PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 7, NUMÉRO 1 2019

RÉDACTEURS EN CHEF

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

M. Gordon E. Kaiser, BA, MA, JD, Arbitre, JAMS Toronto, Washington DC

SUPPORTERS

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

M. Willie Grieve, c.r., BA, JD, Président, Alberta Utilities Commission

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

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

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

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

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

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

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

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

COLLABORATEUR 2019

M. Francis Bradley, BA, MA, Chef de l'exploitation, Canadian Electricity Association

M. Bob Heggie, Directeur général, Alberta Utilities Commission

Mme Margaret M. Kim, BA, JD, Avocat, Bennett Jones, Toronto

M. Paul Kraske, BA, MSC, JD, Associé, Skadden Arps, Slate, Meagher & Flom, Washington DC

M. David MacDougall, BSC, LLB/MBA, LLM, Conseiller, McIness Cooper, Washington DC

M. David J. Mullan, LLM, Professeur émérite, Faculty of Law, Queens University

M. Tim Pavlov, LLB, LLM, Avocat, Tory LLP, Toronto

M. Darrel H. Pearson, BSC, MBA, LLB, Associé, Leader du commercial international et de l'investissement, Bennett Jones, Toronto

M. Henry Ren, BSc, JD, Avocat, Torys LLP, Toronto

M. John Weekes, BA, Conseiller principal en affaires, Bennett Jones, Ottawa

M. Milosz Zemanek, BA, MBA, LLB, Associé, Torys LLP, Toronto

ÉNONCÉ DE MISSION

La mission de la publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie consiste à offrir une tribune pour des débats et des discussions sur des questions concernant les industries règlementées du secteur énergétique au Canada, notamment des décisions de tribunaux de règlementation, des actions législatives et politiques associées, ainsi que des initiatives et des mesures adoptées par des sociétés règlementées et des intervenants. 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 règlementées et dont la contribution à cette publication exprimera leurs points de vue indépendants à l'égard de ces enjeux.

POLITIQUE RÉDACTIONNELLE

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

Les rédacteurs administratifs travailleront avec l'ACG pour déterminer des thèmes et des sujets pour chaque point d'intérêt, rédigeront des textes éditoriaux, sélectionneront des collaborateurs et réviseront leurs articles pour s'assurer de l'uniformité du style et de la qualité.

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 rédacteurs administratifs à écrire des articles sur des thèmes particuliers ou peuvent proposer leur collaboration de leur propre initiative. De temps à autre, d'autres personnes peuvent également être invitées à rédiger des articles. 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. Les rédacteurs administratifs se réservent la responsabilité de sélectionner les sujets à publier.

Le contenu de fond des articles individuels est à l'unique responsabilité des collaborateurs.

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

PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

ÉDITORIAL

Éditorial 7
Rowland J. Harrison, c.r. et Gordon E. Kaiser

EN MÉMOIRE DE

Willie Grieve 1953-2018 15
Bob Heggie et Mark Rodger

ARTICLES

Évolution du droit administratif pertinent au droit et à la réglementation de l'énergie en 2018 21
David J. Mullan

Aléna 2.0 : Approfondir – l'impact de l'aceum/usmca sur les intervenants du secteur énergétique canadien 49
John M. Weekes, Darrel H. Pearson, Lawrence E. Smith c.r. et Margaret M. Kim

Le stockage de l'électricité en Amérique du Nord 61
Paul Kraske, Milosz Zemanek, Henry Ren et Tim Pavlov

Rejet de la fusion : Le bon sens de Washington 71
Scott Hempling

COMMENTAIRES DE CAS

La Capital Power Corporation ou le débat sur les pertes en ligne de l'Alberta 77
Gordon Kaiser

Churchill Falls (Labrador) corporation limitée et Hydro-Québec 2018 csc 46 83
David MacDougall

REVUE

Aperçu du rapport de Navigant Consulting : « Existe-t-il une certaine souplesse pour adapter le paysage actuel de la réglementation des services publics au Canada? De la nécessité d'entamer une conversation » 89
Francis Bradley

ÉDITORIAL

Rowland J. Harrison, c.r. et Gordon E. Kaiser
Rédacteurs en chef

RÉTROSPECTIVE 2018 : LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE AU CANADA

Chaque année, lorsque nous rédigeons la rétrospective, nous sommes confrontés aux mêmes problèmes. La première question sur la liste est toujours celle des pipelines. Dans la rétrospective de 2016, la première rubrique était « Fini les retards avec les pipelines ». L'an dernier, le premier titre de la rétrospective était « Les retards de pipeline sont de retour ». Cette année, la première rubrique est « Les retards de pipeline se poursuivent ».

LES RETARDS DE PIPELINE SE POURSUIVENT

Les événements de 2018 concernant l'aménagement de pipelines au Canada sont identiques à ceux de 2017, sauf qu'il y a eu de nouveaux acteurs. Il y avait de nouveaux acteurs en ce sens qu'il y avait différents pipelines. Mais l'organisme de réglementation était le même – l'Office national de l'énergie (ONÉ).

En 2017, le pipeline en cause était le pipeline TransCanada Énergie Est. Il s'agissait d'un projet de 15,7 milliards de dollars pour la construction d'un pipeline de 4 500 km entre l'Alberta et la côte Est. La demande a été déposée en avril 2013. L'argument était que les raffineurs de la côte Est du Canada dépendent des importations pour 80 % des besoins et que le brut de l'Alberta pourrait remplacer le brut étranger. Cet argument semblait avoir un certain mérite.

Les choses ont déraillé lorsque l'ONÉ a suspendu les audiences jusqu'à ce qu'il puisse statuer sur une motion visant à destituer deux membres du comité pour crainte de partialité. En fin de compte, l'ONÉ a recommencé avec trois membres du comité et a rejeté toutes les décisions que le comité précédent avait prises. Pour couronner le tout, à la suite d'un changement de politique gouvernementale, le comité de l'ONÉ a rendu une nouvelle décision autorisant la prise en compte des émissions de gaz à effet de serre, y compris une décision selon laquelle, pour la première fois, l'Office examinerait l'impact des émissions de carbone en amont et en aval résultant de la production et de la consommation accrues de pétrole résultant du projet. C'était suffisant pour TransCanada. En octobre 2017, l'entreprise a jeté l'éponge et annulé le projet.

Les événements de 2018 n'ont pas été très différents, sauf que le pipeline était différent. Ce cas concernait le pipeline Kinder Morgan Trans Mountain. Il s'agissait d'une demande d'approbation d'un projet de 5,4 milliards de dollars visant à jumeler un pipeline existant entre Edmonton (Alberta) et Burnaby (Colombie-Britannique). Cette demande a également été déposée pour la première fois en 2013. Le projet visait à faire passer la capacité de 300 000 barils par jour à 890 000 barils par jour et à faire passer le trafic de pétroliers dans l'inlet Burrard de cinq pétroliers à 34 pétroliers par mois.

Cette situation a pris fin lorsque la Cour d'appel fédérale a statué qu'il y avait eu un manquement à l'obligation constitutionnelle de consulter adéquatement les bandes autochtones touchées par l'augmentation du trafic maritime (en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*[1]) et un manquement de la Couronne à l'obligation constitutionnelle de consulter adéquatement les bandes autochtones touchées.

Comme TransCanada l'année précédente, Kinder Morgan a jeté l'éponge. Mais Kinder Morgan l'a fait un peu différemment de TransCanada. L'entreprise a donné au gouvernement fédéral un délai pour résoudre le problème.

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

La solution du gouvernement à ce problème a été d'acheter le pipeline pour 5,4 milliards de dollars. Reste à voir si cela résoudra le problème. Il y a cependant eu de bonnes nouvelles. Le 21 février, lors d'une nouvelle audience, l'ONÉ a approuvé le projet de Trans Mountain en concluant qu'il y avait de véritables problèmes environnementaux et autochtones, mais qu'ils étaient éclipsés par des préoccupations nationales.

Comme la décision de la Cour fédérale dans l'affaire Trans Mountain, l'opposition de la province de la Colombie-Britannique a été tout aussi importante. Le nouveau gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé qu'il envisageait d'adopter un règlement pour empêcher les sociétés pipelinières d'expédier du bitume dans la province. L'Alberta a répondu qu'elle n'importerait plus de vin de la Colombie-Britannique et n'achèterait plus d'électricité provenant du barrage C du site de la Colombie-Britannique. En plus du gouvernement provincial, Kinder Morgan a dû faire face au maire de Burnaby tout comme TransCanada a dû faire face au maire de Montréal. Il s'avère que les maires des grandes villes n'aiment pas non plus les pipelines.

Au moment de mettre sous presse la rétrospective de cette année, TransCanada a annoncé qu'elle supprimera le mot « Canada » de la dénomination sociale. Imaginez un peu ça. Il s'agit de la société qui a construit le premier pipeline est-ouest du Canada il y a plus de 50 ans. Il se concentrera maintenant sur les États-Unis et le Mexique, où il pourra construire des installations.

L'Alberta, la province dont la population a payé d'importants impôts sur le revenu au gouvernement fédéral, est maintenant confrontée à de graves difficultés économiques en raison du déclin de son industrie énergétique. À 7h du matin, il fait encore nuit à Calgary pendant l'hiver. Si vous marchez de l'hôtel sur la rivière Bow en direction de la ville, vous faites face à une série de bâtiments étincelants, dont la moitié supérieure, pour la plupart, n'a pas de lumière allumée. Ils sont vides. C'est ce qu'on appelle l'espace fantôme. L'espace n'est même pas sur le marché. Leurs propriétaires savent que, dans les circonstances actuelles, les bâtiments ne sont pas louables.

UN NOUVEL ORGANISME DE RÉGLEMENTATION FÉDÉRAL

Au début de 2018, le gouvernement fédéral a présenté le projet de loi C-69[2], une nouvelle loi qui remplacerait l'Office national de l'énergie par la Régie canadienne de l'énergie (RCE), comme on l'appelle maintenant. La RCE est beaucoup plus complexe que l'ONÉ. Premièrement, son champ d'application est beaucoup plus vaste. Sa compétence va au-delà des pipelines sous réglementation fédérale. La nouvelle portée réglementaire comprend l'exploration pétrolière et gazière extracôtière, les projets de production et les projets d'énergie renouvelable potentiellement extracôtiers.

Deuxièmement, il y a maintenant trois décideurs. Il y a d'abord le Conseil d'administration qui contrôle la RCE. Ensuite, il y a les membres de la RCE elle-même – les membres de la Commission qui tiendront les audiences. Enfin, et ce n'est pas le moins important, le Cabinet fédéral dispose d'un droit de veto sur toute décision de la RCE.

Pour compliquer les choses, les facteurs dont cette nouvelle institution doit tenir compte sont beaucoup plus vastes que ceux auxquels l'ONÉ ou tout organisme canadien de réglementation de l'énergie est actuellement confronté. La nouvelle Loi exige que le processus d'examen tienne compte des considérations environnementales, sexospécifiques et autochtones ou de ce qui est décrit comme la manière dont le sexe et le genre recoupent d'autres facteurs identitaires, notamment la capacité du Canada de respecter ses obligations environnementales et ses engagements en matière de changement climatique. Avec tout cela, l'industrie en aura pour des années à se creuser la tête.

Certains prétendent que la nouvelle législation crée de l'incertitude pour les investisseurs. Mais nous ne pouvons pas reprocher au gouvernement d'avoir essayé. Le processus d'approbation des pipelines de l'ONÉ a été assiégé de toutes parts au cours des dernières années. Dans le nouveau

[2] Projet de loi C-69, *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois,* 1re session, 42e législature, 2018.

monde, le sort des projets de pipelines ne sera plus décidé par des tribunaux d'experts, mais par le Cabinet fédéral.

TECHNOLOGIE ET ORGANISMES DE RÉGLEMENTATION

L'année 2018 a vu toute l'industrie de l'énergie au Canada se concentrer sur la technologie et l'innovation. Chaque organisation professionnelle a produit une conférence ou une étude sur le sujet. Les organismes de réglementation sont également entrés en jeu.

En Ontario, par exemple, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) a mis sur pied le Groupe consultatif sur le stockage de l'énergie. L'objectif de cet organisme est de cerner la technologie et les autres obstacles à l'entrée auxquelles font face les actifs de stockage. La capacité du stockage à réduire considérablement les coûts d'électricité est reconnue depuis longtemps. Les réseaux d'énergie sont nécessairement construits pour répondre à la demande de pointe qui est souvent atteinte moins de dix pour cent du temps.

À bien des égards, l'initiative de la SIERE a suivi l'avis de projet de réglementation de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) publié à Washington un an auparavant. L'objectif de cette procédure était de réduire les obstacles au stockage de l'énergie et aux ressources énergétiques décentralisées (RED). En fin de compte, la FERC a demandé aux six exploitants de réseaux régionaux ou organismes de transport régionaux (OTR) de préparer des plans pour l'introduction de ressources de stockage et de RED dans leurs marchés respectifs.

Le Groupe consultatif sur le stockage de l'énergie de la SIERE a publié son rapport à la fin de l'année. Il a formulé un certain nombre de recommandations, y compris une demande aux organismes de réglementation d'élaborer un plan clair pour l'introduction du stockage dans la base tarifaire des distributeurs locaux (DL) d'électricité de la province. L'initiative ontarienne a été suivie d'une enquête beaucoup plus vaste menée par l'*Alberta Utilities Commission* (AUC) sur les répercussions de la technologie sur le réseau de distribution d'électricité en Alberta.

La portée traditionnelle des activités des DL d'électricité est également remise en question et mise sous pression par les nouvelles technologies. La production centrale est remplacée par la production locale. La production locale (et le stockage) peut permettre aux consommateurs de réaliser d'importantes économies de coûts. Si les DL ne répondent pas à ces nouvelles demandes du marché, ils pourraient perdre une charge importante. La production d'électricité par les clients est en croissance. Les clients directement connectés à la production n'ont pas besoin d'un distributeur.

Une enquête générique sur le rôle des DL d'électricité dans le déploiement de nouvelles technologies est attendue depuis longtemps. L'industrie se préoccupe depuis longtemps du rôle de la production et du stockage intégrés, y compris le développement de micro-réseaux. La question de savoir où commence et où finit la réglementation est dans l'esprit de tous. La grande question est de savoir si les DL devraient devenir des producteurs locaux et être en mesure de tirer parti de la technologie de la microénergie.

LA GUERRE DU CARBONE

Il n'y a pas que les provinces qui se sont affrontées entre elles en 2018. Elles ont aussi dû se battre contre le gouvernement fédéral en ce qui concerne les taxes sur le carbone.

Le 31 octobre 2018, le nouveau gouvernement de l'Ontario a présenté la *Loi sur le plafonnement et l'échange de droits d'émission*[3] qui abrogeait le régime ontarien de plafonnement et d'échange de droits d'émission instauré par le gouvernement libéral précédent. Cette loi a retiré ou annulé les droits d'émission et les crédits compensatoires détenus par les participants de l'Ontario en vertu du régime.

Le gouvernement fédéral canadien a ensuite adopté une loi indiquant que les provinces doivent adopter un régime du carbone acceptable pour le gouvernement fédéral, sinon le gouvernement imposerait une taxe. Le produit de la tarification de la pollution par le carbone serait remis au gouvernement fédéral ou à la province d'où provient l'argent.

[3] Projet de loi 4, *Loi de 2018 annulant le programme de plafonnement et d'échange (LAPE),* 1re session, 42e législature, Ontario, 2018.

En vertu du programme fédéral, tout système provincial d'établissement du prix du carbone qui doit être jugé conforme par le gouvernement fédéral doit au moins établir un prix du carbone de 20 $ la tonne d'équivalent en dioxyde de carbone d'ici le 1er janvier 2019. Il doit également y avoir des augmentations progressives chaque année pour atteindre 50 dollars par tonne d'ici 2022. Tel qu'indiqué, la tarification fédérale du carbone s'appliquera aux provinces qui n'ont pas mis en œuvre un système provincial de tarification du carbone qui respecte la norme fédérale de tarification du carbone d'ici le 1er janvier 2019.

