et refusé le recouvrement des coûts, tandis que le décalage réglementaire prolongé a permis aux entreprises de services publics de conserver les avantages d'une nouvelle technologie sur plusieurs années. Ces pratiques réglementaires sont l'une des raisons pour lesquelles de nombreuses entreprises de services publics ont trouvé l'énergie nucléaire attrayante (voir par exemple, H. Stuart Burness, W. David Montgomery et James P. Quirk, « Capital Contracting and the Regulated Firm » *Am Econ Rev*) : La possibilité d'obtenir des taux de rendement élevés grâce à l'augmentation des ventes et les faibles risques au cours de cette période découlant de rares examens rétrospectifs et des déductions non permises. Le décalage réglementaire a permis aux entreprises de services publics de conserver les économies ou autres avantages pendant un certain nombre d'années jusqu'à la demande portant sur les tarifs suivante, une occurrence peu fréquente au cours d'une période où le coût moyen des services publics diminuait. À titre d'information pour le moment, un plafonnement des prix ou un autre mécanisme de tarification pluriannuel pourrait aider à atteindre un résultat semblable, ce qui inciterait davantage les entreprises de services publics à innover. Dans sa forme la plus pure, un système de réglementation fondé sur le plafonnement des prix règlemente les prix d'une entreprise de services publics, mais pas ses profits. Les plafonds tarifaires permettent généralement aux entreprises de services publics de réaliser des profits plus élevés. Par comparaison à la réglementation traditionnelle du taux de rendement, un régime de tarification par plafonnement des prix impose également un risque plus élevé à l'entreprise de services publics. L'accent passe des « intrants » aux « extrants », ce qui tend à accroître l'intérêt de l'entreprise de services publics à adopter l'innovation au service des clients et de la société. Voir Ken Costello, « New Technologies : Challenges for State Utility Regulators and What They Should Ask » (2012) 12:1 *National Regulatory Research Inst.*

Un exemple est celui des investissements dans la MR, où les récentes pratiques réglementaires peuvent entraîner des dépenses excessives à ce sujet. Plusieurs organismes de réglementation américains se sont engagés à soutenir des projets de MR qui transfèrent les risques aux clients des entreprises de services publics<sup>27</sup>. Bien qu'aucun organisme de réglementation des services publics d'État n'ait garanti le recouvrement intégral des coûts des investissements d'une entreprise de services publics dans la MR, certains ont autorisé une entreprise de services publics à recouvrer ses coûts en dehors des demandes portant les tarifs traditionnelles et à préapprouver des coûts qui ne sont pas encore engagés. Certains analystes ont affirmé que ces mesures avaient affaibli la surveillance réglementaire des services publics pour contrôler les coûts des projets de MR, et augmenté le risque que les clients absorbent des coûts imprudents engagés en raison d'une mauvaise gestion<sup>28</sup>.

### **LES QUESTIONS AUXQUELLES DEVRAIENT TROUVER RÉPONSE LES ORGANISMES DE RÉGLEMENTATION DES SERVICES PUBLICS**

Les organismes de réglementation des services publics sont confrontés à un défi de taille lorsqu'il s'agit de veiller à ce que les investissements des entreprises de services publics dans la MR favorisent l'intérêt public<sup>29</sup>. Bien que les lois des États encouragent la MR, elles n'exigent pas que les organismes de réglementation approuvent les plans de MR des entreprises de services publics<sup>30</sup>. Dans l'État du Nouveau-Mexique, la Grid Modernization Statute autorise la Public Regulation Commission (« PRC ») de l'État à approuver les projets de MR de distribution<sup>31</sup>. Dans l'évaluation des projets de services publics proposés, la PRC doit tenir compte du caractère raisonnable du projet (vraisemblablement lié aux avantages nets pour les clients) et déterminer si un projet permettrait d'atteindre certains objectifs, comme la réduction des gaz à effet de serre, la facilitation de l'accès des énergies renouvelables et autres formes d'énergie propre au réseau, ainsi que l'amélioration de

---

<sup>27</sup> Les entreprises de services publics perçoivent souvent l'engagement initial des organismes de réglementation à l'égard d'un nouveau projet d'immobilisations comme un moyen de réduire le risque. En l'absence d'un tel engagement, les entreprises de services publics se sentent parfois vulnérables, à juste titre, à une « retenue » réglementaire de l'investissement ou à l'« opportunisme » (ce que les économistes appellent la « spécificité des éléments d'actif », ce qui comprend les investissements dont la valeur de remplacement est beaucoup plus faible que la valeur escomptée de l'utilisation originale.) À titre d'exemple, l'organisme de réglementation pourrait interdire à une entreprise de services publics de recouvrer certains coûts en raison d'un résultat qui n'a pas répondu aux attentes, même si l'entreprise n'était pas fautive. Autrement dit, l'entreprise de services publics a pris une bonne décision qui a produit un mauvais résultat. La question difficile pour les organismes de réglementation est alors celle-ci : comment le coût du mauvais résultat devrait-il être partagé entre les clients et les actionnaires, ou même la direction de l'entreprise de services publics ?

<sup>28</sup> Dans certains États comme l'Indiana et le Kentucky, les entreprises de services publics déposent des plans de modernisation pluriannuels qui, une fois approuvés, leur permettent de recouvrer leurs dépenses à moins d'une imprudence manifeste. Les organismes de réglementation ont plus de difficulté à exclure des coûts engagés par imprudence que lorsque les entreprises de services publics doivent démontrer que les coûts qu'elles ont engagés étaient prudents. *Supra* notes 7 et 22.

<sup>29</sup> L'intérêt public est un terme mal défini, dépourvu de toute mesure précise. De façon générale, il s'agit du « bien-être commun » ou du « bien-être général ». Une idée est que les organismes de réglementation déterminent les objectifs qui concordent avec l'intérêt public, attribuent des facteurs de pondération à ces objectifs et réalisent des compromis entre eux. Bien entendu, ces compromis doivent tenir compte des contrôles législatifs, constitutionnels et autres en vigueur

<sup>30</sup> Depuis 2021, plus de 28 États ont adopté des lois relatives à la modernisation du réseau. Voir National Conference of State Legislatures, « Strengthening the Grid Against Extreme Weather » (4 janvier 2025), en ligne : <ncls.org/energy/strengthening-the-grid-against-extreme-weather>. Dans certains États, la loi exige que l'organisme de réglementation ou les entreprises de services publics évaluent les coûts et les avantages de la MR. Dans la plupart des États américains, la législation limite le pouvoir des organismes de réglementation des services publics en vertu d'une loi, qui fournit habituellement des lignes directrices générales à partir desquelles les organismes de réglementation élaborent leurs règlements. Les organismes de réglementation ont exercé leur pouvoir pour exiger des études sur la faisabilité et l'économie de la modernisation du réseau. (NC Clean Energy, Technology Center, « The 50 States of Grid Modernization : Utilities Pursuit Tools for Demand Management and Grid Flexibility in Q1 2025 » [24 avril 2025], en ligne : <nccleantech.ncsu.edu/2025/04/24/the-50-states-of-grid-modernization-utilities-pursue-tools-for-demand-management-and-grid-flexibility-in-q1-2025/>.

<sup>31</sup> Gridworks, *Investing in a Modern Electric Grid for New Mexico*, rapport préparé pour la New Mexico Public Regulation Commission, (septembre 2022), en ligne (pdf) : <gridworks.org/wp-content/uploads/2022/11/GW\_New-Mexico-Modern-Grid-Report\_.pdf>.

la fiabilité et de la résilience. D'autres États ont des lois comparables pour encourager les entreprises d'électricité à moderniser leurs réseaux de distribution<sup>32</sup>.

Les organismes de réglementation des services publics doivent trouver réponse à une myriade de questions. Le fait de ne pas trouver de réponses aux questions ci-dessous augmente les chances que les investissements dans la MR échouent aux critères du caractère raisonnable qui mettent en évidence les avantages nets et le bien-être sociétal<sup>33</sup>. Bien qu'il soit difficile de répondre à cette question, les organismes de réglementation ne peuvent pas l'ignorer s'ils espèrent empêcher des dépenses excessives dans la MR, ce qui pourrait sous-tendre : (1) que d'importantes sommes de dépenses seraient ultimement assumées par les clients des entreprises de services publics; (2) que ces sommes pourraient être plus judicieusement consacrées à d'autres mesures plus économiques. Le fait de ne pas trouver réponse à ces questions peut également créer des problèmes d'« équité » qui compromettent l'intérêt public. La recherche

de réponses à de nombreuses questions exige que l'on fasse preuve de jugement et que l'on trouve des renseignements objectifs.

Les questions les plus importantes sont les suivantes :

1. Quel poids les organismes de réglementation devraient-ils accorder à ces avantages qui sont difficiles à quantifier et très incertains dans leurs décisions ?
2. Quelle est la meilleure méthode de recouvrement des coûts pour équilibrer les intérêts de l'entreprise de services publics et ceux des clients (par exemple les avenants tarifaires<sup>34</sup> et les suppléments par rapport au traitement du tarif de base)? Les organismes de réglementation devraient-ils s'engager dès le départ à investir dans la MR lorsque cela limite leur capacité d'exclure des coûts lorsqu'ils sont jugés imprudents ?<sup>35</sup>

---

<sup>32</sup> Glen Anderson et al, *Modernizing the Electric Grid: State Role and Policy Options*, rapport préparé par National Conference of State Legislatures, (22 septembre 2021), en ligne : <nclsl.org/energy/modernizing-the-electric-grid>.

<sup>33</sup> Les investissements dans la MR ont souvent raté de loin la cible des avantages attendus par les entreprises de services publics dans leurs plans proposés. Voir Sanem Sergici, « Reviewing Grid Modernization Investments: Summary of Recent Methods and Projects » (4 décembre 2018) The Brattle Group before the National Electrical Manufacturers Association; Herman K. Trabish, « Duke, SCE, Other Grid Modernization Proposals Faced Big Cost Questions, More Regulatory Scrutiny in 2021 » (4 janvier 2021) *Utility Dive*; et *The 50 States of Grid Modernization: Q3 2022 Quarterly Report*, (North Carolina Clean Energy Technology Center, 2022).

<sup>34</sup> Les avenants tiennent compte des coûts qui ne sont pas compris dans les tarifs de base en créant une catégorie de coût distincte, ou incluent de nouveaux coûts précis ou des vérifications des niveaux de coût qui diffèrent des coûts de l'année de référence. Un avenant peut soit offrir une réduction de tarif à court terme pour une entreprise de services publics, soit rajuster les tarifs entre les demandes portant sur les tarifs en fonction des fluctuations des coûts précisés dans un avenant. L'attrition est la raison fondamentale d'une réduction tarifaire provisoire. L'attrition désigne la tendance à la baisse du taux de rendement d'une entreprise de services publics depuis la dernière demande portant les tarifs. Il y a attrition lorsque la croissance des revenus est inférieure aux augmentations des besoins en revenus, ce qui érode le taux de rendement de l'entreprise de services publics au fil du temps si les tarifs ne sont pas modifiés. Voir Ken Costello, « How Should Regulators View Cost Trackers? » NRRI 09-13, septembre 2009.

<sup>35</sup> Les entreprises de services publics perçoivent souvent l'engagement initial des organismes de réglementation à l'égard d'un nouveau projet d'immobilisations comme un moyen de réduire le risque. En l'absence d'un tel engagement, les entreprises de services publics se sentent parfois vulnérables, à juste titre, à une « retenue » réglementaire de l'investissement ou à l'« opportunisme » (ce que les analystes appellent la « spécificité des éléments d'actif ». Cela comprend les investissements dont la valeur de remplacement est beaucoup plus faible que la valeur escomptée de l'utilisation originale.) À titre d'exemple, l'organisme de réglementation pourrait interdire à une entreprise de services publics de recouvrer certains coûts en raison d'un résultat qui n'a pas répondu aux attentes, même si l'entreprise n'était pas fautive. Autrement dit, l'entreprise de services publics a pris une bonne décision qui a produit un mauvais résultat. La question difficile pour les organismes de réglementation est alors celle-ci : comment le coût du mauvais résultat devrait-il être partagé entre les clients et les actionnaires, ou même la direction de l'entreprise de services publics?

3. Quel est le moment ou le déploiement optimal des investissements dans la MR ?<sup>36</sup>
4. Comment un organisme de réglementation peut-il mettre en œuvre des structures tarifaires appropriées pour réduire ou éliminer considérablement l'incitation inhérente d'une entreprise de services publics à surinvestir (par exemple l'effet Averch-Johnson<sup>37</sup> ou le « placage d'or ») ?
5. Les avantages de la MR reviennent-ils aux mêmes clients que ceux qui paient les coûts ? Dans la négative, quels ajustements l'organisme de réglementation devrait-il apporter aux structures de répartition des coûts et de conception des tarifs pour maintenir l'équité et répondre aux critères établis d'une structure tarifaire solide ?<sup>38</sup>
6. Comment les avantages dépendent-ils des mesures prises par l'entreprise de services publics lors du déploiement – les entreprises de services publics devraient-elles être tenues responsables *ex post* de la réalisation des avantages contenus dans leurs plans de MR ?
7. Les contribuables devraient-ils payer une partie des coûts de la MR dans les situations où les avantages dépassent ceux des clients des entreprises de services publics et profitent à l'ensemble de la société (par exemple environnement, résilience du réseau) ?
8. Existe-t-il d'autres façons plus rentables d'obtenir les mêmes avantages de la MR parce qu'elles sont moins coûteuses ?<sup>39</sup>

---

<sup>36</sup> L'incertitude au sujet des rendements futurs crée ce que les analystes appellent une valeur d'option qui consiste à reporter l'investissement dans la technologie. Une entreprise peut choisir d'attendre avant d'investir parce qu'elle veut obtenir de nouveaux renseignements avant de prendre une décision d'investir des sommes d'argent importantes. Selon la théorie des options réelles, lorsque l'avenir est incertain, il est avantageux de disposer d'un large éventail d'options et de conserver la souplesse nécessaire pour exercer ces options. En appliquant la théorie des options réelles aux compteurs intelligents, une politique privilégiée pourrait comprendre un programme pilote plutôt que l'installation de compteurs intelligents dans toutes les maisons pendant une période déterminée. Une excellente analyse de la théorie des options réelles est présentée dans Avinash K. Dixit et Robert S. Pindyck, *Investment Under Uncertainty* (Princeton, NJ : Princeton University Press, 1994); et Robert S. Pindyck, « Irreversible Investment, Capacity Choice, and the Value of the Firm » (1988) 78:5 *Am Econ Rev* 969.

<sup>37</sup> Par exemple, une entreprise de services publics met à niveau son réseau en construisant des éléments d'infrastructure plutôt qu'en adoptant des technologies améliorant le réseau (TAR) qui seraient plus coûteuses pour les clients, mais plus rentables pour l'entreprise de services publics. La construction d'éléments d'infrastructure exige plus de capitaux. Les TAR présentent également l'avantage de pouvoir être déployées plus rapidement. Les TAR comprennent les technologies de suivi dynamique des lignes, de contrôle avancé du débit d'alimentation et un logiciel d'optimisation topologique. Voir Climate XChange, « Enabling ATTs and GETs » (dernière modification le 21 juillet 2025), en ligne : <[climatepolicydashboard.org/policies/electricity/transmission-attns-gets](https://climatepolicydashboard.org/policies/electricity/transmission-attns-gets)>.

<sup>38</sup> Étant donné que les entreprises et les sociétés industrielles seraient les principaux bénéficiaires d'une résilience accrue (ce qui, rappelons-le, est un avantage de la MR), elles devraient assumer les coûts d'investissement associés à la MR e façon proportionnée. Les méthodes traditionnelles de répartition des coûts pourraient devoir être modifiées pour tenir compte de cette réalité

<sup>39</sup> Dans le calcul du rapport coût-efficacité, deux mesures ou plus qui produiraient des avantages identiques ou semblables, l'option la moins coûteuse serait celle qui est privilégiée. À moins que les avantages de chaque mesure ne soient quantifiables, la décision quant à la mesure ou aux mesures qui sont préférables devient un exercice de jugement, qui peut être influencé par le biais du décideur et d'autres formes de favoritisme indu envers une option particulière. L'histoire a montré que les entreprises de services publics, les organismes de réglementation des services publics, l'État et le gouvernement fédéral, entre autres, favorisent les mesures en fonction d'une foule de facteurs autres que le coût. On peut alors supposer que les investissements et les autres mesures prises pour améliorer la résilience s'assimilent peu à une approche purement axée sur la rentabilité. Même si certains organismes de réglementation des services publics affirment souscrire au principe voulant de prendre des mesures rentables, en réalité, cette assertion est plus rhétorique que réelle.

9. Dans quelle mesure, le cas échéant, les subventions gouvernementales ont-elles stimulé des investissements non économiques dans la MR ?<sup>40</sup>

## CONCLUSION

Plusieurs défis concernant la MR attendent les organismes de réglementation qui cherchent à maximiser les avantages pour le bien public tout en protégeant les intérêts des entreprises de services publics et de leurs actionnaires. L'un d'eux est que les organismes de réglementation soient suffisamment renseignés sur les nouvelles technologies intégrées dans la MR pour éviter, ou au moins chercher à équilibrer, l'asymétrie de l'information<sup>41</sup> qui existe inévitablement entre l'organisme de réglementation et l'entreprise de services publics<sup>42</sup>. Le fait de se fier uniquement à l'information provenant des entreprises de services publics et d'autres défenseurs de la MR ne protège pas l'intérêt public.

Une autre tâche des organismes de réglementation consiste à répartir le risque lié

aux coûts d'investissement dans la MR entre l'entreprise de services publics et ses clients. Ils doivent également chercher à proportionner les avantages pour l'entreprise de services publics en fonction des risques qu'elle a courus<sup>43</sup>. Un fardeau supplémentaire pour les organismes de réglementation des services publics consiste à déterminer comment répartir le risque entre les catégories de clients. Lorsqu'un investissement ne profite qu'à une partie des clients d'une entreprise de services publics, les organismes de réglementation doivent tenir compte de la responsabilité et des avantages potentiels pour chaque groupe de clients. Est-ce que tous les clients devraient assumer le risque d'un investissement qui ne profite qu'à une seule catégorie de clients? Est-ce que tous les clients résidentiels devraient payer les mêmes coûts, même si certains utilisateurs en profitent beaucoup plus que d'autres? Les organismes de réglementation devront peut-être s'interroger à savoir si les structures courantes de répartition des coûts et de conception des tarifs se prêtent à des investissements dans la MR<sup>44</sup>.

---

<sup>40</sup> La justification des subventions gouvernementales repose sur la démonstration qu'il est socialement souhaitable que la MR pénètrent le marché plus intensément et plus rapidement que ce qui se passerait dans un scénario où les incitations proviennent du marché privé. Ce raisonnement est manifestement le principal argument en faveur d'une intervention gouvernementale. Il suppose que les avantages de la MR l'emportent sur les coûts éventuels. Les subventions, surtout lorsqu'elles sont mal structurées, peuvent être a) injustes pour les bailleurs de fonds (p. ex. les contribuables), b) inefficaces sur le plan économique et c) injustes pour des sources d'énergie concurrentes. Dans l'ensemble, les subventions échouent habituellement à une analyse coûts-avantages du point de vue du bien-être économique global. Voir les problèmes liés aux subventions dans Elizabeth Van Heuvelen, « La guerre des subventions » F&D Magazine, Fonds monétaire international, (juin 2023), en ligne : <imf.org/fr/Publications/fandd/issues/2023/06/B2B-subsidy-wars-elizabeth-van-heuvelen>.

<sup>41</sup> Le problème fondamental est que les organismes de réglementation connaissent moins bien que les entreprises de services publics la disponibilité, le coût, le risque et les avantages des nouvelles technologies. (Cette « asymétrie de l'information » se présente dans de nombreux domaines de réglementation.) Cela rend les organismes de réglementation incertains quant à la valeur commerciale et sociale des nouvelles technologies. L'information inadéquate pourrait également rendre difficile, pour les organismes de réglementation, même de savoir s'ils ont suffisamment d'information pour déterminer si une nouvelle technologie est dans l'intérêt public. Les organismes de réglementation proactifs exigent que les parties leur fournissent des renseignements objectifs et adéquats. Plus particulièrement, si l'on demande à un organisme de réglementation des services publics d'approuver au préalable une nouvelle technologie ou les dépenses connexes d'un service public, l'organisme devrait avoir une compréhension approfondie des risques et des avantages probables avant d'autoriser l'entreprise de services publics à refiler ces risques aux clients.

<sup>42</sup> Voir Paul L. Joskow and Richard Schmalensee, « Incentive Regulation for Electric Utilities » (1986) 4:1 Yale J on Regulation 1, en ligne : <openyls.law.yale.edu/entities/publication/af9483dd-5fc9-4cfc-8ea8-9806666858af>.

<sup>43</sup> Selon la théorie économique, toutes les entreprises innoveront si elles reçoivent une compensation adéquate compte tenu des risques qu'elles assument. Cette théorie s'applique également aux entreprises de services publics, bien que celles réglementées courent différents types de risques et obtiennent différents types de compensation, et donc des incitations différentes. Les politiques de réglementation peuvent décourager ou stimuler les investissements des entreprises de services publics dans l'innovation, ce qui a une incidence sur le montant que ces entreprises consacrent à l'innovation, la vitesse à laquelle elles innoveront et la nature des investissements (*supra* note 26). Les outils de réglementation qui influent sur l'innovation sont la tarification, les mandats et les objectifs de rendement. En imposant des limites aux profits et au risque des entreprises de services publics, la réglementation peut influencer sur l'activité novatrice. Les entreprises de services publics réglementées doivent composer avec des contraintes liées au profit plus importantes que leurs homologues non réglementés, ce qui diminue généralement leur appétit pour l'innovation. Par ailleurs, les entreprises de services publics sont généralement moins exposées aux risques que les entreprises non réglementées.

<sup>44</sup> Voir *supra* note 21.

Enfin, les organismes de réglementation ne devraient pas rejeter catégoriquement une proposition de MR simplement parce qu'elle augmente les tarifs d'électricité, obéir à un biais défavorable à une proposition en dépit de la preuve ou accepter une proposition simplement parce qu'elle appuiera l'énergie propre et qu'elle est politiquement populaire, tout en ignorant l'effet sur les clients de l'entreprise de services publics et d'autres solutions possibles pour atteindre des objectifs semblables. On ne peut ignorer le fait que l'un ou l'autre de ces scénarios peut se présenter, et un tel scénario s'est probablement déjà présenté dans certaines administrations. ■

# AU-DELÀ DE L'ANCIENNETÉ DANS LA FILE D'ATTENTE : DES SOLUTIONS AXÉES SUR LES BESOINS DES CLIENTS FACE À LA RARETÉ DE LA CAPACITÉ DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU

*Travis Kavulla et Kevin Thompson\**

---

Les règles relatives à « l'interconnexion » des grands producteurs (« IGP ») de type « premier arrivé, premier servi », qui régissent la priorité de raccordement de nouvelles installations à la plupart des réseaux d'électricité nord-américains depuis le début du siècle, ne sont plus viables. La rareté de la capacité de transport d'électricité, la forte augmentation de la charge causée par l'intelligence artificielle (« IA ») et les longues files d'attente pour les projets d'énergie renouvelable ont brisé la logique de ces règles. L'ancienneté dans la file d'attente pour se raccorder au réseau ne représente plus de valeur pour le client ou le réseau. D'ailleurs, il aurait difficilement pu en être autrement parce que l'absence relative du coût du placement dans la file d'attente n'a jamais été un moyen efficace d'affecter une ressource rare. Le présent article propose

une approche hybride de l'interconnexion (raccordement au réseau) des producteurs en fonction des caractéristiques du marché sous-jacent : accorder la priorité aux projets comportant de véritables engagements envers les clients et prévoyant un approvisionnement concurrentiel, ou utiliser des mécanismes d'appel de soumissions et de tarification pour répartir la capacité limitée de manière efficace.

Pendant environ deux décennies après que la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») eut rendu les ordonnances 888 et 2003 uniformisant le libre accès et l'interconnexion, les réseaux ont fonctionné en jouissant d'une grande marge de manœuvre. Au Canada, les exploitants de réseaux comme l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), ont emboîté le pas, et

\* Travis Kavulla (B. A., Université Harvard; M. Phil., Université de Cambridge) est chef des affaires politiques chez Base Power Company, ancien président de la Montana Public Service Commission et ancien président de la National Association of Regulatory Utility Commissioners. Il enseigne à la Harris School of Public Policy de l'Université de Chicago.

Kevin Thompson (B. A., Mount Royal) est gestionnaire des affaires règlementaires chez NRG Energy.

Le présent article fait fond sur un article antérieur publié dans la catégorie Energy Briefs de l'*Energy Bar Association*. Voir Eric Blank & Travis Kavulla, « The End of the Grid's Gold Rush Era: Towards Customer-Oriented Approaches to Generator Interconnection » (23 août 2025), en ligne : <[Eba-net.org/the-end-of-the-grids-gold-rush-era-toward-customer-oriented-approaches-to-generator-interconnection](http://Eba-net.org/the-end-of-the-grids-gold-rush-era-toward-customer-oriented-approaches-to-generator-interconnection)>.

les politiques relatives à l'IGP accordant des droits de priorité en fonction de la position dans la file d'attente ont bien fonctionné grâce à un environnement où la capacité de transport d'électricité était abondante. Or, l'utilisation du réseau s'est améliorée et le pouvoir de marché des titulaires a été limité par une concurrence accrue, ce qui a entraîné une baisse des coûts de gros.

Aujourd'hui, la prémisse est inversée. Les files d'attente d'interconnexion pour la production, et maintenant les charges importantes causées par les centres de données de l'IA, sont devenues plus massives, alors que la capacité de transport d'électricité reste rare. Pourtant, les décisions relatives à l'interconnexion dépendent toujours de la position dans la file d'attente plutôt que de la valeur économique ou du besoin du réseau. Les politiques désuètes de type « premier arrivé, premier servi », relatives à l'IGP supposent que le transport d'électricité est un bien public que tout producteur viable sur le plan commercial peut utiliser sans réduire sa disponibilité pour les autres. Cette hypothèse est toutefois fautive. Tout comme dans le cas de l'eau et du spectre du sans-fil, une approche de rationnement en matière d'attribution des ressources exige de se fonder sur le marché pour définir les droits à la capacité de transport limitée.