Actuellement, l'Ontario, le Nouveau-Brunswick et la Saskatchewan sont en désaccord. En avril 2018, le gouvernement de la Saskatchewan a entrepris un renvoi à la Cour d'appel de la Saskatchewan pour contester la constitutionnalité du régime fédéral de tarification du carbone. Le 14 octobre 2018, le gouvernement de l'Ontario a fait de même devant la Cour d'appel de l'Ontario. La croyance générale des constitutionnalistes est que le gouvernement fédéral a compétence.

Il est à noter qu'en novembre 2018, un recours collectif a été intenté au Québec pour obtenir réparation contre le gouvernement du Québec en raison de son inaction présumée en matière de changements climatiques. L'action a été intentée par un groupe environnemental qui représente tous les citoyens québécois âgés de 35 ans et moins. Cette affaire fait suite à un certain nombre de recours collectifs intentés aux États-Unis ces dernières années.

La revendication du Québec vise à faire déclarer que le comportement du gouvernement contrevient à la *Charte canadienne des droits et libertés*[4] (Charte canadienne) et à la *Charte québécoise des droits et libertés de la personne*[5] (Charte québécoise). En particulier, la revendication allègue que les gouvernements violent le droit à l'intégrité et à la sécurité de la personne garanti par l'article 7 et le droit à l'égalité garanti par l'article 15 de la Charte canadienne et les articles similaires de la Charte québécoise.

La demande en est au stade de la procédure. Pour procéder, elle doit être certifiée par la Cour supérieure du Québec. Il n'est pas encore clair à ce stade si la demande sera accueillie.

LA NOUVELLE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE DE L'ONTARIO

En juillet 2018, le nouveau gouvernement conservateur de l'Ontario a promulgué une loi qui a annulé 559 contrats éoliens et solaires. Le gouvernement a prétendu que cela permettrait aux contribuables de l'Ontario d'économiser 790 millions de dollars. Deux de ces contrats étaient des contrats éoliens. Le premier était Otter Creek, un projet éolien de 15 MW près de Wallaceberg. Le deuxième était le projet Strong Breeze, un projet de 57 MW près de Belleville. Les autres contrats étaient des contrats solaires plus petits, de sorte que l'énergie éolienne représentait environ 25 % de la capacité d'annulation.

Toutefois, un troisième contrat éolien, le projet White Plains de 18,5 MW dans le comté de Prince Edward, a fait l'objet d'une attention particulière et était assujetti à une loi spéciale. C'est parce que le projet avait reçu un ordre d'exécution (OE). La seule façon d'annuler ce contrat était d'adopter une loi spéciale à cette fin. C'est exactement ce que le nouveau gouvernement a fait.

Les projets éoliens annulés avaient une chose en commun. Ils étaient fortement opposés par la communauté dans laquelle ils se trouvaient. White Plains avait une autre particularité : son OE avait été accordé par le gouvernement précédent au cours de la période électorale. Le nouveau gouvernement a fait valoir qu'il s'agissait d'une situation exceptionnelle et non autorisée. La pratique courante était que, pendant le bref, le gouvernement en place ne devrait pas conclure de nouveaux contrats ou prendre des décisions réglementaires importantes qui pourraient lier la conduite du futur gouvernement.

Bien qu'il y ait eu beaucoup de publicité au sujet de ces annulations, elles ne représentent qu'une petite partie de la capacité des contrats du Programme de tarifs de rachat garantis (TRG) en Ontario. À la fin de 2017, la capacité éolienne totale de l'Ontario était de 2 833 MW. L'éolien

[4] *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* (RU), ch 11.

[5] *Charte québécoise des droits et libertés de la personne,* RLRQ ch C-12.

annulé ne représentait que 29 MW, soit 1 % du total. Dans le cas de l'énergie solaire, le total des mégawatts contractés pour la SIERE à la fin de 2017 était de 1 659 MW. L'énergie solaire annulée n'était que de 333 MW, soit 20 %. Bref, le nombre de contrats était élevé, mais le volume était faible.

De nombreux lecteurs, en particulier les promoteurs, s'intéressaient aux modalités de la rémunération. Celles-ci ont été établies dans le règlement et prévoyaient essentiellement un arbitrage exécutoire en cas de différend. Il convient de noter que la plupart de ces contrats annulés n'étaient pas parvenus à l'OE et que, par conséquent, les demandeurs n'avaient pas droit au manque à gagner. La rémunération se limitait en grande partie aux frais engagés.

Il s'agissait toutefois d'un renversement majeur de la tendance à l'investissement dans les énergies renouvelables en Amérique du Nord. Le raisonnement était cependant assez simple. Tout d'abord, la nouvelle énergie était coûteuse. Deuxièmement, la province n'a pas eu besoin de cette énergie étant donné que la consommation de l'Ontario est en baisse depuis un certain nombre d'années.

L'AUDIENCE SUR LA CAPACITÉ DE L'ALBERTA

L'Alberta est la deuxième province canadienne à abolir la production de charbon. Ce n'est pas un exercice pour les faibles d'esprit. En Ontario, cela a mené à l'approbation des contrats de TRG non pas par appel d'offres, mais en fonction de la personne qui est arrivée la première à la porte de la SIERE ou du ministre.

En Alberta, l'Independant System Operator (ISO) a recommandé au nouveau gouvernement élu en 2015 que, compte tenu de l'interdiction proposée de la production d'électricité à partir du charbon, il se tourne vers un marché de capacité pour s'assurer que les lumières restent allumées. Le gouvernement a accepté cette recommandation et a chargé l'Alberta Electric System Operator (AESO) de rédiger les règles nécessaires. L'AUC est chargée d'approuver ces règles. Elle dispose d'un délai de 6 mois à compter de la date de dépôt de la demande pour rendre sa décision.

La demande a été déposée le 31 janvier. La course est lancée. Les témoignages des intervenants doivent être présentés au plus tard le 28 février. L'audience commencera le 22 avril et se terminera le 31 mai. Les plaidoiries finales seront déposées le 21 juin.

Les marchés de capacité ne sont pas nouveaux. Ils sont utilisés dans 25 États américains desservant 150 millions de personnes. Ils sont fondés sur des ventes aux enchères régulières de la capacité par les OTR, sous la surveillance réglementaire des observateurs indépendants du marché et de l'organisme national de réglementation de l'énergie, la FERC.

Il y aura d'importantes leçons à en tirer pour les autres administrations canadiennes. La SIERE de l'Ontario envisagerait l'acquisition de capacité sur le marché pour une partie supplémentaire de ses besoins. En Alberta, toutefois, la province parie sur l'exploitation agricole et s'apprête à transférer la quasi-totalité de son marché de l'énergie vers un marché de capacité. Il y aura des défis à relever, mais la Commission de l'Alberta semble s'en occuper.

FUSIONS ET ACQUISITIONS

L'année 2018 a été marquée par de nombreuses fusions et acquisitions de services publics. La plupart se sont produites en Ontario. Pour la première fois dans l'histoire, les acquisitions ont eu lieu sur les marchés du gaz et de l'électricité.

Le 18 mars 2018, la *Commission de l'énergie de l'Ontario* (CEO) a approuvé la fusion entre Entegrus et St. Thomas, l'acquisition de Midland par Newmarket le 23 août, l'acquisition de Collingwood par Epcor le 1er octobre, la fusion de Guelph et d'Alectra le 18 octobre, la fusion de Thunder Bay et de Kenora le 15 novembre et la fusion de Whitby et Veridian le 20 décembre. Ce fut une année chargée.

Une transaction a toutefois été refusée. Le 12 avril, l'acquisition d'Orillia par Hydro One pour 41,3 millions de dollars a été refusée. La CEO a statué que Hydro One n'avait pas réussi à fournir une preuve suffisante que la transaction satisferait au critère de l'absence de préjudice. Pour en arriver à cette conclusion, la Commission a examiné les hausses tarifaires demandées par Hydro relativement à trois services publics déjà acquis, soit Norfolk Power, Haldiman County Hydro et Woodstock Hydro. Les intervenants ont soutenu que ces hausses tarifaires constituaient une preuve qu'il n'y avait aucune économie de coûts pour les distributeurs précédemment acquis par Hydro One. Hydro One a déposé une requête en révision, mais celle-ci n'a pas été

accueillie. Hydro One a par la suite déposé une nouvelle demande accompagnée de preuves supplémentaires visant à satisfaire au critère de l'absence de préjudice. La Commission n'a pas encore statué sur cette demande.

Pour la première fois depuis de nombreuses années, il y a également eu une certaine activité dans le secteur du gaz. La grande nouvelle a été la fusion d'Enbridge Gas Distribution et d'Union Gas, approuvée le 30 octobre, qui a créé un monopole massif de la distribution du gaz dans toute la province. Cependant, en même temps, il y a eu un nouvel arrivant. Il s'agissait d'Epcor, une société albertaine appartenant à la ville d'Edmonton, qui a réussi à obtenir trois concessions de gaz naturel à Kincardine en Ontario, en concurrence avec Union Gas. Epcor a également acheté un petit service public de gaz à Aylmer, en Ontario, appelé Natural Gas Resources (NGR).

Hydro One a fait face à d'autres difficultés en ce qui concerne les acquisitions. Après un an d'essai, il a échoué dans sa tentative d'acheter, au coût de 4,4 milliards de dollars, Avista, une grande compagnie américaine dans le Pacifique Nord-Ouest. Hydro One a fini par payer des frais de résiliation de 103 millions de dollars lorsque cette entente a échoué. Ensemble, les deux entreprises auraient eu plus de 2 millions de clients et se seraient classées au 20e rang des plus grandes entreprises de services publics en Amérique du Nord.

Les parties ont convenu d'annuler la fusion en raison de l'opposition des organismes de réglementation américains dans l'État de Washington. Les organismes de réglementation de l'État s'inquiétaient de l'influence indue du gouvernement de l'Ontario sur les activités d'Hydro One. Le gouvernement de l'Ontario détient 47 % de Hydro One et le nouveau premier ministre de l'Ontario venait de congédier le chef de la direction de Hydro One au motif que sa rémunération annuelle de 6 millions de dollars était trop élevée. Un excellent article de Scott Hempling dans ce numéro décrit l'histoire haute en couleurs.

DEVANT LES TRIBUNAUX

Dans le monde de la réglementation de l'énergie, ce sont les tribunaux qui ont le dernier mot. C'était aussi vrai en 2018 qu'à n'importe quelle autre année. Il en va de même du présent éditorial.

Aucun examen des récents développements devant les tribunaux ne serait complet sans un renvoi au premier article de ce numéro de l'ERQ. Il s'agit de l'article intitulé « Évolution du droit administratif pertinent au droit et à la règlementation de l'énergie en 2018 ». Les lecteurs réguliers sauront que cet article paraît chaque année dans le numéro de fin d'année. C'est un classique. Soigneusement rédigé par David Mullan, le principal avocat administratif du Canada. Tous les organismes de réglementation et les avocats qui comparaissent devant eux sont tenus de le lire.

La présente rétrospective ne reprendra aucun des travaux de David, mais il y a peu d'affaires dignes de mention à l'extérieur du monde du droit administratif. Évidemment, la plus importante cause de l'année a été la décision de la Cour d'appel fédérale d'annuler l'approbation du pipeline Trans Mountain. Cette question a été abordée plus haut. Il n'est pas nécessaire d'en discuter davantage.

Une petite affaire intéressante est la décision rendue par la Cour divisionnaire de l'Ontario le 31 décembre 2018 dans un recours collectif contre Hydro One. Il semble que Hydro One ait commis d'énormes erreurs de facturation et surfacturé certains de ses 1,3 million de clients. Ces clients ont intenté un recours collectif de 100 millions de dollars en dommages-intérêts relativement aux frais en trop. Cependant, le juge des requêtes de 2017 a refusé de certifier le recours collectif en invoquant deux motifs. Tout d'abord, il a dit qu'il n'y avait pas suffisamment de problèmes communs, notant qu'un certain nombre d'essais individuels seraient nécessaires parce que chaque client subissait des montants de dommages différents. La raison la plus importante était cependant la deuxième. Le juge saisi de la requête a statué qu'il existait des recours administratifs et des procédures qui seraient plus efficaces qu'un recours collectif.

En particulier, il a souligné que la CEO avait un processus de traitement des plaintes et que l'un de ses objectifs était de protéger les intérêts des clients en matière de prix. Par conséquent, le juge de paix a conclu que l'on pouvait s'attendre à ce que la CEO réponde aux cas appropriés et offre les mesures de redressement appropriées. La Cour divisionnaire de l'Ontario a souscrit aux conclusions du juge des requêtes et a rejeté l'affaire. Cela pourrait devenir un principe important à l'avenir.

La décision digne de mention suivante est la décision *Capital Power*[6] du juge O'Farrell de la Cour d'appel de l'Alberta. Ce fut une bataille de longue haleine sur la façon de répartir le coût des pertes en ligne. En fin de compte, ce qui est intéressant, c'est le degré de retenue que le tribunal a accordé à l'organisme de réglementation. Pour trouver le remède approprié, l'AUC s'était en quelque sorte engagée dans la tarification rétroactive en procédant à des ajustements rétroactifs – ce qui est généralement interdit dans les affaires de services publics.

Le juge O'Farrell a appuyé avec insistance le principe selon lequel les tribunaux judiciaires devraient s'en remettre aux tribunaux d'experts qui rendent des décisions juridiques dans le cadre de l'expertise spéciale, y compris la détermination de la compétence, comme le rajustement rétroactif des taux, selon lequel une norme de retenue doit être appliquée même pour les véritables questions de compétence. Le juge O'Farrell a fait preuve de retenue à l'égard de la décision de la Commission quant à sa compétence d'ajuster rétroactivement les répartitions des pertes en ligne parce que la fonction et l'expertise essentielles de la Commission consistaient à établir des taux :

> Selon les requérants, d'où vient l'interdiction en common law de la tarification rétroactive? Elle est le fruit d'une centaine d'années de réglementation des services publics et de jurisprudence des commissions des services publics dans cette province et ailleurs en Amérique du Nord. Certes, les tribunaux ont contribué à l'élaboration de l'interdiction en invoquant des concepts tels que la présomption contre l'application rétroactive des lois. Mais il est important de comprendre que les raisons sous-jacentes à l'interdiction ne découlent pas uniquement de la common law, ou même du droit législatif. L'interdiction de la tarification rétroactive découle des principes généraux d'équité, de confiance, de certitude et de caractère définitif, que la common law reconnaît, mais qui sont indépendants de la common law. Ce sont des valeurs qui ont gagné de l'importance, non pas à cause de la loi, mais parce qu'elles avaient un sens dans une société juste et ordonnée. Les tribunaux n'ont pas de monopole ni d'expertise particulière en ce qui concerne l'application des principes d'équité. Et c'est ce que la Commission a fait en l'espèce : elle a appliqué les principes d'équité à une fonction (c.-à-d. la tarification) à l'égard de laquelle elle possède une expertise particulière [Traduction][7].

La décision dans l'affaire *Capital Power* est particulièrement intéressante compte tenu de l'évolution récente de la situation aux États-Unis. La notion de déférence à l'égard des tribunaux administratifs et des organismes de réglementation a commencé avec la décision rendue en 1984 par la Cour suprême des États-Unis dans l'affaire *Chevron*[8]. Depuis plus de 30 ans, l'affaire Chevron a été appliquée dans un certain nombre de cas par l'égard qui a été accordé aux interprétations législatives des organismes de réglementation de l'énergie. Cela a duré jusqu'en mai 2018 lorsque la Cour suprême a rendu sa décision dans l'affaire E*pic Systems*[9]. Cette décision limitait essentiellement la déférence que les tribunaux accordent aux organismes de réglementation en la limitant à l'interprétation de la loi du pays d'origine – une restriction beaucoup plus étroite que celle qui s'appliquait auparavant.