L'attribution arbitraire de la capacité de transport d'électricité en fonction de la position dans la file d'attente ne tient plus. Les arriérés de demandes d'interconnexion partout en Amérique du Nord totalisent des centaines de gigawatts que le réseau est incapable de prendre en charge de manière efficace. Le défi est aggravé par une file d'attente qui se développe en parallèle du côté de la demande. Malheureusement, mais comme on pouvait s'y attendre, l'utilisation du processus relatif à l'IGP inefficace a été reproduite en tous points pour les énormes centres de données cherchant à se raccorder au réseau. La rareté du transport a mis fin à l'ère de la « ruée vers l'or » pour ce qui est de la production, mais cette nouvelle

ère liée aux centres de données est en cours. Dans un cas comme dans l'autre, il n'est pas possible de procéder à une gestion efficace en adoptant un principe de type « premier arrivé, premier servi », de sorte que les organismes de réglementation et les exploitants du réseau ont le fardeau de s'attaquer à la fois à la réforme des interconnexions et aux problèmes de fiabilité.

En 2023, la FERC et l'AESO ont mis en place des processus de regroupement en grappes et ajouté des filtres financiers dans le but d'éliminer les projets spéculatifs ou immobiliers dans la file d'attente. Cependant, ces réformes n'ont pas abandonné fondamentalement la politique de base du premier arrivé, premier servi. Ces mesures visent à améliorer la mécanique de l'étude des projets, mais pas nécessairement la logique de la répartition<sup>1</sup>.

Entre-temps, ces politiques relatives à l'IGP soulèvent des questions plus vastes. Les priorités fondées sur la file d'attente faussent également la concurrence et la planification du transport d'électricité. Les entreprises de services publics et les entités de desserte de charge (« EDC ») ne peuvent pas sélectionner les projets de plus grande valeur; elles sont plutôt paralysées par des titulaires d'une position élevée dans la file d'attente qui ont accaparé une capacité de transport limitée, ce qui n'est ni équitable ni efficace.

En somme, la politique d'interconnexion qui prévaut est renversée dans des conditions de rareté. La priorité d'accès au réseau doit être fondée sur la valeur du client et du réseau, et non générer un loyer pour les entités entrées dans la file d'attente à un stade précoce. Les réformes doivent jumeler l'approvisionnement concurrentiel avec la volonté de payer pour des signaux de capacité limitée liés à des projets commerciaux. Les mesures « bouche-trous » comme celles de PJM Interconnection (« PJM ») et de Midcontinent Independent System Operator (« MISO »), qui ont pour

---

<sup>1</sup> À titre d'exemple, la première grappe à étudier serait un groupe de producteurs en tête de la file d'attente d'interconnexion. Voir Federal Energy Regulatory Commission, Improvements to Generator Interconnection Procedures and Agreements, 184 F.E.R.C. ¶ 61,054, (2023). Comme décrit ci-dessous, Midcontinent Independent System Operator (MISO) et PJM Interconnection, L.L.C. (PJM) ont tous deux fait remarquer que même dans le cadre des procédures relatives à l'IGP de type « premier arrivé, premier servi » réformées, il faudra de nombreuses années pour éliminer leurs files d'attente respectives en matière d'interconnexion. Certaines études devront être reprises dans le cas de projets qui sont retirés du processus après avoir été jugés non « prêts » et d'autres projets qui sont approuvés, mais qui risquent de ne pas être mis en service (voire de ne pas être réalisés tout simplement) avant la fin de la décennie suivante. Voir Federal Energy Regulatory Commission, Standardization of Federator Interconnection Agreements and Procedures, 104 F.E.R.C. 61,103, (24 juillet 2003), en ligne (pdf) : <ferc.gov/sites/default/files/2020-04/E-1\_71.pdf> [Ordonnance no 2003].

effet de passer devant les autres et contournent les droits relatifs à l'IGP des titulaires plus avant dans la file, mettent en relief l'urgence de remplacer les règles relatives à la file d'attente pour l'interconnexion des grands producteurs de l'époque de la ruée vers l'or par des approches durables fondées sur la valeur.

### **I. LES RÈGLES DE TYPE « PREMIER ARRIVÉ, PREMIER SERVI » ONT FONCTIONNÉ À UNE ÉPOQUE OÙ LA CAPACITÉ DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ ÉTAIT DISPONIBLE POUR TOUS**

Lorsque la FERC a mis en place les politiques relatives à l'IGP il y a plus de 20 ans<sup>2</sup>, les marchés des États-Unis disposaient d'une marge de manœuvre suffisante pour le transport d'électricité<sup>3</sup>. De la même façon, la norme albertaine de transport sans congestion a entraîné une construction excessive de lignes de transport d'électricité, ce qui a facilité le raccordement des nouvelles centrales<sup>4</sup>. Les demandes annuelles d'IGP étaient modestes<sup>5</sup>. Étant donné que les coûts de transport intégrés sont déjà couverts par la charge et que les coûts marginaux d'interconnexion sont presque nuls, il était logique d'appliquer les règles de type « premier arrivé, premier servi ». Ils ont maximisé la capacité abondante, favorisé le libre accès et la concurrence, et restreint les transactions internes des services publics.

Les premières réformes des principes relatifs à l'IGP, comme l'ordonnance de 2003 de la FERC, visaient à accélérer l'entrée et à atténuer les pratiques discriminatoires, mais elles étaient ancrées dans une perspective d'abondance inexploitée plutôt que de traiter l'interconnexion aux fins de transport comme une ressource rare. La FERC a présenté cette réforme comme un complément au concours pour l'accès libre et la production dans l'ordonnance 888 et le développement des organisations de transport d'énergie régionale (« OTER ») en vertu de l'ordonnance 2000<sup>6</sup>. Ces politiques ont largement été fructueuses. Le libre accès à un réseau nouvellement libéralisé, et la priorité dans la file d'attente, ont rendu la production par des tiers hautement finançable, ce qui a stimulé de nouveaux investissements de centaines de milliards de dollars dans la production. Des produits de couverture innovateurs et des accords<sup>7</sup> d'achat d'énergie virtuels ont permis de réduire davantage le risque financier du projet et d'accélérer son développement.

Étant donné que les producteurs viables sur le plan commercial recevaient des droits de priorité d'interconnexion à un coût minimal, ils cherchaient les points de connexion les plus efficaces sur un réseau sous-utilisé<sup>8</sup>. Avec une marge de manœuvre suffisante pour le transport, les clients pouvaient s'approvisionner de façon concurrentielle grâce à des projets de production nouveaux ou existants, tandis que la fiabilité et d'autres objectifs avaient été atteints.

---

<sup>2</sup> *Ibid.*

<sup>3</sup> Voir Joseph Rand, « Queued Up: Status and Drivers of Generator Interconnection Backlog », Lawrence Berkeley National Laboratory, Transmission and Interconnection Summit (juin 2023) à la p 5, en ligne (pdf) : <energy.gov/sites/default/files/2023-07/Rand\_Queued%20Up\_2022\_Tx%26Ix\_Summit\_061223.pdf> (montrant que les files d'attente d'interconnexion actives en 2010 étaient relativement petites par rapport à la capacité installée composée principalement de sources éoliennes, et donc concentrée).

<sup>4</sup> Les derniers projets importants de transport d'électricité en Alberta consistaient en deux lignes parallèles de courant continu à haute tension (« CCHT ») régies par le projet de loi 50. À ce moment-là, de nombreux universitaires et professionnels de l'industrie nous ont prévenus qu'il y avait une construction excessive inefficace. Voir Jeffrey Church et al., « Transmission Policy in Alberta and Bill 50 », document de recherche de la School of Public Policy de l'Université de Calgary, (2 novembre 2009), aux pp 4, 8 et 15, en ligne (pdf) : <journalhosting.ucalgary.ca/index.php/spp/article/view/42325/30212>.

<sup>5</sup> Voir Joseph Rand, « Queued Up: Status and Drivers of Generator Interconnection Backlog », Berkeley Lab (juin 2023), à la p 4, en ligne (pdf) : <energy.gov/sites/default/files/2023-07/Rand\_Queued%20Up\_2022\_Tx%26Ix\_Summit\_061223.pdf> (montrant la capacité annuelle en mégawatts et le nombre de demandes dans les files d'attente d'interconnexion nationales depuis 2000).

<sup>6</sup> On suppose que les OTER comprennent PJM, MISO, Southwest Power Pool ("SPP"), CAISO, New York Independent System Operator, Inc. ("NYISO") et ISO New England Inc. ("ISO-NE").

<sup>7</sup> Voir Initial Comments of the Colorado Public Utilities Commission (12 octobre 2022), RM-22-14-000 [Initial Comments of the Colorado PUC].

<sup>8</sup> Les normes de la FERC ont évolué pour exiger que les producteurs montrent qu'ils sont viables sur le plan commercial. Ces normes semblaient constituer un minimum raisonnable pour aider à éviter de dépenser les ressources des services publics de transport d'électricité ou des exploitants de réseau pour évaluer des projets spéculatifs, mal conçus ou sous-capitalisés qui auraient pu être prévalents au début de l'exploitation d'une OTER.

## II. « PREMIER ARRIVÉ, PREMIER SERVI », DANS DES CONDITIONS DE RARETÉ

Au cours des cinq dernières années environ, la marge de manœuvre en matière de transport d'électricité et d'interconnexion pour les nouveaux producteurs (et les nouvelles charges importantes) a été épuisée<sup>9</sup>. Les facteurs de rareté ont été bien documentés dans les délibérations de la FERC, y compris la croissance de la charge, les objectifs de décarbonisation, les défis en matière de délivrance de permis et de planification pour les nouvelles capacités de transport, ainsi que l'amélioration considérable du coût et du rendement des énergies renouvelables<sup>10</sup>. Par conséquent, les demandes relatives à l'IGP dépassent maintenant de plusieurs fois la demande de pointe coïncidente de nombreuses autorités d'équilibrage, éliminant ainsi presque toute la marge de manœuvre des producteurs<sup>11</sup>. Les demandes de connexion pour les centres de données exacerbent la tension, approchant ou dépassant la demande de pointe dans des administrations comme celles de l'Electric Reliability Council of Texas (« ERCOT ») et de l'Alberta. Dans ces conditions, l'octroi de droits de priorité relatifs à l'IGP uniquement en fonction du moment d'entrée dans la file d'attente soulève des préoccupations importantes.

### A. La nature dysfonctionnelle des approches relatives à l'IGP de type « premier arrivé, premier servi »

Jusqu'à récemment, les droits d'interconnexion prioritaires aux réseaux des OTER étaient accordés aux producteurs qui présentaient leur demande en premier et démontraient leur « viabilité commerciale ». Aujourd'hui, la plupart des projets éoliens, solaires et de stockage sont parrainés par des promoteurs expérimentés bien capitalisés, de sorte que la viabilité commerciale devient un facteur de différenciation moins pertinent<sup>12</sup>. La position dans la file d'attente est maintenant la seule distinction significative entre des centaines de projets comparables<sup>13</sup>. Même lorsque la capacité existe, les études de grappes surdimensionnées empêchent l'utilisation efficace d'une marge de manœuvre limitée.

La FERC et les OSI canadiens ont tenté de régler ce problème. L'ordonnance 2023 et celles qui ont suivi ont instauré un modèle de type « premier arrivé, premier servi », mais dans la pratique, l'approche relative à la priorité continue d'être fondée sur la file d'attente. Les demandes des grappes sont étudiées et tranchées de manière séquentielle, et les retraits déclenchent des révisions qui retardent des cycles entiers. Le MISO a estimé que le cycle actuel des grappes prend de trois à quatre ans, et que les projets de sa grappe de 2025 pourraient attendre jusqu'en 2036 pour être mis en service<sup>14</sup>. En Alberta, la première grappe de l'AESO a attiré 22 GW, soit plus du double de la demande moyenne, avec 16 GW en lice, ce qui souligne l'ampleur de la sursouscription<sup>15</sup>.

---

<sup>9</sup> Voir Notice of Proposed Rulemaking, Improvements to Generator Interconnection Procs. & Agreements, 179 F.E.R.C. ¶ 61,194, (2022) à la p 20 (notant que « la capacité de transport disponible semble avoir été épuisée dans de nombreuses régions » [traduction]).

<sup>10</sup> Contrairement aux projets d'énergie éolienne qui sont souvent limités à des emplacements géographiques uniques, le développement de l'énergie solaire et du stockage à l'échelle des services publics peut se faire sur un éventail beaucoup plus vaste de sites et de régions, et ces projets sont maintenant responsables de la majeure partie du retard dans les files d'attente d'interconnexion. Voir *Rand, supra* note 6, à la p 5 (montrant que les projets d'énergie solaire et de stockage représentent le plus grand nombre d'inscriptions dans la file d'attente).

<sup>11</sup> Voir *Rand, supra* note 6, à la p 12, montrant la capacité des files d'attente pour chaque opérateur de système indépendant (OSI) et OTER. Voir aussi l'Alberta Electric System Operator, « Long Term Adequacy Metrics » (consulté le 3 février 2026), en ligne : <aes0.ca/market/market-and-system-reporting/long-term-adequacy-metrics>.

<sup>12</sup> Voir *supra* note 10, aux pp 2–3.

<sup>13</sup> *Ibid* aux pp 6–7.

<sup>14</sup> *Midcontinent Independent System Operator, Inc., Revisions to the Open Access Transmission, Energy and Operating Reserve Tariff: Expedited Resource Addition Study Filing*, (17 March 2025), Washington, DC, ER25-1674-000 à la p 21 (calendrier de 3 et 4 ans pour le cycle d'étude actuel); *Midcontinent Independent System Operator, Inc., Motion to Intervene and Request for Rehearing and Stay of Public Interest Organizations*, USDE 202-25-9 à la p 30 (pour la date de mise en service de la grappe de 2025).

<sup>15</sup> Voir Alberta Electric System Operator, « Cluster Assessment Process, Cluster 1 Progress Update » (31 juillet 2024), en ligne (pdf) : <aes0engage.aeso.ca/31713/widgets/131604/documents/135512>.

Ces réformes améliorent la mécanique des études, mais ne règlent pas le problème fondamental. Les files d'attente d'interconnexion entre les régions dépassent souvent la demande de pointe, et la plupart des projets ne seront jamais réalisés. Il est temps d'inverser le paradigme et de se demander quels projets offrent un véritable avantage aux clients ou représentent l'utilisation la plus rentable des rares capacités d'interconnexion.

**B. En raison de la rareté, les approches relatives à l'IGP de type « premier arrivé, premier servi » font fuir l'investissement nécessaire et augmentent les coûts**

Lorsque le transport d'électricité et l'interconnexion sont limités, le rationnement de la marge de manœuvre est inévitable. Aujourd'hui, ce rationnement se produit en accordant des droits de priorité d'interconnexion aux grands producteurs en fonction du moment des études groupées ou d'une demande présentée dans le cadre d'une étude groupée<sup>16</sup>. Cela laisse les décisions critiques d'attribuer la capacité limitée du réseau aux dates de dépôt arbitraires des demandes, où les droits hérités des squatteurs sont acquis plusieurs années avant que soit amorcé un processus concurrentiel pour des ressources, et dictent dans les faits le résultat d'un processus mieux déterminé par le coût des ressources et les caractéristiques opérationnelles. Cela va à l'encontre de l'objectif de l'ordonnance de 2003 qui consiste à « introduire dans le marché la production dont les consommateurs d'électricité ont grandement besoin pour répondre à leurs besoins croissants » [traduction] sans retard indu<sup>17</sup>.

Reconnaissant ce désalignement, les OTER comme PJM, MISO et Southwest Power Pool (« SPP ») ont demandé l'approbation de la FERC pour accorder la priorité aux ressources nécessaires pour garantir la fiabilité. Chez PJM, 1 059 projets étaient admissibles à l'interconnexion, dont 60 % étaient des ressources intermittentes. Il proposait de mettre en œuvre son initiative Reliability Resource Initiative (« RRI ») pour permettre à un sous-ensemble de producteurs nécessaires pour répondre aux besoins de capacité de PJM d'obtenir un droit d'interconnexion plus rapidement<sup>18</sup>. À l'aide d'un mécanisme de notation administratif qui tient compte des répercussions sur le marché et de la date d'exploitation à des fins commerciales plutôt que de la position dans la file d'attente<sup>19</sup>, une liste de 94 demandes totalisant 26 gigawatts a été réduite à 51 projets représentant une nouvelle capacité de production de 9 300 mégawatts<sup>20</sup>.

L'étude Expedited Resource Addition Study (« ERAS »)<sup>21</sup> de MISO exige que les promoteurs de projets démontrent qu'ils répondront à un besoin déterminé en matière de fiabilité, appuyé par une attestation d'un service public réglementé selon laquelle ils procéderont à la construction de l'infrastructure de manière indépendante ou concluront un contrat d'achat d'électricité (« CAE ») ou une entente semblable<sup>22</sup> pour ce faire. Elle a d'abord été rejetée par la FERC<sup>23</sup>, mais approuvée plus tard sous le nom de ERAS 2.0. Celle-ci prévoyait des plafonds sur les projets admissibles et excluait l'Illinois et le Michigan, qui se livrent concurrence dans le commerce de détail<sup>24</sup>.

---

<sup>16</sup> Par exemple, des conversations récentes avec le personnel de SPP laissent entendre que de nouveaux accords d'IGP représentant plus de 7 000 mégawatts ont été exécutés en accordant des droits de priorité aux projets dans les premières études de grappe.

<sup>17</sup> Voir *supra* note 8.

<sup>18</sup> *PJM Interconnection L.L.C.*, (13 décembre 2024), ER25-712-000, en ligne (pdf) : <[pjm.com/-/media/DotCom/documents/ferc/filings/2025/20250328-er25-712-000.pdf](http://pjm.com/-/media/DotCom/documents/ferc/filings/2025/20250328-er25-712-000.pdf)>.

<sup>19</sup> *Ibid* aux pp 30–33.

<sup>20</sup> *PJM Interconnection, L.L.C.*, « PJM Chooses 51 Generation Resource Projects To Address Near-Term Electricity Demand Growth » (2 mai 2025), en ligne : <[insidelines.pjm.com/pjm-chooses-51-generation-resource-projects-to-address-near-term-electricity-demand-growth](http://insidelines.pjm.com/pjm-chooses-51-generation-resource-projects-to-address-near-term-electricity-demand-growth)>.

<sup>21</sup> *Supra* note 14.

<sup>22</sup> *Ibid* aux pp 17–18.

<sup>23</sup> Voir *Midcontinent Independent System Operator, Inc., Order Rejecting Tariff Revisions* (16 mai 2025), FERC 61,131, en ligne : Federal Energy Regulatory Commission <[sierraclub.org/sites/default/files/2025-05/ferc-reject-eras-20250516-3074.pdf](http://sierraclub.org/sites/default/files/2025-05/ferc-reject-eras-20250516-3074.pdf)>.

<sup>24</sup> *Supra* note 14. *PJM Interconnection L.L.C.*, (13 décembre 2024), ER25-712-000, en ligne (pdf) : <[pjm.com/-/media/DotCom/documents/ferc/filings/2025/20250328-er25-712-000.pdf](http://pjm.com/-/media/DotCom/documents/ferc/filings/2025/20250328-er25-712-000.pdf)>.

La proposition similaire de SPP, également appelée ERAS, Expedited Resource Adequacy Study, a également été acceptée<sup>25</sup>. La proposition de SPP vise à accélérer les projets de production d'électricité désignés par les services publics aux fins de l'IGP<sup>26</sup>. Ces programmes soulignent que l'attribution en fonction de la file d'attente ne peut pas répondre aux besoins de fiabilité et exige des exceptions continues, un symptôme d'une défaillance structurelle.

**C. Dans des conditions de rareté, les approches de type « premier arrivé, premier servi » pour l'IGP ont un effet de distorsion sur l'investissement dans le transport d'électricité**

Les approches actuelles relatives à l'IGP déforment à la fois les nouvelles décisions d'investissement dans la production et le transport d'électricité. La répartition des coûts en fonction de la file d'attente a déjà fonctionné lorsque peu de projets étaient raccordés à un réseau solide. Aujourd'hui, avec des milliers de projets en attente, ce modèle *ad hoc* ne peut pas produire un réseau de transport optimal.

L'Alberta s'éloigne de ce paradigme. Son passage d'une norme zéro congestion à une planification optimale du transport (« POT ») exige que les nouveaux projets de transport d'électricité aillent de l'avant seulement lorsque les avantages pour le réseau dépassent les coûts<sup>27</sup>. Jumelée à de nouveaux paiements de renforcement de la capacité de transport (« PRCT »), des frais initiaux non remboursables qui remplacent les dépôts remboursables actuels, la politique envoie des signaux plus clairs quant aux lieux d'implantation. Les promoteurs sont incités à

s'établir là où la capacité existe ou à financer des projets de renforcement de manière à réduire le risque de congestion et les dépôts spéculatifs. D'autres régions explorent des approches semblables, mais la plupart continuent de s'appuyer sur l'ancienneté dans la file d'attente, ce qui transfère la valeur de transport aux premiers inscrits et encourage ce qu'on appelle la « loterie de l'IGP ». De plus, les titulaires peuvent exploiter ce positionnement pour bloquer l'entrée de nouveaux venus proposant des solutions efficaces, ce qui augmente les coûts pour les clients<sup>28</sup>.

Lorsque la planification du transport régional est alors effectuée pour tenir compte de la croissance protégée par un tel arriéré, mais spéculative, l'effet est prévisible : le transport d'électricité est planifié et financé par les clients, ce qui peut ne pas produire les avantages prévus si l'accès prioritaire est accordé à des projets inscrits depuis plus longtemps dans la file d'attente, mais qui sont mal alignés sur les besoins ou la valeur du client.

**III. RÉFORMES POUR UNE APPROCHE RELATIVE À L'IGP EN LIBRE ACCÈS FONDÉE SUR LES AVANTAGES POUR LE CLIENT ET LE RÉSEAU**

Le libre accès devrait demeurer au cœur de la politique d'interconnexion, mais la rareté exige que les organismes de réglementation et les OSI aillent au-delà des approches de type « premier arrivé, premier servi ». Ces approches traditionnelles supposaient que le transport d'électricité était un bien public illimité, mais cette prémisse ne tient plus. Jadis efficaces pour

---

<sup>25</sup> Voir Federal Energy Regulatory Commission, Order Accepting Tariff Revisions, Subject to Condition, 192 F.E.R.C. ¶ 61,062, (21 juillet 2025), en ligne (pdf) : <[spp.org/documents/74369/20250721\\_order%20accepting%20tariff%20revisions%20subject%20to%20condition%20-%20expedited%20resource%20adequacy%20study\\_er25-2296-000.pdf](https://www.ferc.gov/documents/74369/20250721_order%20accepting%20tariff%20revisions%20subject%20to%20condition%20-%20expedited%20resource%20adequacy%20study_er25-2296-000.pdf)>.

<sup>26</sup> Derek Wingfield, SPP Board Approve Expedited Generation Interconnection Process to Help Meet Regional Resource Adequacy, Southwest Power Pool (6 mai 2025), en ligne (pdf) : <[spp.org/news-list/spp-board-approves-accelerated-generation-interconnection-process-to-help-meet-regional-resource-adequacy](https://www.spp.org/news-list/spp-board-approves-accelerated-generation-interconnection-process-to-help-meet-regional-resource-adequacy)>

<sup>27</sup> Pour plus de détails, voir Rupp Louissaint, « Alberta's grid in transition: An overview of the restructured energy market » (2025), 13:4, Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie.

<sup>28</sup> Compte tenu de l'incidence d'une nouvelle capacité de transport d'électricité qui pourrait modifier la répartition et réduire les prix sur le marché de gros des OTER, plusieurs producteurs titulaires se sont opposés vigoureusement aux nouveaux investissements dans le transport, en particulier dans les OTER désagrégées verticalement. Voir Alissa J. Schafer et Dave Anderson, « NextEra Spent \$20 Million to “Ban” Clean Energy Transmission Project in Maine » (3 novembre 2021), Energy & Policy Institute, en ligne : <[energyandpolicy.org/Nextera-spent-20-million-to-ban-clean-energy-transport-project-in-Maine](https://energyandpolicy.org/Nextera-spent-20-million-to-ban-clean-energy-transport-project-in-Maine/)> (décrivant une situation où les producteurs titulaires ont dépensé plus de 20 M\$ pour financer des efforts visant à éliminer une nouvelle ligne de transport rentable qui, en l'état, aurait créé un grand avantage pour le client en abaissant les prix du marché de gros); Clark Mindock, « Key Lease for Hydropower Transmission Line Maintained by Maine Top Court » (29 novembre 2022), Reuters, en ligne : <[Reuters.com/legal/litigation/key-leases-hydropower-transport-line-upheld-by-maine-top-court-2022-11-30](https://www.reuters.com/legal/litigation/key-leases-hydropower-transport-line-upheld-by-maine-top-court-2022-11-30/)>.

accélérer le développement du réseau, ces règles de la ruée vers l'or nuisent maintenant à la capacité de répondre à la demande des clients, à la fiabilité du service et à d'autres objectifs stratégiques. Le présent article recommande des réformes qui attribuent la capacité d'interconnexion limitée aux projets offrant la plus grande valeur pour les clients et le réseau.

Toute approche doit reconnaître que les clients, ou les entités de desserte de charge (« EDC ») qui leur fournissent de l'énergie, assument en fin de compte les coûts de transport d'électricité dans la plupart des ententes de tarification<sup>29</sup>. La rareté de la capacité d'interconnexion devrait donc mener à accorder la priorité aux projets soutenus par les engagements des clients ou qui offrent les avantages les plus importants pour le réseau. Les procédures de type « premier arrivé, premier servi » relatives à l'IGP échouent à atteindre cet objectif. Cependant, un virage est déjà en cours à plusieurs endroits.

Les processus concurrentiels doivent remplacer ceux qui reposent sur le principe d'ancienneté dans la file d'attente comme base d'attribution du droit de transport d'électricité. Dans les marchés bilatéraux et les services publics réglementés par l'État, cela peut signifier des appels de propositions surveillés par l'État et contrôlés par des évaluateurs indépendants. Dans les marchés restructurés caractérisés par une concurrence au niveau du commerce de détail, les nominations par les EDC pourraient produire des résultats semblables. Un processus d'appel de soumissions ou de mise aux enchères pourrait également être utilisé. Dans tous les cas, des mesures de protection doivent être établies pour empêcher les titulaires de droits de transport de favoriser la production affiliée, conformément aux ordonnances 888 et 2003 de la FERC.