EN PERSPECTIVE

2019 sera une année de changements majeurs. Deux grandes élections se profilent à l'horizon. Ces questions mises à part, nous savons ceci. Nous aurons probablement un nouvel organisme fédéral de réglementation de l'énergie au Canada, un nouveau marché de capacité en Alberta et une nouvelle CEO.

---

[6] *Capital Power v Alberta (Utilities Commission),* 2018 ABCA 437.

[7] *Ibid* au para 45.

[8] *Chevron USA Inc v Natural Resources Defense Council,* 467 US 837 (1984).

[9] *Epic Systems Corp v Lewis,* 584 US __ (2018).

Ce qui se passe dans le secteur des DL d'électricité au Canada, c'est ce qu'on appelle la carte imprévisible. L'enquête de l'Alberta pourrait être déterminante. Des DL de l'extérieur de la province sont intervenus et nous croyons comprendre qu'ils ont été bien accueillis. Imaginez un peu ça. La première enquête nationale sur les changements technologiques et réglementaires. Le nouveau président de l'AUC a certainement repris le flambeau de Willie Grieve. C'est là que nous devrions terminer cette rétrospective de fin d'année. Le premier article de ce numéro de l'ERQ est un Mémorial à Willie. Les mots sont bien dits. ■

EN MÉMOIRE DE :

Willie Grieve 1953-2018

Le matin du 21 novembre, les avocats et les économistes de l'énergie de partout au Canada ont reçu une triste nouvelle : Willie Grieve, président de longue date de l'*Alberta Utilities Commission* (AUC), était décédé la veille au soir.

Willie était un pilier dans son milieu. Ce grand homme aux longs cheveux blancs est devenu en peu de temps un modèle d'excellence dans le secteur de la règlementation. Il était un arbitre de premier plan et siégeait dans le cadre de toutes les plus grandes affaires. Ses décisions ont été un modèle de clarté et ont été confirmées par les plus hautes cours du pays.

C'était aussi un professeur brillant. Chaque printemps, il se rendait en camion à l'Université Queen's pour y donner sa conférence annuelle sur la règlementation incitative. Le cours de CAMPUT en règlementation énergétique de l'Université Queen's s'adresse à un ensemble diversifié d'étudiants, dont des jeunes qui viennent de se joindre à la profession et d'aînés qui reviennent à titre de représentants d'organismes de règlementation. Chaque année, ils étaient tous envoûtés lorsque Willie leur présentait un curieux mélange de droit de l'énergie, d'économie de l'énergie et de conseils pratiques fondés sur ses 20 ans d'expérience en litiges partout au Canada.

Les rédacteurs en chef de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* voulaient publier un mémorial en son honneur. Nous nous sommes donc tournés vers ses deux amis les plus proches, Bob Heggie et Mark Rodger, dont les réflexions suivent.

WILLIE* :

> *« Je crois qu'il n'y a pas de vocation plus noble que celle du service public » - Willie Grieve*

Le décès de Willie Grieve a été une perte dévastatrice non seulement pour l'AUC, dont Willie a été le président de 2008 à 2018, mais aussi pour tous ceux et celles qui travaillent dans le domaine de la règlementation.

Les rédacteurs en chef de cette publication trimestrielle, à laquelle Willie a contribué avec enthousiasme et qu'il a lue, nous ont demandé, à Mark Rodger et à moi, de lui offrir un hommage commémoratif. Nous sommes, bien sûr, honorés de le faire. Après avoir lu le merveilleux hommage de Mark au sujet de la personnalité et du caractère de Willie (l'hommage de Mark suit), je me concentrerai sur ses réalisations professionnelles.

J'ai eu la chance de travailler en étroite collaboration avec Willie pendant une décennie, et nous avons parlé pratiquement tous les jours pendant cette période.

Avocat de formation attiré par l'économie, érudit dans l'âme et passionné de musique, Willie était très heureux lorsqu'il participait à des conversations. Que ce soit en répondant à des questions, en discutant d'idées, en argumentant, en examinant un travail ou en transmettant sa sagesse, Willie apprenait quelque chose de nouveau à presque toutes les personnes qu'il rencontrait.

Pour ceux et celles d'entre vous qui ont connu Willie, vous savez qu'il rappelait la légende de la Magna Carta en presque toutes occasions. Je l'ai entendu parler de l'esprit et des clauses de la Magna Carta à des ministres adjoints, à des dirigeants d'entreprise, à ma famille et même au garde de sécurité dans le hall de notre immeuble.

Willie se considérait choyé d'être notre président - c'était son emploi de rêve. Willie aimait raconter l'histoire de ses confrères et consœurs de son cours de droit qui partageaient leurs ambitions professionnelles. Il se souvenait de ses camarades de classe qui lui avaient fait part de leurs diverses aspirations, notamment celles d'avocat plaidant, de négociateur d'entreprise ou de juge. Pour sa part, Willie avait annoncé qu'il voulait être un « représentant d'un organisme de règlementation des services publics », ce à quoi ses camarades de classe répondaient collectivement : « c'est quoi ça? »

Le chemin qu'il a parcouru jusqu'à nous lui a permis d'acquérir une vaste expérience et de comprendre fondamentalement à la fois la substance de notre travail et la façon dont un organisme administratif devrait fonctionner pour réussir dans son environnement opérationnel unique.

Willie a notamment été avocat général de la Saskatchewan Public Utilities Review Commission, conseiller juridique du CRTC, de Stentor et d'AGT/Telus ainsi qu'adjoint spécial du ministre fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Il a également occupé pendant dix ans des postes de direction au sein du groupe de règlementation de TELUS.

En d'autres termes, avant de devenir notre président, il avait joué les divers rôles et représenté ou agi pour les divers intérêts qui constituent l'intérêt public.

En tant que premier président de l'AUC, il a fait l'impensable : réformer, parler librement des marchés et de la technologie, remettre en question le statu quo, s'attaquer au langage codé et aux acronymes, en plus de défendre l'économie dans nos décisions.

Son travail à la Commission a eu un impact durable. Les affaires où il a siégé étaient d'une importance cruciale, et les décisions qu'il a rendues étaient d'une grande qualité et portaient toujours sa signature : une formulation simple et claire. Le plus important et le plus impressionnant, c'est sa présence sérieuse, calme et imposante dans une salle d'audience. C'est une compétence unique que de se donner un air judiciaire, tout en veillant à ce que tous ceux et celles qui se trouvent dans la salle d'audience se sentent les bienvenus et entendus.

Sa présence était imposante avec son 1,80 m et « sa chevelure ». Il était toujours impeccablement vêtu - costume, chaussures polies et cravates spectaculaires faites à la main par son tailleur à Saskatoon. Son image réconfortait les membres de notre personnel. Son look de

* Bob Heggie est directeur général de l'*Alberta Utilities Commission.*

leader important, fiable et digne de confiance représentait une pierre pour asseoir notre croissance vers la stabilité et la respectabilité.

Lorsqu'il délibérait avec ses collègues de la Commission lors d'une réunion d'un groupe de travail sur une affaire, le droit de parole n'était accordé que si l'allégation était logique, théoriquement valable et sans ordre du jour caché. Dès sa première affaire, il avait recours et s'attendait à une approche solide reposant sur des principes, des décisions fondées sur des preuves et des arguments rationnels à l'appui des solutions ou des idées proposées.

L'éthique de travail de Willie était légendaire. L'AUC a une règle selon laquelle ses décisions sont rendues au plus tard 90 jours après la fin de l'audience. Compte tenu du nombre de décisions que nous rendons, de nombreuses affaires sont renvoyées à la Cour suprême. Cela signifie dans de nombreux cas qu'il faut travailler jusqu'à minuit le 89e jour.

Pour Willie, cela n'a jamais signifié donner des ordres de la passerelle à la salle des machines. Il retroussait ses manches et travaillait côte à côte avec le personnel pour respecter l'échéance. Je ne peux pas compter le nombre de fois où je me suis trouvé dans son bureau à 17 h ou 18 h alors qu'il mettait son ordinateur portable dans son étui. Je lui demandais alors pourquoi il apportait son ordinateur avec lui, et il me répondait : « Je retourne à la grotte (son condominium) pour dormir quelques heures et, à mon réveil, je rédigerai une partie de la décision ». Plusieurs membres de l'AUC se rappelleront les courriels qu'il leur envoyait à 3 h du matin. Pour lui, il était tout simplement hors de question de demander au personnel de faire quelque chose qu'il n'était pas prêt à faire lui-même.

Quand j'ai demandé à Willie de quelles réalisations il était le plus fier, il a refusé de répondre, ce qui témoigne de son humilité. Lorsque j'ai insisté, il a souri et m'a répondu avec réticence que l'adoption de la tarification basée sur le rendement avait été plus difficile et pris plus de temps qu'il ne l'avait prévu. C'était une innovation que son mentor et ami très cher, Alfred Kahn, aurait appréciée.

Ses réalisations vont au-delà du travail de règlementation. Pour notre personnel, il a toujours été accessible et a toujours fait preuve d'attention et de compassion en leur parlant sincèrement sur un plan personnel. Débateur charmant avec une grande expérience, quel que soit le sujet, il vous parlait comme à un ami. Je sais que bon nombre d'entre vous qui lisez ceci se rappelleront de cette qualité.

Willie a souvent parlé de l'avenir de la règlementation. Il a imaginé un certain nombre de problèmes fascinants découlant de l'évolution technologique et de la concurrence. Il m'a dit : « Ce sera difficile de faire de la luge, mais ce sera excitant; vous devrez être agile et capable de réagir; ce sera tellement amusant! ».

Willie nous manquera à l'AUC, et son décès nous touchera beaucoup. Nous nous inspirerons de son merveilleux exemple pour relever ces défis et continuer à bâtir l'AUC sur les fondations qu'il a créées.

EN MÉMOIRE DE MON AMI, LE SAGE ET MAGNIFIQUE WILLIE GRIEVE**

Dans le secteur canadien de l'énergie, nous avons la chance de travailler avec de nombreux collègues talentueux dans un large éventail de disciplines professionnelles. Parfois, on a la chance de recevoir un cadeau inattendu : l'épanouissement d'une relation de travail professionnelle qui se transforme en une amitié personnelle durable et forte. Telle a été mon expérience avec le géant doux Willie Grieve.

Bob Heggie a rendu un hommage appuyé et bien mérité à Willie, en faisant ressortir son leadership et ses réalisations impressionnantes à l'AUC. Mes remarques et mes souvenirs à son sujet vont au-delà de l'AUC et de la salle d'audience. Ce sont celles d'un ami proche et personnel.

Les premières influences sont toujours déterminantes pour façonner le caractère d'un homme. Willie est né en Colombie-Britannique et a passé ses premières années à Markham, en Ontario. Cependant, les autres amours de sa vie (mis à part sa merveilleuse épouse Barb) étaient les villes de l'Ouest où il a vécu : Saskatoon en Saskatchewan et Edmonton en Alberta. Avant que Willie ne devienne avocat, puis représentant d'un organisme de règlementation de l'énergie, il était trompettiste professionnel et a fait des

**Mark Rodger est associé chez Borden Ladner Gervais, à Toronto.

tournées avec des groupes partout au Canada. Notre intérêt mutuel pour la musique nous a amenés à vivre nos propres aventures lors de divers concerts et festivals de musique au Canada et aux États-Unis au cours de la dernière décennie.

Willie savait jouer, mais il savait aussi ficeler une histoire, et il a raconté beaucoup d'histoires intéressantes et souvent comiques pendant ses jours insouciants et impécunieux comme musicien itinérant. Après avoir obtenu son diplôme du College of Law de l'Université de la Saskatchewan en 1984, Willie a cessé ses tournées, mais il a conservé une passion pour la musique qui a duré toute sa vie et qui s'est transmise d'une génération à l'autre. Willie laisse derrière lui son brillant fils Rob, un guitariste et auteur-compositeur virtuose qui enregistre des albums et qui joue devant des foules de stades du monde entier. L'un des principaux points de fierté de Willie vers la fin de sa vie était que les réalisations musicales de Rob avaient clairement éclipsé les siennes.

Willie a joué de la trompette pour la dernière fois en juillet 2018 à notre pub local de Port Medway, en Nouvelle-Écosse. C'était une de ces nuits d'été magiques et chaudes, avec des brises de mer qui balayaient la porte moustiquaire ainsi qu'avec de grands amis et des lumières de porche qui scintillaient partout. Le groupe local a ouvert le deuxième portion de la soirée avec *Does Anyone Really Know What Time It Is?* de Chicago. Willie s'est joint à nous avec son riff de trompette que nous connaissons tous par cœur et que nous aimerions bien pouvoir jouer nous-mêmes. Il a cassé la baraque! Puis Willie a continué à jouer toute la nuit.

Les actes aléatoires de générosité en disent long sur la nature d'une personne. Il y a quelques années, Willie et moi assistions à un festival de Blues à Memphis, au Tennessee. Vers deux heures du matin, nous nous sommes retrouvés au milieu d'une foule très nombreuse sur Beale Street, la principale artère musicale de Memphis. Nous avons eu une conversation avec deux jeunes hommes de la campagne du Mississippi. Il s'est avéré que l'un d'eux était un footballeur universitaire américain à succès qui n'avait pas eu la chance d'atteindre la NFL. Willie l'a encouragé à envisager la Canadian Football League (CFL). À la fin de notre discussion, Willie avait pris les coordonnées du jeune homme et lui avait promis de communiquer avec quelques équipes de la CFL pour faciliter une présentation et un éventuel essai. Willie et le jeune homme ont communiqué par courriel pendant quelques mois, et je crois que celui-ci a finalement saisi une occasion de jouer dans la ligue canadienne. Ces jeunes nous ont dit que Willie et moi étions les premiers Canadiens qu'ils rencontraient. Ils étaient stupéfaits que Willie, d'une ville des Prairies dont ils n'avaient jamais entendu parler et qu'ils ne savaient pas prononcer, s'intéressait suffisamment à la situation du jeune homme pour lui tendre la main. Mais ce genre de comportement était tout simplement une évidence pour Willie Grieve, et c'est l'une de ses qualités que le rendait si cher à tant de gens.

Willie, bien qu'extrêmement accompli, était humble. Il n'a jamais parlé de ses réalisations. Celles-ci parlaient d'elles-mêmes. Il croyait qu'une carrière en droit demeurait une noble entreprise qui pouvait changer pour le mieux des vies, et même le monde. Sa fille Sarah, déjà titulaire d'une maîtrise, a l'intention de suivre ses traces et de faire des études de droit. Sarah est également bassiste. Comme il fallait s'y attendre, Willie s'intéressait particulièrement aux jeunes au début de leur carrière et tout particulièrement à leur apport. Avec son style facile et accueillant et son attitude ouverte, Willie s'est rendu accessible auprès de nouveaux ingénieurs, économistes, avocats et autres professionnels. Il leur a fourni de nombreuses idées précieuses et les a encouragés à « faire mieux ». Ces interactions leur ont permis de mieux comprendre le fonctionnement du secteur de l'énergie, mais aussi à mieux cerner quelque chose de moins tangible, mais peut-être encore plus important : comment les membres de la prochaine génération pourront poursuivre pleinement leur carrière et apporter une contribution significative.

Willie a appris toute sa vie et a participé à des débats rigoureux sur un large éventail de sujets. Il a été un collaborateur et un conférencier dévoué au cours de règlementation énergétique de CAMPUT à l'Université Queen's, qui a lieu chaque année à Kingston, en Ontario. Willie a également été l'un des fondateurs du Canadian Energy Law Forum, qui en est maintenant à sa 13e année d'existence, et un membre actif du comité de programme du Northwind Electricity Invitational Forum, qui en est à sa 15e année d'existence. Ces forums canadiens uniques représentent des occasions inestimables pour les intervenants d'échanger de l'information et de discuter de questions cruciales et souvent délicates d'une manière constructive et respectueuse. Ni l'un ni l'autre forum n'aurait

remporté le succès qu'il a connu sans le soutien actif et les encouragements de Willie.