La tarification devrait également refléter la réalité. L'accès à une nouvelle capacité de transport d'électricité doit refléter les coûts différentiels ou fondés sur le marché, et non les tarifs historiques intégrés dans un tarif de transport en libre accès. Lorsque l'interconnexion déclenche des mises à niveau majeures du réseau, la répartition des coûts entre les ressources bénéficiant de l'interconnexion

ou leurs preneurs devrait tenir compte de ces répercussions. L'harmonisation des signaux de prix avec les coûts réels décourage la spéculation et garantit que l'expansion du transport d'électricité procure de la valeur aux clients et au réseau.

La plupart de ces approches relatives à l'IGP en libre accès recommandées, où tous les producteurs peuvent se livrer concurrence pour obtenir un droit d'interconnexion prioritaire indépendamment du moment où leur demande a été inscrite dans la file d'attente de l'IGP, peuvent être mises en œuvre sur des marchés bilatéraux et réglementés par l'État, mais exigent naturellement des approches différentes sur des marchés entièrement restructurés.

### **1. Approche réglementée de l'État pour les services publics intégrés verticalement**

Dans les marchés bilatéraux et réglementés par l'État, l'expansion du transport peut être planifiée de façon exhaustive au profit des clients de charge natifs, financée au moyen d'un recouvrement des coûts socialisé, plutôt qu'en attribuant les coûts de mise à niveau à des producteurs individuels. Jumelée à des processus d'approvisionnement transparents et concurrentiels pour toutes les sources, la priorité d'interconnexion peut être attribuée aux soumissions gagnantes qui répondent le mieux aux objectifs de fiabilité, de suffisance des ressources et de coût plutôt qu'à l'ancienneté dans la file d'attente.

L'arrimage des droits limités d'IGP aux résultats des appels d'offres concurrentiels surveillés par l'État fait de la viabilité commerciale un résultat concurrentiel où la valeur d'un projet n'est plus liée au moment où il a été inscrit dans la file d'attente. Par conséquent, la décision de répartition s'inscrit dans un processus réglementé axé sur les résultats pour l'intérêt public. Cette conception répond également à des préoccupations familiaires au sujet de l'objectivité et de la transparence des exceptions aux règles relatives à l'IGP ordinaires permettant de « passer devant les autres ». Les sollicitations concurrentielles contrôlées par des évaluateurs indépendants, ayant de solides antécédents en matière d'élaboration

---

<sup>29</sup> À l'exclusion notable des interconnexions de transport d'électricité ou des processus de planification qui établissent des allocations non remboursables ou des paiements pour le service de transport, comme ceux décrits pour l'AESO dans le présent document.

de dossiers et d'examen réglementaire dans le cadre de procédures en justice, garantissent la visibilité du processus pour les organismes de réglementation. La FERC pourrait établir un critère d'acceptabilité de ces processus étatiques avant de les sanctionner pour s'assurer que les objectifs du libre accès sont véritablement atteints, sinon par une approche qui repose à tort sur le principe du « premier arrivé, premier servi » de la réglementation de l'interconnexion relevant de la compétence fédérale.

L'attribution de la priorité d'interconnexion à une capacité de transport rare par le biais de processus d'approvisionnement concurrentiels, plutôt que selon la position dans une file d'attente individuelle, détermine quelle capacité est ajoutée, à quel moment et à quel endroit elle est nécessaire, et selon quelles conditions commerciales. Cela limite le biais induit par la construction de l'infrastructure de manière indépendante en forçant la concurrence directe entre les propositions soumises par des services publics et de tierces parties à l'intérieur de limites de coût et de risque définies, et retourne la valeur du transport aux clients à des tarifs de souscription au service public plus bas. Cela contraste avec de nombreuses structures d'OTER qui privatisent la valeur par l'intermédiaire de l'ancienneté des droits dans la file d'attente. Les achats toutes sources du Colorado illustrent ce modèle : la priorité d'IGP à la capacité limitée est accordée dans l'ordre des soumissions gagnantes, ce qui permet de planifier le transport<sup>30</sup> et la livraison à l'échelle.

## 2. L'approche du CAISO

Comparativement aux États à intégration verticale, le California Independent System Operator (« CAISO ») exploite ses activités dans un paysage de vente au détail beaucoup plus diversifié comprenant 100 EDC, y compris des services publics appartenant à des investisseurs, des agrégateurs choisis par la communauté et des détaillants concurrentiels dont la taille de la production varie de moins de 1 mégawatt à plus de 13 000 mégawatts<sup>31</sup>. Sa file d'attente d'interconnexion est fortement sursouscrite, comme l'a démontré son étude de la grappe 15 qui comprenait 541 nouveaux projets représentant 354 000 mégawatts. Cela dépasse de loin la demande record du CAISO, ce qui souligne la nature spéculative de la file d'attente d'interconnexion<sup>32</sup>.

Pour régler ce problème, le CAISO a remplacé la priorité en fonction de l'ancienneté par un système de notation pondérée afin d'attribuer les droits de priorité d'IGP<sup>33</sup>. Les EDC reçoivent des « points pour l'intérêt commercial » qu'ils peuvent attribuer aux ressources de la file d'attente pour lui accorder un statut plus prioritaire<sup>34</sup>. Les EDC utilisent naturellement leurs points dans le cadre de projets qu'ils ont l'intention d'entreprendre ou avec lesquels ils ont déjà conclu un contrat, en accordant la priorité aux ressources appuyées par des engagements réels de clients. Ce mécanisme a déjà influencé les accords d'achat d'électricité, les acheteurs obtenant de meilleures conditions en échange de points qui réduisent l'incertitude liée à l'interconnexion.

---

<sup>30</sup> Les détails de ce modèle sont expliqués plus en détail dans Eric Blank et Travis Kavulla, « The End of the Grid's Cold Rush Era: Towards Customer-Oriented Approaches to Generator Interconnection », (2025) 6:1 Energy Bar Association, en ligne (pdf) : <Eba-net.org/wp-content/uploads/2025/08/EBA-Brief-2025-Vol-1.pdf>.

<sup>31</sup> California Open Data Portal, « Electric Load Serving Entities (IOE & POU) » (dernière consultation le 10 février 2026), en ligne : <data.ca.gov/dataset/electric-load-serving-entities-iou-pou>; voir aussi State of California, « Registered Electric Service Providers » (dernière consultation le 10 février 2026), en ligne : <apps.cpuc.ca.gov/apex/?p=511:1:0:NO>.

<sup>32</sup> La demande au CAISO a atteint un pic de 51 479 MW en 2022. Voir State of California, « Registered Electric Service Providers » (dernière consultation le 10 février 2026), en ligne : <apps.cpuc.ca.gov/apex/?p=511:1:0:NO>.

<sup>33</sup> La FERC a approuvé cette réforme en 2024.

<sup>34</sup> Le CAISO a divisé la note globale du projet en trois grandes catégories : 30 % des points pour l'intérêt commercial, 35 % des points pour la viabilité du projet et 35 % des points pour la réponse au besoin du réseau, les deux dernières étant déterminées par le CAISO.

Les limites sur la propriété de la production d'électricité réduisent les transactions internes<sup>35</sup>, et le transport planifié centralement et financé par le client font des points des EDC un indicateur raisonnable des avantages pour le client<sup>36</sup>. La restructuration du commerce de détail en Californie, bien qu'incomplète, assure la présence d'une tension concurrentielle entre les acheteurs de la production, ce qui permet d'éviter des incitations perverses contre lesquelles un organisme de réglementation devrait autrement se prémunir dans les marchés des services publics intégrés verticalement qui sont fermés à la concurrence au détail. L'utilisation précoce des points dans le cadre de la réforme du CAISO a été modeste en raison d'un déploiement précipité, mais la réforme du marché réoriente carrément la priorité d'interconnexion vers les projets soutenus par les clients et évite les inscriptions spéculatives dans la file d'attente, de sorte que tous les producteurs puissent se livrer concurrence pour l'accès au réseau et à la valeur de la clientèle – une forme plus authentique de libre accès.

### 3. Marchés entièrement restructurés

Dans les marchés des OTER et OSI entièrement désagrégés verticalement, où la propriété de la production est diversifiée et où la concurrence au détail est généralisée, le problème d'interconnexion reflète largement celui des autres structures juridictionnelles. Les procédures de type « premier arrivé, premier servi » relatives à l'IGP congestionnent toujours les files d'attente d'IGP parce que de nombreux projets n'ont pas de voies de commercialisation crédibles, et freinent l'exécution de projets plus loin dans la file d'attente qui pourraient mieux répondre aux besoins en matière de pertinence

des ressources, de fiabilité et de valeur pour la clientèle. La solution est nécessairement plus complexe que dans les marchés verticalement intégrés, où l'identité de l'acheteur de la production est claire, ou de celui de la Californie qui compte un moins grand nombre d'EDC et un plus grand nombre de contrats dirigés par la politique. Dans des marchés comme ceux de PJM, ISO-NE, New York Independent System Operator Inc (« NYISO »), ERCOT (Texas) et de l'Alberta, les clients sont raccordés de façon moins visible, ce qui complique tout processus d'attribution de la priorité axée sur le client dans la file d'attente.

Les activités de magasinage des clients dans ces territoires de compétence ne sont pas universelles. La plupart des clients industriels qui en avaient l'option ont choisi une EDC tierce<sup>37</sup> et, dans certains cas, ils savent exactement ce qu'ils achètent, comme lorsque Microsoft a acheté un CAE à long terme lié au redémarrage de la centrale Three Mile Island de Constellation<sup>38</sup>. Le plus souvent, les arrangements en matière d'approvisionnement sont à court terme et n'ont pas de lien clair avec des ressources de production particulières.

La participation résidentielle varie grandement. Selon le marché, seulement 5 % à 85 % des ménages reçoivent souscrivent au service d'une EDC tierce<sup>39</sup>. Même ces clients ne reçoivent pas d'énergie des ressources dédiées d'un service public. Bon nombre d'EDC ne possèdent pas du tout de capacité de production, mais achètent plutôt de l'électricité sur le marché de gros dans le cadre de transactions financières plutôt que de contrats conditionnels à l'unité. Ces opérations se règlent généralement sous forme de « contrats pour des écarts de prix » par rapport aux mécanismes d'enchères du

---

<sup>35</sup> *Electric Utility Industry Restructuring Act*, AB 1890, 1996 Cal Stat ch 854. Voir p. ex. California Public Utilities Commission, Executive Summary à l'adresse suivante : <ia.cpuc.ca.gov/environment/info/esa/divestpge-two/eit/chapters/s-summary.htm>.

<sup>36</sup> Voir California Independent System Operator, « The California ISO's Transmission Planning Process – A Brief Overview » (7 avril 2025), en ligne (pdf) : <caiso.com/Documents/Transmission-Planning-Process-Overview.pdf>.

<sup>37</sup> U.S. Energy Information Administration, « Annual Electric Power Industry Report », *Form EIA-861* (2023), en ligne : <eia.gov/electricity/data/eia861> [*US EIA Form-861*].

<sup>38</sup> Constellation, « Constellation to Launch Crane Clean Energy Center, Restoring Jobs and Carbon-Free Power to The Grid » (20 septembre 2024), en ligne (pdf) : <constellationenergy.com/newsroom/2024/Constellation-to-Launch-Crane-Clean-Energy-Center-Restoring-Jobs-and-Carbon-Free-Power-to-The-Grid.html>.

<sup>39</sup> Voir *US EIA Form-861*, *supra* note 38; Voir aussi Market Surveillance Administrator, « Retail Statistics » (5 janvier 2026), en ligne (excel) : <view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.albertamsa.ca%2Fassets%2Fdocuments%2FMSA-Retail-Statistics.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK>; See also Electric Reliability Council of Texas, « ERCOT Grid Insights » (novembre 2025) à la p 3, en ligne : <ercot.com/about/news/grid-insights>.

prix du prochain jour et en temps réel menées par l'OTER ou l'OSI<sup>40</sup>. Les contreparties peuvent être des propriétaires de production ou des intermédiaires financiers, ce qui rend floue la source de production et son lien avec les clients individuels. Dans le cas des clients qui ne magasinent pas, les services publics, les organismes d'État ou les détaillants règlementés regroupent la demande et soumissionnent sur le marché de gros, où les fournisseurs de gros se font concurrence pour livrer cette charge.

Ce paysage commercial fragmenté soulève une question clé : À quoi ressemblerait une approche d'interconnexion axée sur le client dans les marchés où les clients connaissent rarement la ressource qui les sert? Une des solutions possibles consiste à étendre la logique de la réforme du CAISO, qui accorde la priorité en fonction des intérêts commerciaux plutôt que de l'ancienneté dans la file d'attente. Si une EDC ou un gros client a passé un contrat pour une ressource, cet arrangement pourrait justifier une priorité plus élevée dans la file d'attente. Cette approche fait en sorte que les ressources qui ont de vrais engagements avec des clients, et par conséquent une voie claire vers la commercialisation, passent devant les projets purement spéculatifs. Cette méthode est souvent considérée comme une solution aux files d'attente pour répondre à une charge tributaire de l'intelligence artificielle, et les projets de centres de données sont encouragés à « générer leur propre énergie eux-mêmes ».

Pour ce qui est des ressources développées sur une base commerciale, une autre solution s'impose. Une approche prometteuse est l'appel de soumissions pour l'accès au réseau, un processus à durée limitée dans le cadre duquel l'exploitant du réseau sollicite des

demandes contraignantes pour obtenir une capacité d'interconnexion ou de transport. Il agrège ensuite la demande et répartit les droits et les coûts de façon transparente, souvent au moyen d'enchères ou d'abonnements proportionnels. Ce modèle, utilisé depuis longtemps dans le secteur des gazoducs et adapté aux projets commerciaux de CCHT<sup>41</sup>, remplace l'ancienneté dans la file d'attente par une volonté démontrée de payer ou de conclure un engagement contractuel et permet de filtrer la spéculation et d'harmoniser l'expansion avec les besoins réels du réseau. Les droits obtenus au terme d'un appel de soumissions pourraient même être négociés sur un marché secondaire, ce qui créerait des liquidités et garantirait que la capacité est aiguillée vers les utilisations ayant la plus grande valeur.

En Alberta, l'AESO offre une étude de cas utile pour la réforme partielle. Son processus d'évaluation groupée regroupe les projets de production et de stockage dans des fenêtres d'admission définies et les étudie ensemble, améliorant ainsi l'efficacité et imposant une discipline financière en imposant des frais de demande, des exigences en matière de sécurité et des obligations de contribution liées à la production<sup>42</sup>. Ces mesures réduisent les inscriptions à fins spéculatives et permettent une analyse coordonnée du réseau. Cependant, le regroupement ne résout pas à lui seul les problèmes fondamentaux liés à l'attribution et à la spéculation. De façon générale, la priorité dépend toujours du moment de l'inscription au sein de la grappe. Comme la grappe 1 regroupe des projets représentant plus 16 000 mégawatts, bon nombre d'entre eux ne progresseront pas ni n'ont pour intention de le faire. Ces problèmes entraînent des risques d'annulation élevés, ce qui limite l'efficacité des études<sup>43</sup>, une

---

<sup>40</sup> En règle générale, les détaillants prennent des décisions de couverture en fonction de leur charge prévue et peuvent sursouscrire une couverture pour tenir compte du risque lié aux conditions météorologiques, une pratique assimilable à une « marge de réserve » dans le marché concurrentiel de la vente au détail qui vise à prévenir des conséquences financières graves en cas d'explosion des prix sur le marché de gros. Voir, p. ex., *Comments of NRG Energy, Inc., Pennsylvania Public Utility Commission, Docket No. M-2024-3051988* (9 janvier 2025).

<sup>41</sup> Voir Rob Gramlich & Zach Zimmerman, *Use of Network Open Seasons in the Electric Industry* (9 août 2024), Grid Strategies LLC préparé pour NRG Energy, en ligne (pdf) : <nrg.com/assets/documents/energy-policy/grid-strategies-electric-network-open-seasons080924.pdf>.

<sup>42</sup> Voir Alberta Electric System Operator, « Cluster Assessment » (dernière consultation le 10 février 2026), en ligne : <aeso.ca/grid/connecting-to-the-grid/cluster-assessment/>; voir aussi Alberta Electric System Operator, « Cluster Assessment Process Implementation » (dernière consultation le 10 février 2026), en ligne : <aeso.ca/connection-process-streamlining>.

<sup>43</sup> Pour la grappe 3, l'AESO a explicitement prolongé le calendrier de soumission des demandes et des étapes « afin de permettre la reprise d'études, car un grand nombre d'annulations de projets sont prévues » [traduction].

préoccupation décrite précédemment dans le présent article concernant le MISO<sup>44</sup>.

Le processus de regroupement introduit des étapes structurées, en commençant par une System Access Service Request (« SASR ») (demande de service d'accès au réseau) et en passant par les évaluations préliminaires et détaillées, chacune exigeant des produits livrables comme les portées de l'étude, les estimations des coûts et la preuve du paiement de la contribution par le propriétaire de l'unité de production. La garantie financière et les décisions par étapes aident à filtrer les projets spéculatifs, même si les paiements sont souvent trop négligeables pour que des promoteurs bien nantis puissent simplement traiter ces projets comme un coût d'exploitation, surtout lorsqu'ils s'inscrivent dans des files d'attente dans de multiples administrations. Les études coordonnées permettent à l'AESO de cerner des solutions de rechange pour la connexion au moindre coût et des mises à niveau dont les coûts sont partagés de manière plus efficace que ce que permettent les examens en série, bien que ces limites soient soulignées dans les annulations mentionnées ci-dessus.

Ces processus contribuent à améliorer la transparence et la prévisibilité pour les promoteurs grâce aux fenêtres de réception des demandes publiées et aux calendriers comportant des étapes, mais des problèmes persistent. Compte tenu des problèmes de sursouscription et d'annulation, il est clair que le regroupement à lui seul ne peut pas résoudre la dynamique spéculative d'inscription dans la file d'attente qui afflige les OTER et les OSI partout en Amérique du Nord. Les signaux relatifs aux coûts peuvent également être contournés, en tentant de filtrer les projets spéculatifs (étant entendu que les coûts peuvent être suffisamment élevés que pour vraiment écarter les petits promoteurs), mais

ils ne mènent pas nécessairement à prioriser les ressources offrant la valeur la plus élevée sur le plan de la fiabilité, de l'emplacement ou de la rapidité de desserte du marché, sauf s'ils peuvent être jumelés à une règle de sélection fondée sur la valeur.

Une approche hybride, en conservant le regroupement pour l'efficacité des études, mais en attribuant la priorité au moyen d'un pointage axé sur la clientèle ou d'un appel de soumissions, permettrait de mieux harmoniser l'interconnexion avec la fiabilité, le caractère adéquat de la ressource et la valeur pour les clients. Les réformes à venir en Alberta pourraient l'aider à se rapprocher de ces objectifs. En juillet 2024, le ministre de l'Abordabilité et des Services publics a demandé à l'AESO d'adopter une approche fondée sur la POT<sup>45</sup>. Conjuguée aux PRCT, cette nouvelle norme de planification rapproche l'Alberta de la réalisation de l'approche hybride susmentionnée. Cette approche est conçue pour envoyer des signaux de prix plus précis fondés sur l'emplacement et harmoniser les incitations du promoteur avec la valeur du réseau, tout en permettant à l'AESO de mieux gérer la congestion et d'attribuer les coûts selon les principes de causalité des coûts<sup>46</sup>.

Des signaux relatifs à l'emplacement plus clairs pour les promoteurs seront fournis par la capacité existante d'interconnexion aux fins du transport, les coûts des PRCT et les prix marginaux en temps réel fonction de l'emplacement sur le marché de gros. Les promoteurs ne pourront plus compter sur l'AESO pour planifier des mises à niveau coûteuses du transport afin d'atténuer la congestion. Ensemble, le regroupement, la POT et les PRCT favorisent un régime coordonné d'interconnexion et de transport axé sur la valeur. Le regroupement assure l'efficacité et la transparence du séquençage des études.

---

<sup>44</sup> Voir *Ordonnance no 2003*, *supra* note 1, et les préoccupations relatives à la reprise d'études par le MISO décrites à la section 2.

<sup>45</sup> Voir la lettre de la ministre de l'Abordabilité et des Services publics et de la vice-présidente du Conseil du Trésor à [https://aesoengage.aeso.ca/trp-and-supply-sas/news\\_feed/background-information](https://aesoengage.aeso.ca/trp-and-supply-sas/news_feed/background-information) Alberta, l'honorable Nathan Neudorf, au président et chef de la direction de l'Alberta Electric System Operator, Mike Law (3 juillet 2024), en ligne : <ehq-production-canada.s3.ca-central-1.amazonaws.com/5ccdffa7dc3623ae39ba332646af9fbf23df6237/original/1730998577/36be17e72e012e4b8f1fe6a4300ea44e\_Minster%27s\_Letter\_-\_July\_\_2024.pdf?X-Amz[1]Algorithm=AWS4-HMAC-SHA256&X-Amz-Credential=AKIA4KKNQAKIII4DU7AG%2F20260211%2Fca-central-1%2Fs3%2Faws4\_request&X-Amz-Date=20260211T014450Z&X-Amz-Expires=300&X-Amz-SignedHeaders=host&X-Amz-Signature=b657e0fa4282cde0aa6ed5ea6eb955384880c7b4b238e1b588aa7ffb0ef15116>.

<sup>46</sup> Alberta Electric System Operator, « Background Information » (dernière consultation le 10 février 2026) en ligne : <aesoengage.aeso.ca/Trp-and-supply-sas/news\_feed/background-information>.

La POT simplifie les décisions d'expansion en fonction des avantages à l'échelle du réseau. Les PRCT introduisent dès le départ des signaux plus forts sur les coûts liés à l'emplacement et techniques<sup>47</sup>.

## CONCLUSION

La rareté a bouleversé la logique de la politique d'interconnexion de type « premier arrivé, premier servi ». Le libre accès doit évoluer pour prioriser les projets qui offrent une valeur mesurable pour les clients et le réseau en adoptant des processus transparents et concurrentiels ainsi que des signaux fondés sur le marché.

Les premières réformes au Colorado et en Californie montrent que l'ancienneté dans la file d'attente peut être remplacée par des mécanismes fondés sur de vrais engagements qui préservent la concurrence et réduisent la spéculation. Pour les marchés entièrement restructurés, le défi est plus grand, mais il peut être relevé. Le passage de l'Alberta à la planification optimale du transport d'électricité et aux paiements de renforcement du transport d'électricité, jumelé au regroupement, annonce un virage vers une interconnexion fondée sur la valeur.

Si elles sont bien mises en œuvre, ces réformes remplaceront non seulement la mentalité axée sur la ruée vers l'or, mais renforceront les fondements du libre accès, ce qui permettra aux réseaux électriques de répondre à la demande croissante et aux objectifs politiques sans sacrifier l'équité ou l'efficacité. La souplesse et la créativité ne sont plus optionnelles, elles sont des prérequis pour un réseau fiable et axé sur le client en cette ère de rareté. ■

---

<sup>47</sup> *Transmission Regulation*, Alta Reg 86/2007; le paragraphe 29.1(4) précise que les PRCT sont fondés sur la capacité de transport d'électricité disponible, les caractéristiques techniques du producteur et le coût du renforcement du réseau.

# « INDIGENOUS RIGHTS IN ONE MINUTE: WHAT YOU NEED TO KNOW TO TALK RECONCILIATION », BRUCE MCIVOR<sup>1</sup>

Tamara (Baldhead) Pearl\*

---

Le livre de Bruce McIvor intitulé *Indigenous Rights in One Minute: What you need to know to talk reconciliation* et paru en 2025 est la plus récente publication de First Peoples Law. Cet ouvrage vise à favoriser chez les lecteurs sans formation juridique une compréhension plus aisée de l'ensemble complexe de la jurisprudence et de la législation touchant les droits des peuples autochtones, aussi appelé droit autochtone. Souvent confondu avec le droit autochtone traditionnel, qui est distinct et enraciné dans les cultures, les coutumes et le mode de vie des peuples autochtones, le droit autochtone renvoi aux règles issues de la législation et la jurisprudence canadiennes portant sur des droits des peuples autochtones, tels que protégés par la common law, le droit législatif et l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*<sup>2</sup>.

Ce guide qui permet de comprendre plus aisément le droit autochtone devrait logiquement permettre au public de participer davantage aux efforts de réconciliation axés sur les appels à l'action de la Commission de vérité et réconciliation. Cet ouvrage vise à susciter un intérêt accru pour la défense des droits ou à inspirer d'autres recherches sur les questions autochtones pour le lecteur étranger à la profession juridique.

Au début du livre, McIvor propose une feuille de route utile quant à son contenu. La perspective d'ensemble est axée sur la relation entre les peuples autochtones et la Couronne et les raisons pour lesquelles cette relation constitue un outil pertinent dans cette démarche. L'ouvrage est divisé en deux sections principales. Celles-ci sont ensuite subdivisées en sous-sections. Chaque sous-section traite de sujets qui vont de questions importantes,

---

<sup>1</sup> Bruce McIvor, *Indigenous Rights in One Minute: What You Need to Know to Talk, First Peoples Law* (éditions Nightwood, 2025).

\* Tamara (Baldhead) Pearl est une néhiyaw Iskwew (femme crie des plaines) de la Première Nation de One Arrow située sur le territoire visé par le Traité no 6 et les terres ancestrales des Métis. Elle est professeure adjointe à la faculté de droit de l'Université de l'Alberta et candidate au doctorat en droit à l'Université d'Ottawa. Ses recherches sont axées sur la formation à l'« antidominance », qui remet en question la dynamique de domination du cadre colonial des colons imposé aux peuples autochtones. La professeure Pearl désire contribuer à la formation de praticiens du droit qui s'appuient sur le principe de l'antidominance pour aborder avec respect les traditions et les communautés juridiques autochtones, tout en utilisant les rapports fondés sur des traités comme guide. Elle a pour objectif de contribuer à la formation des étudiants en droit et d'autres professionnels du droit, non seulement pour améliorer nos collectivités, mais aussi pour favoriser un rapprochement en utilisant le concept néhiyawak ou des Cris des Plaines, māmawī wīchītowīn (« travailler ensemble et s'entraider »). Elle est titulaire d'une bourse de recherche pour la faculté de droit Wahkohtowin Law and Governance Lodge et membre du conseil d'administration de l'Institut canadien de recherches sur les femmes (CRIA-W-ICREF).