Enfin, un mot sur Barbara (Barb), la tendre moitié de Willie. Originaire d'une ferme rustique de la prairie de la Saskatchewan, Barb est une éducatrice, une artisane et une couturière de talent. Elle a appris à connaître Willie à travers le prisme de la politique provinciale, il y a un peu plus de 30 ans. Ce sont d'abord et avant tout des gens de famille, et ensuite, des amateurs de hockey dévoués. Il y a quelques années, ma femme Jane et moi avons assisté avec eux à un tournoi mondial de hockey junior à Toronto à Noël. Barb et Willie ont continué la fête en assistant à tous les matchs d'Équipe Canada à Toronto, puis en faisant un voyage à Montréal pour compléter la série. Barb continue de jouer au hockey à Edmonton. Willie laisse aussi derrière lui sa mère de 97 ans, Inger, et sa sœur, Anne Jane, qui vivent toutes deux à Saskatoon, de même que sa sœur Barbara (Peter Gerber) qui vit à Grand Blanc, au Michigan.

Alors Willie, merci beaucoup pour le temps que nous avons passé ensemble. Merci d'avoir inspiré tant d'entre nous. ■

ÉVOLUTION DU DROIT ADMINISTRATIF PERTINENT AU DROIT ET À LA RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE EN 2018

*David J. Mullan**

INTRODUCTION

À bien des égards, 2018 a été une année charnière dans la jurisprudence en droit administratif de la Cour suprême du Canada. À un moment qui marque la transition de la Cour McLachlin à la Cour Wagner, les écarts ont continué de se creuser entre les membres de la Cour en ce qui concerne non seulement la méthodologie de sélection de la norme de contrôle à appliquer au contrôle judiciaire de la prise de décisions administratives, mais aussi les modalités selon lesquelles le contrôle de la décision raisonnable prédominante est effectué[1]. Malgré cela, la plupart des observateurs ont été surpris par l'annonce faite par la Cour le 10 mai, en accordant l'autorisation d'un trio d'appels (« la trilogie[2] ») et enjoignant aux parties de consacrer une partie importante de leurs observations à un réexamen de « la nature et la portée du contrôle judiciaire de l'action administrative, telles que discutées dans *Dunsmuir*[…] et des affaires subséquentes. » De toute évidence, cette audience tenue les 4 et 6 décembre, qui a attiré 27 intervenants, et qui a servi à la nomination de deux *amicus curiae,* a donné lieu à la forte possibilité qu'il y ait, à un moment en 2019, un rajustement fondamental des principes concernant la conduite du contrôle judiciaire d'une action administrative au Canada. Un tel rajustement peut avoir une incidence considérable sur l'approche élaborée dans *Dunsmuir c Nouveau-Brunswick*[3] et sa descendance et rendre désuète une grande partie de la procédure d'élaboration et de contestation de la norme d'examen et de la contestation contenue dans les arrêts des dix dernières années.

---

* Professeur *émérite,* Faculté de droit, Université Queen's. La discussion dans le cadre de cet examen annuel de l'application de l'obligation de consulter en vue de la prise de décisions législatives est une version révisée d'une section d'un document que j'ai présenté à la 2018 BC CLE Annual Administrative Law Conference, le 26 novembre 2018.

[1]Voir *Delta Airlines Inc c Lukács,* 2018 CSC 2; *Williams Lake Indian Band c Canada (Affaires autochtones et du Développement du Nord); West Fraser Mills Ltd c Colombie-Britannique (Workers' Compensation Appeal Tribunal),* 2018 CSC 22; *Groia c Barreau du Haut-Canada,* 2018 CSC 27; *Canada (Commission canadienne des droits de la personne) c Canada (Procureur général),* 2018 CSC 31; *Law Society of British Columbia c Trinity Western University,* 2018 CSC 32; *Trinity Western University c Barreau du Haut-Canada,* 2018 CSC 33 et *Chagnon v Syndicat de la fonction publique et parapublique du Québec,* 2018 CSC 39.

[2]En réalité, il n'y en a que deux depuis *Bell Canada et al c Procureur général du Canada et National Football League et al c Procureur général du Canada,* 2017 CAF 249 ont été regroupées en une seule instance devant la Cour d'appel fédérale. L'autre appel porte sur le jugement de la Cour d'appel fédérale dans *Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration c Alexander Vavilov,* 2017 CAF 132.

[3]2008 CSC 9, [2008] 1 RCS 190.

Aucune des affaires récentes dans lesquelles la Cour était divisée sur des questions de norme de contrôle n'a porté sur le droit et la réglementation de l'énergie. Il est quand même surprenant de constater que les organismes de réglementation de l'énergie[4], l'industrie de l'énergie, les groupes d'intérêt public intéressés ou les collectivités autochtones ne figurent pas parmi ceux qui ont demandé et obtenu le statut d'intervenant dans la trilogie. Je n'ai toujours pas de certitude quant aux raisons expliquant ce manque de participation, mais peut-être reflète-t-elle le sentiment général de satisfaction à l'égard des principes actuels tels qu'ils ont été appliqués aux organismes de réglementation de l'énergie de toutes allégeances ou le sentiment qu'aucun de ces principes ne revêt tellement d'importance lorsqu'il s'agit de l'examen du processus décisionnel en matière de réglementation de l'énergie par les tribunaux. Quoi qu'il en soit, j'attendrai l'examen de l'an prochain pour faire d'autres commentaires sur l'état des principes généraux concernant la norme de contrôle au Canada et son incidence sur le contrôle judiciaire des organismes de réglementation de l'énergie.

Parmi les jugements rendus en cours d'année qui ont directement touché le droit et la réglementation dans le secteur de l'énergie, celui qui entraîné l'impact économique le plus important est presque assurément la décision rendue en août par la Cour d'appel fédérale dans *Tsleil-Waututh Nation c Procureur général du Canada (« Tsleil-Waututh*[5] *»).* En concluant que le processus par lequel la demande d'expansion du pipeline Trans Mountain a été approuvée posait problème à la fois vicié sur le fond et sur le plan de la procédure, la Cour d'appel fédérale a, au moins temporairement et peut-être de façon permanente, fait dérailler un projet d'une importance considérable pour l'Alberta et le Canada dans son ensemble. Bien que le jugement ne renferme aucun nouveau principe en ce qui concerne l'examen de la portée de tels processus ou même l'obligation de consulter et, le cas échéant, de tenir compte des peuples autochtones, il fournit un exemple très significatif de l'application de principes acceptés aux modifications législatives apportées en 2012 au processus d'approbation des pipelines interprovinciaux. Cela mérite d'être commenté pour cette seule raison.

La Cour suprême du Canada a également rendu un jugement sur l'obligation de consulter qui a eu des répercussions importantes sur l'apport de modifications législatives aux processus de réglementation de l'énergie. Dans l'arrêt *Mikisew Cree First Nation c Canada (Gouverneur général en conseil*[6]*),* la question fondamentale consistait à déterminer si l'obligation de consulter les peuples autochtones et, le cas échéant, de prendre des mesures d'accommodement s'étendait au processus de préparation, de présentation et d'adoption d'une loi qui touchait ou risquait de toucher les droits et les revendications des peuples autochtones. Je me servirai également de mon analyse de cet arrêt comme tremplin pour une discussion sur un jugement de la Cour fédérale (ne portant pas sur la réglementation de l'énergie) dans lequel la juge Kane a précisé la mesure dans laquelle, le cas échéant, l'obligation d'équité procédurale en common law et la doctrine des attentes légitimes, pourraient être invoquées dans le contexte de la prise de décisions « législatives » à un niveau inférieur à celui de la législation primaire.

---

[4]Dans le cas des organismes de réglementation de l'énergie, cela peut avoir reflété un degré considérable d'optimisme par rapport à l'état actuel de la loi en ce qui a trait à leurs activités. De plus en plus, dans le domaine de la réglementation de l'énergie, la déférence est dominante, comme en témoignent la sélection et l'application restreinte de la norme de contrôle de la décision raisonnable, ainsi qu'une réticence à se laisser séduire par la classification des questions comme des questions de compétence « véritable » nécessitant un contrôle suivant la norme de la décision correcte. En 2018, on a relevé plusieurs exemples de cette posture de retenue : voir par exemple *Tribute Resources Inc c Ontario (Commission de l'énergie),* 2018 ONSC 265 (C div); *Colchester (County) Tatamagouche Water Utility c Wall,* 2018 NSCA 67; *Antigonish (Town) v Nova Scotia (Utility and Review Board),* 2018 NSCA 8 et *Fort Hills Energy Corp v Alberta (Ministry of Energy),* 2018 ABQB 905 (même s'il y a eu une annulation partielle). Les décisions de la Cour d'appel de l'Alberta sur les requêtes en autorisation d'interjeter appel de l'*Alberta Utilities Commission* et de l'*Alberta Energy Regulator* en témoignent également. En effet, c'est dans ce contexte que l'on trouve la défense la plus articulée depuis longtemps du rôle central des organismes de réglementation de l'énergie et de la nature exceptionnelle de l'intervention judiciaire. Il s'agit du jugement rendu par le juge d'appel O'Ferrall dans *Capital Power Corp v Alberta (Utilities Commission),* 2018 ABCA 437. Ce jugement important fait l'objet d'un commentaire distinct dans ce numéro de la publication trimestrielle. Il se rapporte également à mon commentaire précédent sur la norme de contrôle et sa pertinence pour les requêtes en autorisation d'appel : David J. Mullan, « Évolution du droit administratif pertinent au droit et à la réglementation de l'énergie en 2016 » (2017) 5 ERQ 15 aux pp 29 et 30.

[5]2018 CAF 153.

[6]2018 CSC 40.

Toujours au sujet de l'obligation de consulter, j'évaluerai également les motifs de la juge Nixon dans *Athabasca Chipewyan First Nation v Alberta (Minister of Aboriginal Relations, Aboriginal Consultation Office)*[7]. Parmi les questions soulevées dans cette affaire, il y avait le pouvoir du *Aboriginal Consultation Office* de déterminer si une obligation de consulter a été déclenchée et, en supposant que ce soit le cas, si les principes d'équité procédurale s'appliquaient à cette décision.

Enfin, je reviendrai à la question des droits de participation dans les procédures de réglementation de l'énergie, y compris les demandes de contrôle judiciaire et les appels prévus par la loi. Ici, je vais traiter de deux jugements, l'un portant sur l'intervention dans une requête en autorisation d'appel d'une décision de l'*Alberta Utilities Commission* (AUC), et l'autre portant sur la qualité pour agir dans l'intérêt public et les interventions sur une demande de contrôle judiciaire d'une décision de l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers.

CONTENU DE L'OBLIGATION DE CONSULTER ET DE PRENDRE DES MESURES D'ACCOMMODEMENT

(A) Introduction

En 2018, l'obligation de consulter a continué d'occuper une place importante dans les litiges tant dans le système de la Cour fédérale que dans les cours supérieures provinciales. Ce litige comportait de nouvelles questions, notamment une reconnaissance de l'obligation de consulter les groupes autochtones avant de prendre des mesures d'application de la loi sous la forme de poursuites contre des Autochtones pour avoir contourné, au nom de droits protégés par la Constitution, la législation fédérale sur les pêches[8]; un rejet de l'argument selon lequel la Couronne a toujours été une partie appropriée (et nécessaire) aux procédures dans lesquelles le défaut de consulter les peuples autochtones était au cœur d'une demande de contrôle judiciaire ou d'une autre forme de contestation[9]; comment parvenir à la réconciliation dans le cadre du processus de consultation et d'accommodement de droits ancestraux concurrents, l'un traditionnel (bien que reconnu dans une entente avec la Couronne) et l'autre issu d'un traité conclu avec la Couronne[10]; et la mesure dans laquelle l'obligation de consulter s'applique aux travaux liés à la préservation de l'intégrité d'un pipeline existant[11]. Aucune de ces affaires ne mettait en cause la Cour d'appel fédérale, provinciale ou territoriale et il reste donc à déterminer si les principes adoptés et appliqués seront approuvés à ces niveaux supérieurs.

Pour les besoins des présentes, je me contenterai de signaler simplement qu'ils méritent d'être pris en considération. Je limiterai plutôt mon exposé à deux affaires de réglementation de l'énergie[12] dans lesquelles la Cour d'appel fédérale a appliqué les principes de consultation et d'accommodement énoncés dans la décision de 2016 de la Cour annulant l'acceptation par le gouverneur en conseil de la recommandation de la commission d'examen conjoint d'approuver la demande du projet pipelinier Northern Gateway, soit *Nation Gitxaala c Canada (« Gitxaala*[13] *»).* Je parlerai également

[7]2018 ABQB 262.

[8]*R v Martin,* 2018 NSSC 141. La poursuite a été intentée dans le cadre d'une entente entre la Couronne et la Première nation concernée. Toutefois, le juge Gogan, dans le contexte de l'allégation de justification constitutionnelle de la Couronne pour toute atteinte aux droits des accusés, a accepté l'argument selon lequel la Première nation aurait dû être consultée avant que la poursuite ne soit intentée.

[9]*Xeni Gwet'in First Nations v British Columbia (Chief Inspector of Mines),* 2018 BCSC 1425. Le juge Branch a soutenu (aux paragraphes 35 et 63) que parce que l'obligation de consulter impliquait l'honneur de la Couronne, la Couronne n'était pas une partie appropriée, remplaçant le procureur général comme défenseur des actes du fonctionnaire qui a pris la décision pertinente. Voir cependant *Adams Lake Indian Band v British Columbia (Lieutenant Governor in Council),* 2011 BCSC 266 (révision pour d'autres motifs : 2012 BCCA 333), où il est accepté que le lieutenant-gouverneur en conseil est l'intimé approprié d'une demande de révision et d'annulation d'une décision prise par décret.

[10]*Gamlaxyeltxw v British Columbia (Minister of Forests, Lands & Natural Resource Operations),* 2018 BCSC 440.

[11]*Aroland First Nation v Transcanada Pipelines Ltd.,* 2018 ONSC 4469, où le juge Matheson a conclu qu'il n'était pas approprié de trancher cette question dans le contexte d'un processus de jugement sommaire partiel.

[12]*Bigstone Cree Nation c Nova Gas Transmission Ltd, supra* note 7, et *Tsleil-Waututh Nation et al c Procureur général du Canada et al,* 2018 CAF 153. Cela faisait partie du flux continu de litiges dans lesquels les tribunaux ont été appelés à interpréter, à élaborer et à appliquer aux faits dont ils sont saisis les principes de l'obligation de consulter les énoncés dans ce qui est maintenant une jurisprudence très vaste de la Cour suprême du Canada. Parmi les exemples les plus importants en 2018, mentionnons *Mi'kmaq of Prince Edward Island v Prince Edward Island,* 2018 PEISC 20 et *Eabametoong First Nation v Ontario (Minister of Northern Development and Mines),* 2018 ONSC 4316 (C div).

[13]2016 CAF 187. (J'ai commenté ce jugement dans mon analyse de 2016 : *supra* note 5, aux pp 19-26.)

de l'autre motif important sur lequel, dans *Tsleil-Waututh*[14], la Cour d'appel fédérale a annulé le décret du gouverneur en conseil enjoignant à l'*Office national de l'énergie* de délivrer un certificat de commodité et de nécessité publiques dans le contexte de la demande d'approbation d'un agrandissement des installations pipelinières existantes de Trans Mountain.

(B) ***Nation crie de Bigstone***

Le premier des deux jugements est *Bigstone Cree Nation v Nova Gas Transmission Ltd (« Bigstone Cree Nation*[15] *»).* Comme dans l'affaire *Gitxaala,* il s'agissait de contester un décret (fondé sur les recommandations d'un rapport de *l'Office national de l'énergie* (« l'Office ») et d'enjoindre à celui-ci de publier une déclaration de décision d'évaluation environnementale et de délivrer un certificat de commodité et de nécessités publiques. L'objet de la demande était l'un des cinq tronçons visés par une demande présentée à l'Office par Nova en vue de l'approbation d'un projet d'agrandissement de son réseau de transport de gaz existant dans le nord de l'Alberta. Le tronçon en question se trouvait sur le territoire de la Première nation crie de Bigstone, et la demande de contrôle judiciaire de la Première nation alléguait une violation de l'obligation de consulter en common law et de l'article 35(1) de la *Loi constitutionnelle de 1982.*

Après un examen attentif des diverses étapes du processus d'approbation[16] et en se reportant aux principes régissant l'obligation de consulter les peuples autochtones et, s'il y a lieu, de prendre des mesures d'accommodement, en particulier au jugement rendu par la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Gitxaala,* le juge d'appel de Montigny, qui a rendu le jugement au nom d'un groupe composé de lui-même, des juges d'appel Gauthier et Near, a rejeté la demande de contrôle judiciaire. La Couronne s'était acquittée de ses obligations.