<sup>2</sup> *Loi constitutionnelle de 1982*, art. 35, constituant l'annexe B de la *Loi de 1982 sur le Canada* (R-U), 1982, c 11.

notamment : « Pourquoi les peuples autochtones jouissent-ils de droits spéciaux ? » ; « Qu'est-ce que la réconciliation ? » ; « Pourquoi l'arrêt *Horseman* est-il important ? », etc. La réponse accompagnant chaque sujet traité peut s'étendre sur une demi-page à plus de deux pages (rarement), la moyenne étant environ d'une page et demie dans la plupart des cas. Cette structure interne du livre est très astucieuse, et le lecteur devient ainsi peut-être plus enclin à le lire de la première à la dernière page.

La section 1 s'intitule « Les questions les plus importantes concernant les droits des Autochtones » [traduction] et commence par la sous-section intitulée « Notions de base » [traduction]. Elle renferme une gamme d'explications traitant de questions comme l'affirmation de la souveraineté de la Couronne, jusqu'à la question « Qui est un Indien ? » [traduction] en passant par la nature de la doctrine de la découverte. McIvor aborde ensuite les définitions entourant les « droits », comme le titre ancestral, y compris une brève description des revendications globales. Je m'étonne toutefois que cette section porte aussi peu sur les traités modernes, à l'exception d'un ou deux cas dans le reste du livre, même si l'auteur mentionne brièvement, par exemple, l'*Accord sur les revendications territoriales du Nunavut*<sup>3</sup> dans d'autres passages. Cette première section des définitions porte ensuite sur les traités et comprend des descriptions plus utiles (par exemple dans le cas des accords de transfert des ressources naturelles<sup>4</sup>), puis l'auteur y propose certaines discussions sur la clause « céder, renoncer, abandonner » mentionnée dans les traités numérotés.

Vient ensuite la sous-section « Obligations » [traduction], qui sous-entend bien entendu celles de la Couronne. Cette partie porte également sur un grand nombre de campagnes

de peur et de désinformation entourant les droits des Autochtones, en abordant des questions pertinentes comme « Pourquoi les peuples autochtones n'ont-ils pas un droit de veto ? », « Pourquoi l'obligation de consulter est-elle inadéquate ? » ou, ma préférée, « Comment la Couronne évite-t-elle d'être responsable d'avoir manqué à une obligation fiduciaire ? ».

L'auteur termine ensuite la section 1 par la partie intitulée « Réconciliation » [traduction], dans laquelle il décrit deux enquêtes principales, celles de la Commission de vérité et réconciliation et de la *Commission royale sur les peuples autochtones*<sup>5</sup>. Il décrit également brièvement la *Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones*<sup>6</sup> (« DNUDPA »), mais ne mentionne pas la loi fédérale plus récente sur la mise en œuvre de la DNUDPA, ou le projet de loi C-15<sup>7</sup>, ou la législation provinciale, comme la *Declaration Act*<sup>8</sup> (« BC DRIPA ») et le projet de loi 85, *Loi de mise en œuvre de la DNUDPA*<sup>9</sup> dans les Territoires du Nord-Ouest. Il omet aussi de traiter du projet de loi C-92, *Loi concernant les enfants, les jeunes et les familles des Premières Nations, des Inuits et des Métis*<sup>10</sup>, qui reconnaît la compétence des Autochtones en matière de protection de l'enfance. En revanche, il décrit le *Renvoi relatif au projet de loi C-92* dans la sous-section « Droits des Autochtones » [traduction] de la section 2, en mettant particulièrement l'accent sur l'autonomie gouvernementale.

À la section 1, McIvor se penche, de façon générale, sur la défense de base des droits des Autochtones en répondant à la question « Qu'est-ce que la restitution des terres ? » [traduction]. J'estime cependant que ce domaine aurait pu être traité de façon plus rigoureuse, notamment en mentionnant des exemples bien connus du public dont même

---

<sup>3</sup> Gouvernement du Nunavut, « Accord sur les revendications territoriales du Nunavut » (entré en vigueur le 9 juillet 1993), en ligne (pdf) : <publications.gc.ca/collections/Collection/R32-134-1993F.pdf>.

<sup>4</sup> *The Saskatchewan Natural Resources Transfer Agreement*, SS 19993, c S-31.1.

<sup>5</sup> Commission royale sur les peuples autochtones, CRPA 99-24F, 1991.

<sup>6</sup> *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (DNUDPA)*, Rés AG 61/295, 2007, Doc NU A/RES/47/1.

<sup>7</sup> Projet de loi C-15, *Loi concernant la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*, 1<sup>re</sup> session, 43<sup>e</sup> législature, 2019 (sanctionnée le 21 juin 2021).

<sup>8</sup> *British Columbia Declaration on the Rights of Indigenous Peoples Act*, SBC 2019, c 44.

<sup>9</sup> Projet de loi 85, *Loi de mise en œuvre de la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*, 2<sup>e</sup> session, 19<sup>e</sup> Assemblée législative, Territoires du Nord-Ouest, 2023 (sanctionné le 6 octobre 2023).

<sup>10</sup> *Loi concernant les enfants, les jeunes et les familles des Premières Nations, des Inuits et des Métis*, LC 2019, c 24.

un profane aurait entendu parler, comme le mouvement « Idle No More » ou en citant peut-être quelques cas de « défenseurs des terres ». À titre d'exemple, mes étudiants comprennent assez rapidement qui peut mener des consultations au nom de la Couronne, y compris que même si de tierces parties ne le font pas, il existe des aspects procéduraux qui peuvent être délégués, comme l'indique la section « Obligations » de McIvor. Cependant, pour apporter une nuance importante, on me demande au début de mes cours pourquoi il y a tant de tension dans certaines communautés autochtones quant à savoir qui peut consulter au nom des peuples autochtones. Mes étudiants voient dans les nouvelles un certain nombre de questions, y compris la façon dont certains défenseurs des terres rejettent le système de chef et de conseil de bande élus imposé par la *Loi sur les Indiens*<sup>11</sup>. Il serait intéressant de discuter plus en détail, dans une éventuelle suite ou publication, de la façon dont la *Loi sur les Indiens*<sup>12</sup> ciblait le système de chef héréditaire, ainsi que d'autres politiques d'assimilation mal comprises qui sont des « sujets chauds » dans le débat public plus large.

Dans la préface de son livre, McIvor précise qu'il ne traite d'aucun détail de la *Loi sur les Indiens*<sup>13</sup>, comme les élections, l'inscription, etc. C'est peut-être aussi la raison pour laquelle il n'y a pas de section consacrée expressément aux affaires importantes relevant de la *Charte*<sup>14</sup>, car les deux se recoupent souvent en raison de l'aspect des droits individuels ou de l'égalité réelle dans les affaires relevant de la *Charte*<sup>15</sup> qui sont complexes. Mais encore une fois, l'auteur pourrait aborder cette question des droits des Autochtones dans une future publication. En toute justice, la *Loi sur les Indiens*<sup>16</sup> est mentionnée un peu partout dans le livre dans une variété de contextes et de définitions, notamment quand l'auteur traite de ce que signifie avoir le « statut » de Première Nation. Je

soupçonne qu'une partie des complexités liées à la décision de ne pas trop s'étendre sur la *Loi sur les Indiens*<sup>17</sup> ou sur la jurisprudence de la *Charte*<sup>18</sup>, tient de l'enjeu de la discrimination sexuelle historique controversée qui existe aujourd'hui. Je ne critique pas ici la décision de McIvor de ne pas avoir inclus cette question, car je comprends bien que l'objet principal de son ouvrage consistait à traiter des droits des Autochtones sous l'éclairage de la relation Autochtones-Couronne. Il aborde néanmoins la question de la façon dont certaines femmes autochtones ont perdu leur statut en vertu de la *Loi sur les Indiens*<sup>19</sup>, dans la sous-section « Droits » [traduction], en répondant à la question : « Qui a le droit de bénéficier des droits ancestraux et issus de traités ? » [traduction]. Quoi qu'il en soit, je reste toujours curieuse de voir, dans toute discussion sur la réconciliation, y compris la jurisprudence qui concerne la relation Autochtones-Couronne, « Où sont les femmes ? ». J'aurais aussi préféré que l'ouvrage traite, dans une certaine mesure, de la période antérieure aux traités, en dehors de la Proclamation royale de 1763<sup>20</sup>.

La section 2 commence à peu près au milieu du livre et porte sur le choix par McIvor des 50 principales décisions en droit des Autochtones et les raisons pour lesquelles elles sont importantes. Ces sujets sont répartis dans les sous-sections « Titre ancestral » [traduction], « Droits ancestraux » [traduction], « Droits issus de traités » [traduction], « Obligation fiduciaire » [traduction], « Obligation de consulter et de faire des accommodements » [traduction], « Droits des Métis » [traduction] et « Questions diverses et nouvelles » [traduction]. Chaque affaire soulève des questions pertinentes par rapport au titre de la sous-section dans laquelle elle se trouve. À titre d'exemple, dans la sous-section « Obligation de consulter » [traduction], l'une des affaires soulevées est décrite sous le titre « Pourquoi

<sup>11</sup> *Loi sur les Indiens*, LRC (1985), ch I-5.

<sup>12</sup> *Ibid.*

<sup>13</sup> *Ibid.*

<sup>14</sup> *Charte canadienne des droits et libertés*, partie I de la *Loi constitutionnelle de 1982*, constituant l'annexe B de la *Loi de 1982 sur le Canada (R-U)*, 1982, c 11. [*Charte*].

<sup>15</sup> *Ibid.*

<sup>16</sup> *Supra* note 11.

<sup>17</sup> *Ibid.*

<sup>18</sup> *Charte*, *supra* note 11.

<sup>19</sup> *Supra* note 11.

<sup>20</sup> George R, *Proclamation*, 7 octobre 1763, 3 Geo. 3, reproduite dans LRC 1985, app II, no 1 [*Proclamation royale, 1763*].

l'arrêt *Rio Tinto* est-il important ? » [traduction], puis « Obligation de consulter – Tribunaux administratifs – Déclencheur de consultation » [traduction]. Par ailleurs, sous la sous-section « Questions diverses et nouvelles » [traduction], une affaire est décrite sous le titre « Pourquoi l'arrêt *Dickson* est-il important ? » [traduction], suivi de « *Traités modernes – Charte des droits* » [traduction]. Bien que l'arrêt *Dickson* soit l'une des rares affaires relevant des traités modernes et de la *Charte* mentionnées, il serait bénéfique qu'elle fasse l'objet d'une suite ou d'une publication future sur les droits des Inuits, car on pourrait alors y inclure un élément historique important pour la réconciliation, à savoir la réinstallation dans l'Extrême-Arctique. Il s'agit là d'une partie moins bien connue de l'histoire du Canada, où des familles inuites ont été réinstallées de force pour protéger les intérêts du pays pendant la guerre froide dans les années 1950<sup>21</sup>.

À la fin du livre, on trouve un glossaire utile pour comprendre le jargon juridique, ainsi que la section « Quand vous avez plus d'une minute » [traduction] est géniale. Le style de rédaction de McIvor est très facile à lire. Le ton de son ouvrage peut parfois sembler péjoratif, mais je suis certaine que le lecteur comprendra qu'il s'agit d'une conséquence du fait que l'auteur se soucie profondément des répercussions continues du colonialisme de peuplement qui sont profondément enracinées dans ce domaine du droit.

Pendant des décennies, le droit autochtone a été considéré comme un domaine spécialisé dans les facultés de droit et au sein de la profession juridique. En 2015, la Commission de vérité et réconciliation a publié son rapport final sur les abus historiques découlant du système des pensionnats. Parmi les 94 appels à l'action, les appels no 27 et no 28 enjoignaient à la profession juridique et aux facultés de droit d'acquérir des compétences culturelles et une formation concernant le racisme, « y compris en ce qui a trait à l'histoire et aux séquelles des pensionnats, à la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones<sup>22</sup>, aux traités et aux droits des Autochtones, au droit

autochtone de même qu'aux relations entre l'État et les Autochtones ». Sous l'éclairage de la Commission de vérité et réconciliation et des enjeux politiques pressants, notamment la mise en valeur rapide des ressources canadiennes en réponse aux menaces du gouvernement actuel des États-Unis d'Amérique, comme en témoigne le projet de loi C-5, *Une 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*<sup>23</sup>, les droits des peuples autochtones dans le contexte du droit autochtone sont une fois de plus au cœur des discussions publiques en cours.

Dans son livre, McIvor tente de condenser et de résumer environ 40 ans de jurisprudence en droit autochtone — principalement la jurisprudence sur les droits des peuples autochtones définis par l'article 35 — en quelque 200 pages, ce qui est impressionnant et ambitieux. Il est logique de les regrouper sous ces thèmes juridiques, car l'ouvrage tire des leçons claires de certains des cas les plus importants, tout en abordant des questions plus vastes au sujet des lois pertinentes et de principaux domaines de défense des droits pour répondre aux préoccupations les plus pressantes des peuples autochtones. À cela s'ajoutent les propres opinions de McIvor, comme il le déclare d'entrée dans la préface du livre, fondées sur son expertise acquise durant de nombreuses années de pratique.