Fait peut-être important, le jugement de la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Gitxaala* a été rendu public le 23 juin 2016, six jours seulement après que le gouverneur en conseil a prolongé les délais prescrits par la loi pour rendre une décision finale sur la demande de Nova Gas. Ainsi, le gouverneur en conseil a eu l'occasion d'évaluer le jugement de la Cour d'appel fédérale et, en particulier, les lacunes critiques que les juges d'appel Dawson et Stratas (s'exprimant au nom de la majorité) ont relevées à l'étape de l'examen du gouverneur en conseil de ce projet. Dans l'ensemble, ils ont conclu qu'il n'y avait pas eu suffisamment de dialogue constructif à cette étape, un manquement à répondre à des questions vraiment préoccupantes pour la Première nation, dont celles relatives à de nouveaux éléments de preuve et de nouveaux arguments, qu'il n'avait pas été tenu compte de la nécessité d'une prorogation du délai pour permettre à la Couronne de s'acquitter de ses obligations, et que les motifs invoqués par le gouverneur en conseil pour rejeter les arguments de la Première nation et accepter les recommandations de la Commission mixte étaient inadéquats.

Dans l'affaire *Bigstone Cree Nation,* le juge d'appel de Montigny a conclu que la Commission avait évité tous ces écueils. Bien que les raisons fournies par le gouverneur en conseil n'aient pas été beaucoup plus détaillées que celles données dans *Gitxaala,* le préambule du décret mentionnait explicitement non seulement le rapport de l'Office, mais aussi le Rapport sur la consultation et l'accommodement des Autochtones de la Couronne (« RCAAC ») préparé par le Bureau de gestion des grands projets (« BGGP ») (situé au sein de Ressources naturelles Canada) et une partie officiellement reconnue du processus global. Comme le gouverneur en conseil avait le droit de s'en remettre à d'autres acteurs administratifs pour s'acquitter de son obligation de consulter et, s'il y a lieu, de prendre des mesures d'accommodement, une simple mention dans le décret de ce recours suffisait pour incorporer les rapports et les interactions entre l'Office et le BGGP dans les processus du gouverneur en conseil. En outre, dans la mesure où le gouverneur en conseil s'est dit satisfait que ces processus aient représenté un acquittement des responsabilités de la Couronne, cela constituait

[14] *Supra* note 6.

[15] *Supra* note 13. (Pour d'autres commentaires, voir David V. Wright, « Duty to Consult in the Bigstone Pipeline Case: A Northern Gateway sequel and TMX prequel? » (6 juin 2018), en ligne : Ablawg, <http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2018/06/Blog_DVW_Bigstone_FCA.pdf>).

[16] Le processus de mobilisation précoce, l'étape de l'audience de l'Office, l'étape de la recommandation de l'Office et l'étape suivant le rapport de l'Office.

une indication suffisante de l'attention de la Couronne à l'égard de la question et de l'acceptation que l'obligation de consulter et de prendre des mesures d'accommodement avait été respectée, une conclusion raisonnable dans ce cas-ci compte tenu des consultations menées tout au long du processus. De plus, étant donné que le gouverneur en conseil a expressément répondu à l'une des préoccupations critiques de la Première nation, la protection du caribou, et qu'il a approuvé les conditions d'accommodement recommandées par l'Office pour atteindre cet objectif, on ne peut pas affirmer que le gouverneur en conseil ou que le processus n'a pas tenu compte de l'impact éventuel du projet sur le caribou.

Un autre facteur critique était aussi en cause dans cette affaire : la conduite de la Première nation. Dans le dernier paragraphe de son évaluation de la phase du processus où intervient le gouverneur en conseil, le juge d'appel de Montigny a reproché à la Première nation de ne pas avoir participé à des étapes importantes du processus :

> Compte tenu de ce qui précède, conjugué à la décision de la Nation Bigstone de ne pas participer proactivement au processus postérieur aux consultations de l'Office, à son omission d'évoquer expressément la question des effets éventuels du projet sur le caribou à l'une ou l'autre des réunions avec le BGGP et de son défaut de se prévaloir de la possibilité de fournir des commentaires sur l'ébauche du RCAC, je suis d'avis que la Nation Bigstone n'a pas établi que ses préoccupations n'ont pas été prises en compte et que des mesures d'accommodement connexes n'ont pas été prises[17].

Tout comme la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Gitxaala* avait des leçons à tirer à propos de ses responsabilités, la Première nation crie de Bigstone a aussi reçu des instructions sur la nécessité de participer au processus et de le respecter[18].

(C) Tsleil-Waututh[19] et la saga de Trans Mountain : si proche et si loin[20]

À la suite d'un examen long et approfondi du processus suivi par *l'Office national de l'énergie* (« l'Office ») et le gouverneur en conseil (« le Canada ») qui a mené à l'approbation de la demande de Trans Mountain Pipeline ULC (« Trans Mountain ») visant l'agrandissement de son réseau pipelinier existant, la juge d'appel Dawson a rendu le jugement d'un comité de la Cour d'appel fédérale, qui réunissait également les juges d'appel de Montigny et Woods, et qui faisait état de deux défauts critiques.

i. Décision relative à la détermination de la portée

Premièrement, l'Office a erré dans la détermination de la portée de la demande en déterminant que le transport maritime lié au projet ne faisait pas partie du « projet désigné ». En ce qui concerne l'article 2 de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (la « LCEE[21] »), il ne s'agissait pas d'« activités concrètes qui sont accessoires » aux autres activités concrètes qui constituaient une composante du projet.

Cette détermination a eu pour effet que l'Office n'était pas tenu d'effectuer certaines évaluations en vertu de cette loi ni des évaluations en vertu de la *Loi sur les espèces en péril* (« LEP[22] »), même si le transport maritime associé au projet ou généré par celui-ci risquait d'entraîner des répercussions négatives sur la population d'épaulards résidents du sud. Ainsi, l'examen de ces questions par l'Office s'est limité à la

---

[17]*Supra* note 13 au para 76. Voir aussi aux para 39-43.

[18]Pour plus de détails sur d'autres aspects du jugement, y compris la revendication rejetée selon laquelle la Nation crie de Bigstone aurait dû recevoir plus de financement, voir le blogue de David V. Wright, *supra*, note 16.

[19]*Supra*, note 6. Pour d'autres commentaires, voir Martin Olszynski, « Federal Court of Appeal quashes Trans Mountain Pipeline Approval : The Good, the Bad, and the ugly » (6 septembre 2018), en ligne : Ablawg, <http://ablawg.ca.wp-content/uploads/2018/09/Blog_MO_TMX_Sept2018.pdf>; Robert Hamilton, « Uncertainty and Indigenous Consent : What the Trans-Mountain decision says us about the current state of the Duty to Consult » (10 septembre 2018), en ligne : Ablawg, <http://ablawg.ca.wp-content/uploads/2018/09/Blog_RH_TMX_Sept2018.pdf>; David V. Wright, *Tsleil-Waututh Nation v Canada :* A case of easier say than done » (11 septembre 2018), en ligne : Ablawg, <http://ablawg.ca.wp-content/uploads/2018/09/Blog_DVW_TMX_Sept2018.pdf>.

[20]Cole Porter, 1941, pour le film « You will Never Get Rich », interprété par Fred Astaire.

[21]LC 2012, ch 19.

[22]LC 2012, ch 29.

disposition relative à l'intérêt public général de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*[23] et à une disposition sur les effets cumulatifs de la LCEE.

La juge d'appel Dawson a rejeté l'interprétation qu'a faite l'Office de la signification de l'article 2 et de son application aux faits. Ses préoccupations étaient en partie fondées sur le fait que l'Office n'avait pas fourni de motifs suffisants pour justifier son interprétation du terme pertinent. Et dans la mesure où l'Office avait fondé sa position sur la proposition selon laquelle il ne pouvait inclure dans la portée du « projet désigné » la navigation maritime parce qu'elle était réglementée ailleurs, il a erré. En effet, on a omis de « prendre en compte[24] » cette question importante, et on s'est contenté de faire une affirmation. De façon plus générale, elle était d'avis que l'Office avait mal interprété le terme critique de la LCEE. Dans la mesure où l'Office avait fourni une justification, ce n'était « pas appuyé par le régime législatif[25] ».

Toutefois, elle a ensuite examiné si l'Office s'était acquitté efficacement de ses responsabilités en vertu des dispositions pertinentes des deux lois lorsqu'il a porté son attention sur la disposition relative à l'intérêt public général de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*[26] et sur l'article de la LCEE traitant des effets cumulatifs[27]. Après un examen attentif, elle a conclu que ces éléments du rapport de l'Office n'étaient pas un substitut adéquat pour une évaluation en vertu de la LCEE[28] et de la LEP[29] au motif que les répercussions associées au transport maritime, y compris ses effets sur la population d'épaulards, faisaient partie du projet désigné.

Dans la mesure où le gouverneur en conseil avait fondé sa décision enjoignant à l'Office de délivrer un certificat de commodité et de nécessités publiques sur le rapport de l'Office et sans remettre en question sa position sur ces questions, cette décision a été ternie par les erreurs de l'Office[30]. Autrement dit, l'Office, en raison de ses erreurs, n'avait pas remis au gouverneur en conseil un « rapport » qui était une condition préalable à la prise d'une décision par le gouverneur en conseil[31]. Dans ses conclusions, la juge d'appel Dawson a expliqué la conclusion de la Cour en ces mots :

> La conclusion de l'Office selon laquelle le projet n'était pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants était un élément central de son rapport. L'omission injustifiée d'évaluer les effets du transport maritime en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (2012) et la conclusion erronée qui en a résulté au sujet des effets du projet étaient si cruciale que le gouverneur en conseil ne pouvait, sur le plan fonctionnel, effectuer le genre d'évaluation des effets environnementaux du projet et de l'intérêt public que la loi exige [traduction][32].

Il était donc « déraisonnable que le gouverneur en conseil s'appuie sur » le rapport [traduction][33].

ii. Obligation de consulter

L'analyse de la juge Dawson quant à savoir si la Couronne a manqué à son obligation de consulter occupe 283 paragraphes de son jugement. Elle a soutenu que le cadre général du processus[34] communiqué aux groupes autochtones par le Canada était adéquat pour respecter les obligations imposées par le devoir de consulter et, le cas échéant, de tenir compte des droits et des revendications des peuples autochtones. Il a établi les règles de base pour l'exécution de la phase III du processus, l'étape du gouverneur en conseil.

---

[23] *Loi sur l'Office national de l'énergie,* LRC 1985, ch N-7.
[24] *Supra* note 5 au para 399.
[25] *Ibid* au para 409.
[26] *Supra* note 23, alinéa 52 (2)e)
[27] *Supra* note 21, alinéa 19 (1)a).
[28] *Ibid*, alinéa 52
[29] *Supra* note 22, alinéa 79.
[30] *Supra* note 5 au para 439.
[31] *Ibid* au para 409.
[32] *Ibid* au para 470.
[33] *Ibid* au para 473.
[34] *Ibid* aux para 74-75.

Il s'agissait notamment d'un engagement du Canada à l'égard d'un processus de consultation de la phase III qui porterait sur deux questions :

a. Y'a-t-il des préoccupations laissées en suspens concernant les répercussions du projet sur les droits ancestraux ou issus de traités, potentiels ou établis?

et

b. Y'a-t-il des mesures d'accommodement progressives que la Couronne devrait envisager pour régler les préoccupations en suspens[35]?

C'est toutefois au cours de la mise en œuvre de la phase III du processus que des lacunes se sont produites. La conception qu'a la Cour de la mise en œuvre de la phase III du processus reposait en grande partie sur le caractère central d'un « dialogue bidirectionnel significatif [traduction][36] ». Il aurait dû y avoir « un dialogue attentif, réfléchi et significatif de la part du Canada en réponse aux préoccupations exprimées par les demandeurs autochtones [traduction][37] ». Au lieu de cela, l'équipe de consultation de la Couronne :

> […] a limité son mandat à écouter et à consigner les préoccupations des demandeurs autochtones, puis à les communiquer aux décideurs [traduction][38].

Bref, ses membres ont agi comme des « preneurs de notes [traduction][39] » et non, à quelques exceptions près, comme des participants à un dialogue.

La juge d'appel Dawson a également cerné deux autres obstacles à une consultation significative :

> La réticence du Canada à tenir compte de tout écart par rapport aux conclusions et aux conditions recommandées par l'Office et son opinion erronée selon laquelle il n'avait pas la capacité d'imposer d'autres conditions à Trans Mountain [traduction][40].

En ce qui concerne le cadre de la phase III, elle a également critiqué la tardiveté de l'évaluation de la Couronne, au moyen d'un rapport de consultation de la Couronne sur les répercussions du projet sur les demandeurs autochtones, dans le processus. Dans la mesure où la deuxième version du présent rapport indiquait que le projet n'aurait pas « une grande incidence sur l'exercice des intérêts autochtones des demandeurs », le Canada n'a pas donné à ces demandeurs suffisamment de temps pour fournir des commentaires détaillés [traduction][41].

iii. Recours

Les conclusions de la Cour sur ces deux questions critiques ont entraîné l'annulation du décret contenant la décision du gouverneur en conseil acceptant le rapport de l'Office et ordonnant la délivrance d'un certificat de commodité et nécessité publiques. De plus, l'affaire a été renvoyée au gouverneur en conseil pour « réexamen rapide [traduction][42] ».

En ce qui concerne le premier défaut, le décret de remise comprenait également une directive selon laquelle le gouverneur en conseil, à son tour, renvoie la question de la portée à l'Office pour réexamen par rapport aux diverses questions préoccupantes soulevées par la Cour, comme l'a réitéré l'ordonnance corrective[43]. Pour ce qui est de l'absence de consultations adéquates, le gouverneur en conseil a reçu la directive de « reprendre les consultations de la phase III[44] ».

iv. Commentaires

Les motifs de la juge d'appel Dawson dans *Tsleil-Waututh* ont couvert beaucoup de territoire.

[35] *Ibid* au para 75.
[36] *Ibid* au para 558.
[37] *Ibid* au para 559.
[38] *Ibid* au para 558.
[39] *Ibid* au para 562.
[40] *Ibid*.
[41] *Ibid* aux para 562 et 761.
[42] *Ibid* au para 769.
[43] *Ibid* aux para 769-70.
[44] *Ibid* au para 771.

En ce qui concerne plus particulièrement l'obligation de consulter, son analyse comprenait une évaluation intensive de la façon dont le processus évoluait. Il n'y a pas lieu d'examiner en détail cet aspect crucial du jugement. Il ne faut pas non plus oublier que la Cour a rejeté la grande majorité des contestations portant sur les aspects fondamentaux et procéduraux du processus. Ici aussi, les contraintes d'espace ne permettent pas un examen complet des motifs pour lesquels les divers demandeurs ont échoué. Toutefois, j'ai choisi trois aspects du jugement qui relèvent du droit administratif pour faire de brefs commentaires.

- La cible appropriée d'une demande de contrôle judiciaire

L'affaire *Tsleil-Waututh* comprenait le regroupement de diverses demandes de contrôle judiciaire, dont certaines attaquaient le rapport de l'Office et d'autres visaient à casser la décision du gouverneur en conseil. Dans son jugement[45], la juge d'appel Dawson a conclu que la seule cible appropriée d'une demande de contrôle judiciaire était la décision du gouverneur en conseil. Réaffirmant la décision de la Cour (rendue par elle-même et le juge d'appel Stratas dans *Gitxaala Nation*[46]), elle a qualifié le rapport de l'Office de « non justiciable[47] ». Le contrôle judiciaire (du moins en ce qui concerne ce qui constitue une « question » susceptible de contrôle aux fins du paragraphe 18.1(1) de la *Loi sur les Cours fédérales*[48]) était limité aux « décisions concernant des intérêts juridiques et pratiques [traduction][49] ». Le rapport de l'Office n'a pas franchi ce seuil; il a omis « d'affecter des droits juridiques, d'imposer des obligations juridiques ou de causer des effets préjudiciables[50] ». Le rapport n'a pas eu de conséquences juridiques[51]. Il renfermait une série de recommandations qui n'avaient aucun effet juridique ou pratique indépendant[52]. La juge d'appel Dawson a également renforcé cette caractérisation du rôle de l'Office en soulignant que tout défaut dans le rapport et les processus de l'Office pourrait être corrigé par le gouverneur en conseil[53], et que, s'il n'est pas corrigé (comme dans le cas qui nous occupe), le défaut de corriger la situation pourrait faire l'objet d'une demande de contrôle judiciaire de la décision du gouverneur en conseil; si la décision du gouverneur en conseil reposait sur un rapport de l'Office « comportant des lacunes importantes [traduction]», elle faisait l'objet d'un contrôle judiciaire[54]. Bref, selon la juge d'appel Dawson, la décision *Gitxaala* n'avait pas été mal jugée sur ce point.

Dans mon examen de la jurisprudence pertinente de 2016[55], j'ai exprimé des préoccupations au sujet de cet aspect de l'affaire *Gitxaala,* et je ne suis toujours pas convaincu malgré la réévaluation détaillée de la juge d'appel Dawson dans l'affaire *Gitxaala* qui maintient ce point[56]. Bien que je ne m'oppose pas à ce que la Cour supprime les neuf demandes de contrôle judiciaire du rapport de l'Office, je ne suis pas à l'aise avec la justification de la justiciabilité de cette ligne de conduite. À mon avis, ce n'est pas une question de justiciabilité au sens conventionnel du terme. De toute évidence, les questions en cause dans les contestations du rapport de l'Office sont des questions qui peuvent être réglées par un tribunal; elles représentent des cas types se prêtant à un contrôle judiciaire. De plus, l'Office, de façon générale ou dans cette situation particulière, ne peut assurément pas à tous égards demeurer

[45] *Ibid* aux para 170-202.

[46] *Supra* note 6.

[47] *Ibid* au para 202.

[48] LRC 1985, ch F-7.

[49] *Supra* note 5 aux para 175-178.

[50] *Ibid* au para 175, citant *Air Canada c Administration portuaire de Toronto,* 2011 CAF 347, [2013] 3 RCS 605 au para 29.

[51] *Ibid* au para 179.

[52] *Ibid* au para 180.

[53] *Ibid* au para 82.

[54] *Ibid* au para 201.

[55] *Supra* note 4 aux pp 21-23.

[56] Martin Olszynski, dans son blogue sur le jugement (*supra* note 19), critique cet aspect de façon cinglante en faisant remarquer que, dès 1998, la Cour d'appel fédérale avait autorisé une contestation d'un rapport en vertu d'un régime législatif semblable dans le contexte d'une demande de contrôle judiciaire de la nature d'une interdiction pour empêcher le décideur final (un ministre) de donner suite à un rapport intitulé *Alberta Wilderness Assn v Canada (Minister of Fisheries and Oceans),* [1999] 1 CF 483 (CAF).

à l'abri des procédures des tribunaux, comme en témoigne le privilège parlementaire. Il s'agit d'une mesure corrective et non d'une question de justiciabilité.

Il est beaucoup plus approprié de qualifier l'annulation des demandes de contrôle judiciaire d'exercice du pouvoir discrétionnaire d'accorder réparation au motif que le gouverneur en conseil est ou était en mesure de corriger les défauts du processus ci-dessous. Bien sûr, on pourrait prétendre que ce n'est qu'une question de terminologie, et que la différence entre l'approche dans *Gitxaala* et la mienne n'a aucune conséquence pratique. Cependant, la réalité est que cela peut faire une différence. L'approche dans Gitxaala n'admet pas d'exceptions; l'Office lui-même ne peut jamais, en vertu de ce régime législatif particulier, être mis en cause dans une demande de contrôle judiciaire. Une conclusion de manque de justiciabilité entraîne cette conséquence. Mais il peut fort bien y avoir des situations dans lesquelles une attaque préventive contre les processus de l'Office est appropriée, par exemple, dans le cas d'une crainte raisonnable de partialité de la part de l'Office ou de l'un de ses membres ou d'une allégation d'absence de compétence en la matière. Le fait de ne pas reconnaître ces situations crée une lacune qui pourrait entraîner une perte considérable de temps et de ressources avant d'avoir l'occasion de soulever la question à l'étape du gouverneur en conseil.

- Éléments des motifs du gouverneur en conseil

Le procureur général de la Colombie-Britannique a demandé un examen parce que le gouverneur en conseil n'avait pas respecté l'obligation[57] légale de justifier sa décision. Pour ces raisons, le procureur général a soutenu que les motifs devaient être exposés dans le décret et nulle part ailleurs.

La juge d'appel Dawson a rejeté cette conception étroite des motifs du gouverneur en conseil. Le fait de limiter l'évaluation des motifs aux termes du décret ne reconnaissait pas le caractère inapproprié de traiter le décret comme étant le dépôt exclusif du gouverneur en conseil, compte tenu de la « nature législative et du format standard d'un décret[58] ». Ce n'était pas un véhicule approprié pour toutes sortes de raisons. En l'espèce, les motifs comprenaient également la note explicative jointe et publiée dans la Gazette du Canada avec le décret. Les documents mentionnés dans la note explicative et les documents auxquels on renvoie dans la note explicative, y compris le rapport de consultation de la Couronne et le rapport de l'Office, incluant les annexes tenant compte du fait que le décret a adopté les recommandations de l'Office relativement à l'intérêt public[59]. En appliquant de nouveau *Gitxaala*[60] et conformément aux conclusions des tribunaux dans l'affaire *Bigstone Cree Nation,* la juge d'appel Dawson a conclu que, eu égard à tous ces documents, le gouverneur en conseil s'était acquitté de l'obligation légale d'« expliquer les motifs » dans son décret. Cette conclusion ne peut guère être contestée.

- Norme de contrôle pour les questions de droit administratif

Comme on pouvait s'y attendre, la juge d'appel Dawson a conclu que la norme de contrôle appropriée pour les divers éléments de fond de la décision du gouverneur en conseil était celle de la décision raisonnable[61]. Toutefois, l'explication qu'elle a donnée de ce que sous-entendait la conduite de l'examen du caractère raisonnable contenait un élément qui suggérait un engagement moins que total à l'égard de l'approche empreinte de déférence qui sous-tend l'examen du caractère raisonnable. Faisant référence à une autorité antérieure (y compris encore une fois l'affaire *Gitxaala*), la juge d'appel Dawson a adopté une version de l'examen du caractère raisonnable qui comprenait un examen minutieux de la décision faisant l'objet de l'examen pour en déterminer la conformité « à la portée et à la justification du régime législatif[62] ». La cour de révision devait s'assurer que la décision du gouverneur en conseil avait été appliquée « dans les limites établies par le régime législatif [traduction][63] ».

[57] *Supra* note 23, alinéa 54(2).
[58] *Supra* note 5 au para 478.
[59] *Ibid* aux para 478-479.
[60] *Ibid* au para 479.
[61] *Ibid* aux para 204-23.
[62] *Ibid* au para 214.
[63] *Ibid* citant *Conseil des Innus de Ekuanitshit c Canada (Procureur général),* 2015 CAF 189 au para 44.

Plus loin, la juge d'appel Dawson poursuit sur ce thème. Le caractère raisonnable exigeait que « la décision soit prise conformément aux dispositions de la loi [traduction][64] ». En ce qui concerne le contrôle du caractère raisonnable, le décideur demeure « limité dans les résultats qu'il peut obtenir en vertu de la loi [traduction][65] ».

Il est relativement facile de voir cette articulation du processus de contrôle du caractère raisonnable comme introduisant en fait un élément important de la décision correcte, du moins dans le discernement du sens des dispositions législatives et même dans l'application aux faits des dispositions législatives pertinentes.

En effet, ce point de vue de la juge Dawson sur ce que signifie le contrôle du caractère raisonnable est confirmé par la façon dont elle évalue l'interprétation et l'application par l'Office des dispositions législatives concernant les évaluations environnementales et les évaluations des espèces en péril dans le contexte (dont il a été question plus tôt) de l'incidence du transport maritime. Ainsi, elle commence par décrire la question de savoir si le transport maritime lié au projet faisait partie du « projet désigné » comme n'étant pas une simple question d'interprétation de la loi, mais plutôt une « question mixte de fait et de droit lourdement imprégnée par la preuve » [traduction][66]. Cette catégorisation signifierait normalement que, sauf peut-être lorsqu'il y a une question de droit pure et facile à isoler, une instance révisionnelle ferait preuve de déférence à l'égard de la décision de l'Office sur les questions pertinentes.

Néanmoins, tout au long de la discussion sur cette question, la juge d'appel Dawson semble certainement s'engager sur la base de la décision correcte quant au raisonnement de l'Office et au processus d'application de droit/des faits. Il s'agit d'un examen détaillé de la façon dont l'Office a abordé ces questions et des faits qui sous-tendent cette discussion sur laquelle les conclusions de l'Office ont été fondées. Dans une situation où l'articulation et l'application de la norme de la décision raisonnable peuvent avoir été cruciales, c'est inquiétant.

Si l'on doit trouver une justification, il se peut, toutefois, que l'Office n'ait pas expliqué précisément pourquoi il a accepté, pour des raisons d'interprétation de la loi, que le transport maritime lié au projet ne faisait pas partie du « projet désigné » au sens de l'article 2 de la LCEE. En effet, on peut discerner un certain bien-fondé à cet égard dans les conditions selon lesquelles la Cour a renvoyé l'affaire au gouverneur en conseil pour un nouveau décret de remise visant l'Office. Ce décret de remise enjoignait à l'Office de « réexaminer, en se fondant sur des principes, si le transport maritime lié au projet est accessoire au projet [traduction][67] ». Il n'a pas ordonné à l'Office de réexaminer la question au motif que la navigation liée au projet était accessoire au projet. En d'autres termes, le décret de remise reconnaissait implicitement la responsabilité première de l'Office de déterminer le sens de la loi en ce qui a trait à la décision relative à la portée. Pour ce qui est de la position de l'Office sur cette question, elle s'est effondrée à la suite d'une combinaison de facteurs, soit une défaillance de l'articulation et, dans la mesure où il y avait une justification, l'adoption d'une position qui ne résistait pas à l'examen selon une norme de la décision raisonnable. On donnait maintenant à l'Office une autre occasion d'examiner la question et de justifier toute conclusion entraînant le même effet.

PARLEMENT ET ASSEMBLÉES LÉGISLATIVES, ET L'OBLIGATION DE CONSULTER

On considère généralement comme axiomatique que les tribunaux canadiens traiteront comme non justiciable toute tentative d'imposer des obligations d'équité procédurale en common law au Parlement et aux assemblées législatives en ce qui concerne la présentation et l'adoption de mesures législatives[68].

---

[64] *Ibid* au para 217.

[65] *Ibid*.

[66] *Ibid* au para 391.

[67] *Ibid* au para 769.

[68] Voir par exemple Kate Glover, « The Principles and Practices of Procedural Fairness » dans Colleen M. Flood et Lorne Sossin, *Administrative Law in Context,* Toronto, EMP Ltd., 2018 aux pp 183 à 219.

Ainsi, en 1991, dans le *Renvoi relatif au Régime d'assistance publique du Canada (C-B)*[69], la Cour a rejeté une tentative de la Colombie-Britannique d'invoquer la doctrine des attentes légitimes pour contester la validité des modifications apportées au *Régime d'assistance publique du Canada*[70]. Nonobstant les dispositions de la Loi et les accords conclus en vertu de celle-ci, la province ne pouvait pas invoquer la doctrine selon laquelle son consentement était nécessaire avant de pouvoir présenter et adopter une loi de modification. La version canadienne des attentes légitimes ne s'appliquait pas à la reconnaissance des droits fondamentaux. De plus, la Colombie-Britannique n'avait aucune prétention légale d'être même consultée dans le cadre du processus législatif.

Par la suite, en 1999, dans *Wells c Terre-Neuve*[71] la Cour a réitéré cette dernière position dans un contexte différent. Wells avait soutenu que l'Assemblée législative de Terre-Neuve-et-Labrador lui devait une obligation d'équité procédurale lorsqu'elle a adopté une loi qui l'a en fait destitué de son poste de « représentant des consommateurs » au sein du *Newfoundland Public Utilities Board* en abolissant le poste dans le cadre de la restructuration de cet office. Après avoir déclaré que les actions du gouvernement n'étaient pas fondées sur un animus personnel envers Wells[72], la Cour a de nouveau refusé d'assujettir l'Assemblée et ses processus à une obligation implicite d'équité procédurale en common law.

La question a de nouveau été soulevée en 2003 dans *Authorson c Canada*[73]. Dans cette affaire, invoquant le paragraphe 1a) de la *Déclaration canadienne des droits*[74], l'auteur, un représentant du demandeur, a plaidé que le Parlement devait à une catégorie d'anciens combattants invalides l'équité procédurale avant la promulgation d'une loi retirant toute revendication d'intérêt que les anciens combattants auraient pu avoir à l'égard de sommes que le ministère des Anciens Combattants détenait en leur nom. Malgré la garantie de l'« application régulière de la loi » prévue au paragraphe 1a) lorsque le « droit de la personne à[…] la jouissance de la propriété [traduction] » était retiré, cela ne s'étendait pas au processus législatif. Le juge Major, qui a rendu le jugement de la Cour, a formulé la conclusion suivante piteusement :

> Le droit à l'application régulière de la loi ne peut entraver le droit de l'organe législatif d'établir sa propre procédure. Si la Déclaration canadienne des droits conférait un tel pouvoir, elle modifierait la Constitution canadienne qui, dans le préambule de la Loi constitutionnelle de 1867, établit une constitution reposant sur les mêmes principes que celle du Royaume-Uni. Or, jamais de pareils droits prélégislatifs d'ordre procédural n'ont existé au Royaume-Uni. Il s'ensuit que la Déclaration canadienne des droits ne confère pas un tel pouvoir[75].

Néanmoins, cela n'a pas empêché la Première nation crie Mikisew d'entamer des procédures dans lesquelles elle a affirmé que l'obligation constitutionnelle de consulter et, s'il y a lieu, de prendre des mesures d'accommodement s'appliquait à l'élaboration, à la présentation et à l'adoption de mesures législatives qui touchaient les droits et les revendications des Premières nations. Le contexte en était un qui a particulièrement retenu l'attention du secteur de l'énergie, à savoir le projet de loi omnibus de 2012 du gouvernement Harper[76], dont un élément important était les modifications à la législation fédérale sur la protection de l'environnement et les pêches. La Première nation a allégué que ces modifications pourraient avoir un effet négatif sur ses droits ancestraux et qu'elle aurait dû être consultée dans le cadre du processus législatif et, plus particulièrement, en ce qui concerne sa demande de contrôle judiciaire, au cours de l'élaboration du projet de loi.

---

[69] [1991] 2 RCS 525.
[70] RSC 1970, ch C-1.
[71] [1999] 3 RCS 199.
[72] *Ibid* au para 58.
[73] 2003 CSC 39, [2003] 2 RCS 40.
[74] LC 1960, c 44; LRC 1985, annexe III.
[75] *Ibid* au para 41.
[76] *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable,* LC 2012, ch 19.