Lorsqu'on m'a demandé de faire un compte rendu du livre *Indigenous Rights in One Minute*<sup>24</sup> de McIvor, j'étais curieuse de voir ce que j'aurais à dire sur le sujet, pas seulement en tant que professeure de droit qui enseigne des cours obligatoires dans ce domaine en réponse à l'appel à l'action no 28 de la Commission de vérité et réconciliation, mais aussi en tant que nēhiyaw Iskwew ou Crie des plaines. First Peoples Law est très respecté, et je suivais déjà depuis un certain temps le travail de Bruce McIvor et ses prises de position audacieuses sur son blogue.

J'ai été ravie de constater que le livre est bien structuré, et je me fais certainement l'écho

---

<sup>21</sup> Gouvernement du Canada, « The High Arctic Relocation: A Report on the 1953-55 Relocation and Summary of Supporting Information (trois volumes) (juillet 1994) » (dernière modification le 26 janvier 2026) en ligne : <recherche-collection-search.bac-lac.gc.ca/eng/home/record?app=rcap&IdNumber=469&ecopy=rcap-458>.

<sup>22</sup> *Supra* note 6.

<sup>23</sup> 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*, 1<sup>re</sup> session, 45<sup>e</sup> législature, 2025 (première lecture le 6 juin 2025).

<sup>24</sup> *Supra* note 1.

des témoignages au dos du livre, qui ont été formulés par des défenseurs des droits notoires dans ce domaine. Au terme de ma lecture, mon seul point d'accrochage se trouve dans le titre du livre, car je ne suis pas certaine d'être d'accord pour dire qu'il est possible, comme le titre le prétend, de circonscrire les droits des peuples autochtones en une minute, ou même de prétendre pouvoir le faire — bien que je comprenne que le titre se veuille accrocheur et doive être pris au sens figuré et qu'il ne vise pas nécessairement à être interprété dans un sens littéral. En fait, il peut être plausible que ce soit « Les droits des peuples autochtones en une minute pour les professionnels du droit et les étudiants en droit »; mais pour le profane, j'ai des doutes à ce sujet.

Toutefois, même la partie du titre « Ce que vous devez savoir avant de parler de réconciliation » [traduction] met en évidence ce qui pourrait être étoffé. L'ouvrage aurait pu traiter davantage des droits des peuples autochtones et mentionner certains jalons dans les 10 ans suivant la publication du rapport final de la Commission de vérité et réconciliation. Par exemple, certains progrès ont été réalisés pour répondre aux 21 appels à l'action qui étaient axés sur le système de justice du Canada, ou l'Enquête nationale sur les femmes et les filles autochtones disparues et assassinées en réponse à l'appel à l'action no 41; ou même des discussions sur les unités de recherche qui sont dirigées par la collectivité pour revitaliser les lois autochtones en réponse à l'appel à l'action no 50, comme l'unité de recherche juridique autochtone de l'Université de Victoria, ou le Wahkohtowin Law and Governance Lodge de l'Université de l'Alberta.

J'espère que mon compte rendu du livre de McIvor sera pertinent pour les éventuels lecteurs, non seulement parce que je l'aborde du point de vue d'une professeure de droit, mais aussi parce que je comprends le point de vue d'un profane, car j'appartiens à la « première génération » des membres de ma famille ayant une formation juridique. Malgré sa pertinence évidente au regard de mes expériences vécues, je suis une femme autochtone qui a grandi

en ne connaissant rien aux droits des peuples autochtones. Hormis une compréhension très limitée des droits individuels, je ne comprenais pas en quoi consistaient les droits collectifs pour ma réserve ni pourquoi ma communauté était ce qu'elle était, puisque mon seul vécu de l'identité autochtone se résumait au racisme et à la pauvreté. Lorsque j'ai commencé à réellement comprendre ce que recouvraient les droits des peuples autochtones, ce ne fut pas à travers mes cours pourtant très intéressants d'études autochtones de premier cycle — nous étions alors à la fin des années 1990 — mais à la faveur d'un changement de paradigme survenu lors de mes études de droit. C'est là que j'ai été formée à la compréhension non seulement du sens, mais aussi de la culture juridique, de la domination coloniale et des rapports de pouvoir qui contribuent au maintien du statu quo colonial. Ma principale critique — que j'espère constructive — est qu'il existe, chez mes étudiants, un large éventail de réceptivité à l'égard des droits des peuples autochtones, qui tend cependant majoritairement vers la résistance. Je soupçonne qu'il en va de même pour le grand public susceptible de lire l'ouvrage de McIvor.

Au risque de m'écarter quelque peu de mon compte rendu de cet ouvrage, il me paraît néanmoins nécessaire d'ajouter, à l'intention des lecteurs intéressés, un exemple supplémentaire pour illustrer ce que j'entends par un changement de paradigme. Avant d'être admise à la faculté de droit, j'ai suivi le *Program of Legal Studies for Native Peoples* (« PLSNP ») au *Native Law Centre* (aujourd'hui *Indigenous Law Centre*) de la Faculté de droit de l'Université de la Saskatchewan. Il s'agissait alors de l'un des deux seuls programmes préjuridiques au Canada spécialement conçus pour soutenir les futurs étudiants autochtones en droit. Soit dit en passant, ce programme existe depuis 1975 et, en mai 2026, l'Indigenous Law Centre soulignera son 50<sup>e</sup> anniversaire lors d'un rassemblement réunissant l'ensemble de ses anciens<sup>25</sup>. Ce programme préjuridique s'adressait expressément aux étudiants autochtones provenant de partout au pays, dont plusieurs étaient recommandés — et

---

<sup>25</sup> Donella Hoffman, « Advancing access to legal education for Indigenous peoples for 50 years » *University of Saskatchewan*: USASK News, (8 janvier 2026), en ligne : <[news.usask.ca/articles/community/2026/advancing-access-to-legal-education-for-indigenous-peoples-for-50-years.php](https://news.usask.ca/articles/community/2026/advancing-access-to-legal-education-for-indigenous-peoples-for-50-years.php)>; Voir aussi Indigenous Law Centre, « History » *University of Saskatchewan*, (dernière consultation le 27 janvier 2026), en ligne : <[indigenouslaw.usask.ca/about/history.php](https://indigenouslaw.usask.ca/about/history.php)>; Voir aussi Heather Persson, « Roger Carter encouraged First Nations lawyers across Canada », *Saskatoon Star Phoenix*, (23 mars 2017), en ligne : <[thestarphenix.com/news/saskatchewan/roger-carter-encourages-first-nations-lawyers](https://thestarphenix.com/news/saskatchewan/roger-carter-encourages-first-nations-lawyers)>; Voir aussi Université Dalhousie, « Indigenous Blacks and Mi'kmaq Initiative » *Schulich School of Law*, (dernière consultation le 27 janvier 2026), en ligne : <[dal.ca/faculty/law/indigenous-blacks-mi-kmaq-initiative.html](https://dal.ca/faculty/law/indigenous-blacks-mi-kmaq-initiative.html)>.

certain même tenus — par les facultés de droit canadiennes auxquelles ils avaient présenté une demande d'admission d'y participer.

Le programme était chargé d'établir une cohorte autochtone de soutien pour les étudiants autochtones afin de les appuyer bien au-delà de leurs études à la faculté de droit, et de les aider à acquérir les compétences juridiques de base nécessaires pour réussir dans la profession juridique. Les anciens du PLSNP ont acquis des compétences juridiques de base, mais aussi des compétences en matière de renforcement des collectivités pour les aider durant leurs études en droit et au-delà. Cette initiative était en réponse à un autre obstacle auquel ont été confrontés (et sont encore confrontés) de nombreux Autochtones qui sont entrés dans la profession juridique, soit le « manque de mentorat »<sup>26</sup>. Le mentorat en droit sous-tend un investissement à long terme, et il est difficile d'apporter des changements de fond dans le cadre du droit, car celui-ci est délibérément lent, contrôlé, lourd et très résistant au changement. Il est nécessaire d'établir et de nourrir un sentiment d'appartenance communautaire chez les étudiants en droit et les praticiens du droit autochtone, surtout compte tenu du traumatisme historique et actuel qui est déclenché, pour que les peuples autochtones apprennent à connaître leurs droits, particulièrement la jurisprudence en matière de droits des peuples autochtones.

Pour mes étudiants en droit qui ne penchent pas du côté de la résistance et qui sont ouverts à des concepts plus larges, comme le « multi-juridisme » ou le pluralisme juridique, la pente à gravir n'est pas aussi abrupte. Dans une vidéo présentée sur le site Web du Center for International Governance Innovation<sup>27</sup>, le professeur Joshua Nichols explique qu'il existe un moyen d'aller au-delà du traitement paternel des peuples autochtones en s'en remettant au droit autochtone. Le temps est peut-être venu, estime-t-il, de s'attaquer aux normes injustes tributaires de l'absence des peuples autochtones en tant que partenaires fondateurs dans l'ordre constitutionnel du Canada, avec les Français

et les Anglais. Au Canada, nous avons déjà un système bijuridique (common law et droit civil), mais un terme comme « multijuridique » soulève beaucoup de questions sur la reconnaissance des Autochtones en tant que peuples fondateurs en bonne et due forme avec les Français et les Anglais et peut-être la question de savoir si le public est prêt à tenir ces conversations? D'après ce que McIvor a décrit dans son livre, il appert que la Couronne détient visiblement la plupart des cartes. Pour de nombreux peuples autochtones du Canada, et pardonnez-moi de citer Bob Dylan, « on ne peut pas gagner la partie avec une main perdante » [traduction].

La réconciliation exige un engagement en faveur d'un changement systémique, non seulement dans notre enseignement du droit, mais aussi dans le discours public. Le fait de se concentrer de manière excessive sur un seul domaine — pourtant très important — des droits des peuples autochtones, sans tenir compte de la nécessité d'un changement de paradigme chez le grand public, risque d'avoir pour effet non intentionnel de simplifier à l'excès des dynamiques de domination complexes, difficiles à remettre en cause.

Mais pour revenir à mon compte rendu de l'ouvrage, les qualités de ce livre l'emportent largement sur ses éventuelles faiblesses. Comme je l'ai déjà mentionné, il serait souhaitable de voir paraître une série d'ouvrages abordant d'autres domaines complexes des droits des peuples autochtones qui continuent d'avoir des répercussions concrètes sur leur vie. On pourrait, par exemple, envisager des publications supplémentaires portant sur les thèmes traités dans la section du livre intitulée [traduction] « Droits autochtones : si vous avez plus d'une minute ». Ou encore, on pourrait s'attaquer aux 21 appels à l'action de la CVR concernant le système de justice, notamment par un ouvrage tel que « Les principes de Gladue en une minute », qui pourrait servir de guide de poche complémentaire à l'initiative transformatrice du *BC First Nations Justice Council*, *The Gladue Principles: A Guide to*

---

<sup>26</sup> Brown-Nagin, Tomiko, « Race and Higher Education Commentary Series: The Mentoring Gap » (2016) 129:303 *Harv L. Rev.*, en ligne : <[harvardlawreview.org/wp-content/uploads/2016/05/vol129\\_Brown-Nagin.pdf](http://harvardlawreview.org/wp-content/uploads/2016/05/vol129_Brown-Nagin.pdf)> (« il y a manque de mentorat » quand la « ségrégation dans le monde réel engendre des cloisonnements sociaux sur le campus » [traduction] à la p 304).

<sup>27</sup> Joshua Nichols, « Indigenous Peoples Are Not Seen as Equals in Confederation; It's Time to Fix That », Center for International Governance Innovation, (13 juin 2019), en ligne : <[cigionline.org/multimedia/indigenous-peoples-are-not-seen-equals-confederation-its-time-fix](http://cigionline.org/multimedia/indigenous-peoples-are-not-seen-equals-confederation-its-time-fix)>.

*the Jurisprudence*, rédigée par le professeur Benjamin Ralston<sup>28</sup>, et qui compléterait une synthèse déjà solide des affaires entendues en regard de l'arrêt *Gladue*.

Bien que je ne sois pas convaincue que l'on puisse tenir la promesse de faire comprendre en une minute ce que sont les droits des peuples autochtones pour les personnes ne possédant pas une formation en droit et qui n'ont pas l'avantage d'avoir vécu un changement de paradigme juridique, le livre, dans son ensemble, peut servir d'excellent « guide de poche » ou même de « traducteur de poche » pour comprendre les principaux enjeux et acquis dans les affaires de droit autochtone présentées. Ce livre est également un excellent point de départ pour les lecteurs qui veulent acquérir une base de compréhension solide. Il pourrait être utilisé pour la formation d'employés ou même comme aide-mémoire pour les praticiens du droit ou les éducateurs pour comprendre de quelles manières les peuples autochtones demeurent encore aujourd'hui fortement touchés par les effets du colonialisme de peuplement. J'en recommande chaudement la lecture. ■

---

<sup>28</sup> Benjamin Ralston, *The Gladue Principles : a guide to the jurisprudence*, BC First Nations Justice Counsel (Saskatchewan : Indigenous Law Centre, Université de la Saskatchewan, 2021), en ligne (pdf) : <[indigenoulaw.usask.ca/documents/publications/the-gladue-principles\\_ralston.pdf](http://indigenoulaw.usask.ca/documents/publications/the-gladue-principles_ralston.pdf)>.