En effet, la Première nation a eu gain de cause devant la Cour fédérale[77], mais la Cour d'appel fédérale a infirmé la décision du juge Hughes et rejeté la demande de contrôle judiciaire[78]. En appel devant la Cour suprême du Canada[79], la Première nation n'a pas obtenu gain de cause. Il y a eu quatre jugements distincts dans lesquels les neuf membres de la Cour ont établi des positions différentes. En raison des contraintes d'espace, il n'est pas possible de procéder à un examen complet de chacun des quatre jugements. Toutefois, le résumé suivant des points saillants devrait fournir une explication adéquate des raisons pour lesquelles la Première nation n'a pas eu gain de cause.

Premièrement, il y avait une question sur laquelle les neuf juges étaient apparemment d'accord[80]. La demande de contrôle judiciaire, qu'elle ait été examinée en vertu des articles 17 ou 18 et 18.1 de la *Loi sur les Cours fédérales*[81], a été mal interprétée. Bien que le paragraphe 17(1) conférait à la Cour fédérale une compétence concurrente « dans les cas de demande de réparation contre la Couronne » avec la Couronne définie au paragraphe 2(1) comme étant la Reine « du chef du Canada », elle ne s'étendait pas aux membres de l'exécutif lorsqu'ils exerçaient « un pouvoir législatif ». À ces fins, le pouvoir législatif englobait la préparation et le dépôt d'un projet de loi ainsi que le processus de son adoption, de son dépôt au Parlement jusqu'à la sanction royale. Pour ce qui est d'une demande de contrôle judiciaire en vertu des articles 18 et 18.1, le pouvoir de la Cour fédérale se limitait à un « office fédéral, une commission ou un autre tribunal ». En vertu du paragraphe 2(2), « le Sénat, la Chambre des communes, [et] tout comité de l'une ou l'autre chambre » a été exclu de la définition d'« office fédéral ». Cela aussi a donné lieu à l'immunité des membres de l'exécutif contre la possibilité d'un contrôle judiciaire en vertu des articles 18 et 18.1 lorsqu'ils exerçaient des fonctions législatives.

En soi, cela ne voulait pas dire que la Première nation n'avait aucun motif d'action ou de contrôle judiciaire en raison de la violation alléguée des obligations de consultation de la Couronne lorsqu'elle prenait des décisions touchant les droits des Autochtones et les revendications non réglées. Cela aurait pu signifier que la Première nation s'était tout simplement retrouvée devant le mauvais tribunal et aurait dû en fait entamer ses procédures devant une cour supérieure provinciale appropriée. Toutefois, la Cour a ensuite examiné l'allégation de manquement à l'obligation de consulter sur le fond et a conclu, par une majorité de sept contre deux, que l'exécutif agissant en sa qualité de législateur (en adoptant la préparation[82], le dépôt et l'adoption de la législation) n'avait aucune obligation exécutoire de consultation envers les Premières nations touchées ou éventuellement touchées. Cette conclusion a été expliquée de diverses façons dans les trois jugements pertinents en faisant référence au privilège parlementaire, à la séparation des pouvoirs, à la souveraineté parlementaire et aux principes généraux de la common law canadienne selon lesquels les protections implicites de l'équité procédurale ne s'appliquent pas aux fonctions législatives.

Contrairement à la majorité, la juge Abella (avec qui la juge Martin était d'accord[83]), faisant la distinction entre *Authorson et le Renvoi relatif au Régime d'assistance publique du Canada*[84] a conclu que l'obligation de consulter fondée sur l'honneur de la Couronne et enracinée dans l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* l'emportait sur l'immunité normale des pouvoirs exécutif et législatif lorsqu'ils étaient engagés dans le processus de législation primaire. C'était

[77]2014 CF 1244, 470 FTR 243. J'ai discuté de ce jugement dans « Évolution du droit administratif pertinent au droit et à la réglementation de l'énergie en 2014 » (2015) 3 ERQ 17 aux pp 29-30.

[78]2016 CAF 311, [2017] 3 RCF 298. J'ai résumé ce jugement dans mon examen de 2016 : *supra* note 5 à 16 n6.

[79]*Supra* note 7.

[80]Voir par exemple les motifs du juge Karakatsanis, auxquels ont souscrit le juge en chef Wagner et le juge Gascon, *Ibid* aux para 13 à 18.

[81]*Supra* note 48.

[82]Autrement dit, les principes normaux de la non-justiciabilité et de l'inapplicabilité des obligations d'équité procédurale de la common law à l'égard de la présentation et de l'adoption d'une loi primaire ne pourraient être contournés en ciblant les étapes préparatoires avant le dépôt d'un projet de loi.

[83]*Supra* note 7 aux para 55-98.

[84]*Ibid* aux para 89-90. Aucune de ces affaires ne portait sur des droits constitutionnels officiels. En ce qui concerne Authorson, la juge Abella a déclaré (au para 89) que, contrairement à la *Loi constitutionnelle de 1982,* la Déclaration des droits « s'applique uniquement aux lois édictées ».

un principe constitutionnel transcendant. Toutefois, elle a également soutenu qu'il ne serait pas approprié d'accorder un redressement tant que la loi pertinente n'aurait pas été en vigueur[85] et, même alors, il serait exceptionnel que la cour de révision déclare la loi inconstitutionnelle. La ligne de conduite préférable consisterait à faire une déclaration précisant que l'obligation de consulter n'a pas été respectée[86]. La juge Abella a également exprimé l'avis que la nature de l'obligation de consultation devrait refléter le contexte plutôt différent en cause lorsque l'obligation était rattachée à l'exécutif dans un rôle législatif plutôt qu'administratif[87].

En ce sens, les jugements des juges Karakatsanis et Abella se sont un peu rapprochés, dans la mesure où la juge Karakatsanis a émis des hypothèses sur la possibilité d'une déclaration selon laquelle la Couronne n'avait pas agi honorablement en promulguant une loi sans s'engager dans une consultation appropriée[88]. Le juge Brown s'est montré exaspéré par ce qu'il considérait comme une déformation de la première partie de son jugement, où elle (avec le juge en chef Wagner et le juge Gascon) avait rejeté l'application de l'obligation de consulter au processus législatif[89]. Cependant, même le juge Brown semblait prêt à accepter que le défaut de procéder à des consultations puisse être un facteur dans toute évaluation à l'étape de la justification d'une contestation de la substance d'une loi en vertu de l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*[90]. Le juge Rowe (avec qui la juge Côté et le juge Moldaver étaient d'accord) a exprimé son accord avec le jugement du juge Brown[91] et a ajouté en ce qui a trait au cadre de l'infraction/la justification aux fins de l'évaluation des revendications qui concernent l'article 35 :

> En plus d'autres facteurs, y compris l'indemnisation et la réduction au minimum de l'infraction, toute consultation préalable est prise en compte pour déterminer si la violation est justifiée[92].

En d'autres termes, bien qu'il n'y ait aucune obligation exécutoire de consulter dans le cadre du processus législatif, la présence, l'absence ou l'étendue réelle de la consultation peut être un facteur pertinent pour déterminer si des atteintes législatives aux droits des Autochtones peuvent être justifiées. En bref, bien qu'il y ait une nette majorité appuyant la proposition selon laquelle l'obligation de consulter ne peut être appliquée directement comme si l'exécutif agissait à titre législatif, le concept peut tout de même s'immiscer indirectement dans les actions alléguant des infractions à l'article 35. Quant à savoir comment cela fonctionne précisément, il faudra attendre un approfondissement ou une clarification judiciaire plus poussée.

La perspective de l'adoption du projet de loi C-262, *Loi visant à assurer l'harmonie des lois fédérales avec la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones* (« DNUDPA »)[93] est imminente et elle sera nommée *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones.* Ce projet de loi a été adopté par la Chambre des communes le 30 mai 2018 et, à la fin de 2018, en était à l'étape de la deuxième lecture au Sénat. Si elle est adoptée dans sa forme actuelle, elle reconnaîtra que la DNUDPA constitue « un instrument universel garantissant les droits internationaux de la personne et trouve application au Canada[94] ». L'article 19 *de la Déclaration* est le plus éloquent pour les fins actuelles :

> Les États se concertent et coopèrent de bonne foi avec les peuples autochtones intéressés – par l'intermédiaire de leurs propres

[85] *Ibid* au para 93.

[86] *Ibid* aux para 96-97.

[87] *Ibid* au para 92.

[88] *Ibid* aux para 48 et 82.

[89] *Ibid* aux para 103-104.

[90] *Ibid* au para 145.

[91] *Ibid* au para 148.

[92] *Ibid* au para 154.

[93] PL C-262, *Loi visant à assurer l'harmonie des lois fédérales avec la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones,* 1ère sess, 42e leg, 2015-2016-2017-2018. Pour des commentaires détaillés, voir Nigel Bankes, « Implementing UNDRIP: some reflections on Bill C-262 » (22 novembre 2018), en ligne : Ablawg, <http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2018/11/Blog_NB_Bill_C-262¬_Legislative_Implementation_of_UNDRIP_November2018.pdf>.

[94] *Ibid*, art 1.

> institutions représentatives – avant d'adopter et d'appliquer des mesures **législatives** ou administratives susceptibles de concerner les peuples autochtones, afin d'obtenir leur consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause [caractères gras ajoutés].

Dans quelle mesure cela changera-t-il le paysage juridique à l'égard duquel les peuples autochtones demandent à participer aux processus législatifs[95]?

OBLIGATION DE CONSULTER LES PEUPLES AUTOCHTONES – ÉQUITÉ PROCÉDURALE, ATTENTES LÉGITIMES ET ÉLABORATION DE LOIS ET DE POLITIQUES SUBORDONNÉES[96]

(A) Contexte

Comme il a été mentionné dans la section précédente, parmi les diverses justifications que les membres de la Cour suprême ont données pour refuser l'équité procédurale à la Première nation crie Mikisew dans le contexte de la législation primaire, il y avait la position générale selon laquelle l'équité procédurale en common law ne s'appliquait à aucune fonction législative. Ainsi, dans le *Renvoi relatif au Régime d'assistance publique du Canada*[97], le juge Sopinka s'est appuyé sur deux des principaux jugements de la Cour suprême du Canada de l'époque en cette matière, soit *Procureur Général du Canada c Inuit Tapirisat*[98] et *Martineau c Comité de discipline de l'Institution de Matsqui*[99]. Dans le premier cas, il s'agissait d'un appel au gouverneur en conseil (Cabinet) de la décision d'un organisme de réglementation, et le juge Estey, qui rendait le jugement de la Cour, a soutenu que les appels au Cabinet n'étaient assujettis à aucune obligation d'équité procédurale en common law puisque le Cabinet agissait à titre de législateur. Dans le deuxième cas, le juge Dickson (alors juge) a fait une affirmation souvent citée :

> Une décision purement administrative, fondée sur des motifs généraux d'ordre public, n'accordera normalement aucune protection procédurale à l'individu, et une contestation de pareille décision devra se fonder sur un abus de pouvoir discrétionnaire. De même, on ne pourra soumettre à la surveillance judiciaire les organismes publics qui exercent des fonctions de nature législative[100].

En effet, dans le *Régime d'assistance publique du Canada,* le juge Sopinka semblait accepter que cette exclusion de toutes les fonctions législatives de la portée de l'équité procédurale de la common law n'a pas pu être contournée en s'appuyant sur la doctrine des attentes légitimes.

Bien que l'Inuit Tapirisat ait été marginalisé dans la mesure où il a soutenu que les appels au Cabinet étaient de nature législative[101], la

---

[95]Pour une discussion plus approfondie, voir Sarah Morales, « Supreme Court of Canada should have recognized UNDRIP in *Mikisew Cree Nation v Canada* », *Canadian Lawyer Magazine,* 29 octobre 2018, en ligne: <http://www.canadianlawyermag.com/author/sarah-morales/supreme-court-of-canada-should-have-recognized-undrip-in-mikisew-cree-nation-v-canada-16410>.

[96]Il est, bien sûr, important de se rappeler qu'il y a toute une gamme de situations dans lesquelles les lois, le gouvernement ou l'organisme ont adopté des procédures réglementaires et qui font en sorte qu'une grande partie des activités d'élaboration de lois et de politiques sont précédées d'une participation de la part des groupes concernés. Voir Gus Van Harten et al, *Administrative Law: Cases, Text, and Materials,* 7e ed, Toronto, 2015 au chap 7 pour un échantillon de ces dispositions. En effet, cela s'étend à la mobilisation des groupes autochtones, comme en fait état Consultation et accommodement des Autochtones — Lignes directrices actualisées à l'intention des fonctionnaires fédéraux pour respecter l'obligation de consulter, cité par le juge d'appel Montigny, s'exprimant au nom de la majorité des juges de la Cour d'appel fédérale dans l'arrêt Mikisew Cree, *supra* note 78 au para 61. Toutefois, voir Zachary Davis, « The Duty to Consult and Legislative Action » (2016) 79 Sask L Rev 17, pour une description de l'ensemble disparate de politiques provinciales sur la consultation des peuples autochtones en ce qui concerne l'action législative envisagée.

[97]*Supra* note 69.

[98][1980] 2 RCS 735.

[99][1980] 1 RCS 602.

[100]*Ibid* à la p 628.

[101]Voir les motifs du juge Rothstein dans *Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada c Canada (Procureur général),* [2014] 2 RCS 135 au para 39, déclarant que la position du juge Estey sur la justice naturelle et les appels au Cabinet « ne représente peut-être pas la manière actuelle dont on considère l'application de la justice naturelle. » Étant donné que la Cour est extrêmement réticente à reconnaître que l'une de ses décisions antérieures n'est plus une bonne décision en droit ou une décision erronée, ça vaut ce que ça vaut!

proposition générale selon laquelle les obligations en matière d'équité procédurale ne sont pas liées à des fonctions purement législatives (comme on l'a constaté dans cette affaire et dans le Renvoi relatif au Régime d'assistance publique du Canada) semble toujours être une partie acceptée du droit canadien. Cela se reflète dans le jugement du juge Rowe dans l'arrêt *Mikisew Cree* où, en référence aux deux jugements, il déclare que les « principes généraux du contrôle judiciaire »

> [...] ne permettent pas aux tribunaux de contrôler des décisions de nature législative pour des motifs d'équité procédurale [...] Règle générale, le gouvernement n'a pas à faire preuve d'équité procédurale dans l'exercice de fonctions législatives[102].

En fait, la zone d'exclusion peut s'étendre encore plus largement, en ce sens que le juge Dickson dans *Martineau* a parlé non seulement de la prise de décisions législatives, mais aussi de toute « décision purement administrative, fondée sur des motifs généraux d'ordre public ». On en discerne d'autres échos dans le jugement du juge Le Dain (pour la Cour) rendu en 1985 dans l'affaire *Cardinal c Directeur de l'Établissement Kent*[103], dans lequel il a décrit le seuil de l'implication d'une obligation d'équité procédurale en common law dans les termes suivants :

> Cette Cour a confirmé que, à titre de principe général de common law, une obligation de respecter l'équité dans la procédure incombe à tout organisme public qui rend des décisions administratives qui ne sont pas de nature législative et qui touchent les droits, privilèges ou biens d'une **personne** [caractères gras ajoutés][104].

Cela peut être interprété comme renforçant le sentiment que l'équité procédurale en common law est axée sur la prise de décisions qui touche les droits, les privilèges et les intérêts d'une personne ou d'un groupe distinct de personnes. Il n'a rien à voir avec l'exercice de vastes pouvoirs d'élaboration de politiques (qu'ils soient de nature législative ou non) qui ont une incidence sur le public en général ou sur des segments de la population de façon non différenciée.

Dans cette section de l'examen, je vais me concentrer sur deux questions concernant cet aspect de l'équité procédurale en common law. Premièrement, le projet de loi s'applique-t-il directement à l'obligation de consulter et, le cas échéant, d'accommoder les peuples autochtones? Deuxièmement, représente-t-il toujours la common law en ce qui concerne la prise de décisions législatives dans des contextes autres que l'élaboration, la présentation et l'adoption de lois primaires? Ces deux questions sont très pertinentes pour la prise de règlements et, plus généralement, pour les fonctions d'élaboration de politiques des responsables de la politique et de la réglementation du secteur de l'énergie.

(B) L'obligation de consulter et l'élaboration de lois et de politiques subordonnées[105]

À la différence des implications qui pourraient être interprétées dans la déclaration du juge Rowe ci-dessus dans l'arrêt *Mikisew Cree,* la juge Karakatsanis était pour sa part très claire. Elle a souligné que son jugement ne s'étendait pas à la consultation sur la promulgation de lois subordonnées; il s'agissait de mesures exécutives et non législatives[106]. De plus, le fait que la juge Abella (avec qui la juge Martin était en accord) aurait accepté que l'obligation est associée aux processus de la législation primaire révèle manifestement qu'elle ne s'opposerait pas à son application à d'autres processus d'élaboration de lois et de politiques.

---

[102] *Supra* note 7 au para 168.

[103] [1985] 2 RCS 643.

[104] *Ibid* à la p 653.

[105] Pour plus de détails sur cette question, voir Zachary Davis, « The Duty to Consult and Legislative Action » (2016), 79 Sask L Rev 17; Andrew Green, « Delegation and Consultation: How the Administrative State Functions and the Importance of Rules », chapitre 8, dans Flood et Sossin, *supra* note 68 aux pp 307 à 328-30; Van Harten, Heckman, Mullan and Promislow, *supra* note 96 aux pp 609-11.

[106] *Supra* note 7 au para 51.

Il convient également de mentionner que le juge d'appel de Montigny, qui a rendu le jugement majoritaire de la Cour d'appel fédérale dans l'arrêt *Mikisew Cree,* a pris soin de distinguer[107] le jugement de la Cour d'appel de l'Alberta dans l'affaire *Tsuu T'ina First Nation v Alberta (Minister of Environment)*[108]. Dans cette affaire, le juge O'Brien, en rendant le jugement de la Cour, avait maintenu que l'obligation de consulter était liée à l'élaboration d'un plan de gestion de l'eau qui avait été approuvé et adopté par décret[109]. Même si le juge de Montigny n'est pas allé jusqu'à exprimer une opinion quant à la justesse de l'affaire *Tsuu T'ina,* il a clairement vu la situation de fait comme étant différente de celle dont la Cour était saisie dans l'arrêt *Mikisew Cree.* L'arrêt *Tsuu T'ina* portait sur les actions d'un « délégué [du gouverneur en conseil] en vertu d'une autorité législative [traduction][110].

Plus tôt, dans l'affaire *Rio Tinto Alcan Inc c Conseil tribal Carrier Sekani*[111], la Cour suprême a reconnu que l'application de l'obligation de consulter dans le contexte d'une « décision stratégique prise en haut lieu » ou des points clés du processus d'élaboration des politiques. Ce sens de l'obligation de consulter qui s'applique à l'ensemble du processus décisionnel du gouvernement, y compris aux mesures législatives sous la forme de règlements, de décrets et de règlements municipaux, a également été reconnu dans le jugement du juge Bruce de la Cour suprême de la Colombie-Britannique dans *Bande indienne d'Adams Lake c Lieutenant gouverneur en conseil*[112]. Dans ce cas, faisant référence à l'affaire *Tsuu T'ina*[113], elle a soutenu que l'obligation de consulter pouvait s'appliquer au processus de constitution d'une municipalité par décret. Bien que le jugement ait été infirmé pour d'autres motifs, ce renversement n'était aucunement fondé sur l'inapplicabilité de l'obligation de consulter à l'égard d'une loi subordonnée.

Compte tenu de ce contexte, à tout le moins, le jugement rendu par la Cour dans l'arrêt *Mikisew Cree* ne peut pas et ne doit pas être interprété comme faisant autorité pour la proposition selon laquelle l'obligation de consulter ne s'étend pas à une action « législative » de quelque nature que ce soit. Autrement dit, il n'y a pas de lien nécessaire entre le seuil généralement accepté et l'obligation d'équité procédurale de la common law et l'existence d'une obligation de consulter. De plus, l'équilibre des pouvoirs semble jusqu'à maintenant pencher en faveur d'une limitation de la portée d'application de l'arrêt Mikisew Cree aux processus de la législation primaire, ce qui crée la possibilité d'appliquer l'obligation de consulter dans tous les autres contextes législatifs et décisionnels.

La seule réserve que j'exprimerais, cependant, concerne les recours, particulièrement en ce qui concerne le défaut de consulter les peuples autochtones au sujet des décrets. Dans les affaires *Tsuu T'ina*[114] et *Adams Lake Indian Band*[115], les tribunaux ont exprimé des préoccupations quant à savoir si la cassation constituait une mesure corrective appropriée à un décret en conseil pour lequel il n'y avait pas eu de consultation adéquate ou aucune consultation. Sans trancher définitivement cette question, les deux cours ont préféré un jugement déclaratoire comme indication appropriée de tout défaut de consultation dans le cadre de processus aboutissant à un décret. Pour ma part, je ne vois pas pourquoi la cassation ne serait pas un recours approprié dans de tels cas, même si je concède qu'en matière d'exercice du pouvoir discrétionnaire de réparation, un tribunal pourrait fort bien se limiter à un jugement déclaratoire (je reviens à cette question ci-dessous dans le contexte de contestations de lois subordonnées au nom de l'obligation d'équité procédurale de la common law).

(C) Équité procédurale et élaboration de lois et de politiques subordonnées

L'obligation de consulter les peuples autochtones et les principes d'équité procédurale de la common law, tout en ayant beaucoup en

[107] *Supra* note 78 au para 33.
[108] 2010 ABCA 137.
[109] *Ibid* aux para 48-57.
[110] *Supra* note 78 au para 33.
[111] 2010 CSC 43 au para 44.
[112] *Supra* note 10 aux para 119-29.
[113] *Ibid* au para 124.
[114] *Supra* note 108 aux para 52-56.
[115] *Supra* note 10 aux para 198-211.

commun et en suivant parfois des voies parallèles, ont des fondements différents. Plus important encore, l'obligation de consulter est un impératif constitutionnel et l'obligation d'équité procédurale en common law est justement de même nature, une obligation qui est généralement assujettie à la primauté législative et qui n'a pas de statut constitutionnel officiel[116]. Ainsi, toute reconnaissance du fait que l'obligation de consulter s'étend à la fois à l'élaboration de lois et à l'élaboration de politiques subordonnées n'a pas nécessairement de ramifications quant au seuil de l'application des principes de l'équité procédurale en common law. Ce seuil demeure une question à part entière.

Il est certain que le seuil de la common law a été amélioré dans une certaine mesure au fil des ans. Ainsi, en 1980[117], dans le contexte de la révision d'un règlement municipal, la Cour suprême a statué que, même si le règlement était de nature législative, son adoption exigeait néanmoins l'équité procédurale pour le promoteur touché parce qu'il réglait un litige juridique en cours entre la municipalité et le promoteur. Bien que le produit final ait été présenté sous forme législative, le processus était essentiellement axé sur la prise de décisions individuelles[118]. J'ai aussi déjà noté le changement efficace apporté par la Cour suprême dans la catégorisation des appels au Cabinet, qui sont passés de mesures législatives à des mesures administratives ou quasi judiciaires à des fins d'équité procédurale. Néanmoins, la sagesse conventionnelle a continué de prévaloir, à savoir que les véritables fonctions législatives (y compris les règlements et les décrets en conseil) et l'élaboration de politiques ou de règles de portée générale ne bénéficient pas de protections d'équité procédurale en common law[119].

Le jugement rendu en 2018 par la juge Kane à la Cour fédérale dans *Canada (Procureur général) c Alliance de la Fonction publique du Canada* (« SCFP »)[120] en est un exemple patent. Elle a également soulevé la question litigieuse de savoir si la doctrine des attentes légitimes pouvait être appliquée pour contourner l'exclusion des fonctions législatives de la portée de l'équité procédurale de la common law.

L'enjeu en l'espèce était la validité des modifications apportées à la réglementation précisant le nombre minimal d'agents de bord qui devaient être déployés sur les vols commerciaux en proportion du nombre de sièges disponibles. Le Syndicat canadien de la fonction publique (le « Syndicat ») représentant les agents de bord a demandé le contrôle judiciaire de ce règlement en raison du non-respect des principes d'équité procédurale de la common law et, plus particulièrement, du non-respect des attentes légitimes du Syndicat en matière de consultation.

Après un examen approfondi des arguments et des autorités, la juge Kane a résumé ses conclusions en ces mots :

> Il n'y a pas d'obligation d'équité procédurale à respecter, et la doctrine des attentes légitimes – qu'elle soit considérée comme une doctrine autonome ou un élément de l'obligation d'équité procédurale – ne s'applique pas dans le contexte de la prise de règlements. Le processus législatif, y compris les mesures législatives subordonnées, est exempté des exigences d'équité procédurale [traduction][121].

---

[116]À moins, bien sûr, qu'une affirmation du droit à l'équité procédurale puisse se situer dans une norme constitutionnelle précise, comme l'article 7 de la *Charte canadienne des droits et libertés* et sa garantie du droit aux principes de justice fondamentale lorsque la prise de décisions touche le droit à la vie, la liberté et la sécurité de la personne.

[117]*Homex Realty and Development Co c Wyoming (Village),* [1980] 2 RCS 1011.

[118]En effet, ce type d'analyse a également été appliqué à des décrets propres à des individus particuliers. Voir par exemple Desjardins c Bouchard, [1983] 2 CF 641 (CA) (Décret révoquant la réhabilitation) et, plus récemment, *Oberlander c Canada (Attorney General),* 2004 CAF 2013, [2005] 1 RCF 3 (Décret révoquant la citoyenneté canadienne).

[119]Voir par exemple *Canadian Association of Regulated Importers c Procureur général du Canada et al,* [1994] 2 RCF 247 (CA) (Décision ministérielle ayant pour effet de modifier la politique des quotas) et *Médecins canadiens pour les soins aux réfugiés c Canada (Procureur général),* 2014 CF 651 aux para 421-440 (Décret modifiant les droits aux soins de santé des demandeurs d'asile). Dans cette dernière affaire, aux para 421-424, le juge McTavish semble avoir rejeté un argument légitime fondé sur les attentes à l'égard des faits, par opposition à un principe selon lequel il ne pouvait pas s'appliquer à une mesure « législative » au moins sous la forme d'un décret.

[120]2018 CF 518.

[121]*Ibid* au para 157.

En plaidant contre cette position conventionnelle, entre autres arguments, le Syndicat avait exhorté la juge Kane à reclassifier l'adoption d'une législation subordonnée en une action exécutive plutôt qu'une action législative. Il était clair que la Cour n'était pas susceptible de prendre cette mesure compte tenu du poids de l'autorité. Plus crédible, cependant, l'Union a également fait valoir que, même si les fonctions législatives étaient encore généralement exclues des obligations d'équité procédurale, cette exclusion pouvait être contournée si les conditions préalables normales pour l'invocation des attentes légitimes de droits de participation pouvaient être satisfaites.

Le jugement du Canada[122] sur lequel le Syndicat s'est appuyé le plus largement pour soutenir cette proposition était le jugement concordant rendu par le juge d'appel Evans dans *Apotex Inc c Canada* (Procureur général)[123] *(« Apotex »)* dans lequel il avait plaidé en faveur de la reconnaissance de la doctrine des attentes légitimes dans le contexte de la prise de règlements. Tout en admettant que ces fonctions aient normalement été exclues de la portée de l'équité procédurale en common law, il a adopté une version de la doctrine des attentes légitimes qui a permis à celle-ci de s'appliquer même lorsque la fonction était de nature législative, tant sur le plan de la forme que du fond. Toutefois, les deux autres membres de la Cour ont exprimé[124] un profond scepticisme quant à la position du juge Evans sur cette question.

Sur la voie de la réfutation de l'argument fondé sur la position du juge Evans, la juge Kane a reconnu que d'autres juges[125] ne l'avaient pas entièrement rejeté. Toutefois, en répondant aux forts doutes exprimés par les juges Décary et Sexton dans *Apotex,* en fin de compte, la juge Kane a également fait référence au jugement de la Cour fédérale dans l'affaire *Association des pilotes de Lignes internationales c Urbino*[126]. Le juge Pinard avait alors appliqué *Apotex* et déclaré qu'il n'avait pas modifié la loi en ce qui concerne la non-application de la doctrine des attentes légitimes dans un contexte de réglementation[127]. De plus, un comité de la Cour divisionnaire de l'Ontario, dans l'affaire The Cash Store Financial Services Inc v Ontario (Consumer Services)[128], tout en déclarant expressément qu'il ne tranchait pas la question, a fait référence à la position adoptée par les juges d'appel Décary et Sexton dans Apotex, « comme étant certainement la position dominante dans la jurisprudence [traduction]».

Il est également important de souligner que dans *Apotex*, le juge Evans a soutenu que la doctrine des attentes légitimes n'était pas autrement déclenchée par les faits de l'espèce. En outre, il a statué que, même si les attentes légitimes de l'entreprise n'avaient pas été satisfaites, il n'aurait pas été approprié de casser ou d'annuler le règlement. Si le Cabinet avait approuvé le règlement en ignorant les engagements pris par le ministre quant à la procédure, il n'y avait pas lieu d'intervenir. De toute façon, le secret des affaires du Cabinet préempterait tout examen effectif visant à déterminer si un ou l'ensemble des membres du Cabinet connaissait lesdits engagements. Autrement dit, l'entreprise aurait dû adopter une ligne de conduite préventive pendant que le règlement était encore en cours d'élaboration et d'évaluation au niveau ministériel. Compte tenu de ces restrictions à l'obtention d'un redressement, on est forcé de se demander si la reconnaissance du fait que des attentes légitimes pouvaient être déclenchées dans le cadre de l'élaboration de la réglementation aurait été, dans la plupart des cas, une victoire vide. Cela soulève également la question de savoir si, même après l'approbation du règlement, le défaut du ministre de répondre aux attentes légitimes d'un demandeur pourrait être attaqué, en quelque sorte, de façon collatérale, comme étant une atteinte à la validité du règlement.

---

[122]Le Syndicat a également invoqué la jurisprudence du Royaume-Uni.

[123][2000] 4 CF 264 (CA).

[124]*Ibid* aux para 20-22.

[125]*Supra* note 120 aux para 150-151 (y compris le juge Binnie dans *Centre hospitalier Mont-Sinaï c Québec (Ministre de la Santé et des Services sociaux),* 2001 CSC 41, [2001] 2 RCS 281 au para 34, il a fait référence au jugement Evans, mais a déclaré que « cette question reste à trancher ».)

[126]2004 CF 1387.

[127]*Ibid* au para 21.

[128]2013 ONSC 6440, 117 OR (3d) 786 (C div) aux para 24-25.

La question qui reste également à régler est la mesure dans laquelle le jugement en l'espèce (et d'autres précédents concernant des règlements) s'applique dans d'autres contextes, comme les règlements pris par les organismes de réglementation[129], l'élaboration de règlements municipaux et l'élaboration de politiques et de lignes directrices par divers organismes gouvernementaux et de réglementation.

Dans son jugement, la juge Kane semble accorder beaucoup d'importance au fait que la cible de cette demande de contrôle judiciaire est le gouverneur en conseil (ou le Cabinet). En particulier, elle souligne la réserve naturelle qui s'applique à l'examen des règlements pris par le Cabinet. Citant le jugement de la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Canadian Council for Refugees v Canada*[130], elle note comment[131], dans cette affaire[132], la Cour a assimilé le pouvoir du gouverneur en conseil de prendre des règlements à celui des députés d'édicter des lois, et elle a ensuite affirmé que l'examen des règlements n'est possible que pour invalidité constitutionnelle ou *ultra vires,* et non pour iniquité procédurale[133].

À l'appui de sa position dans *Apotex* selon laquelle la doctrine des attentes légitimes pouvait s'appliquer à la prise de règlements par le gouverneur en conseil, le juge Evans s'est appuyé en partie[134] sur le jugement majoritaire de la Cour suprême prononcé par le juge Sopinka dans *Association des résidents du vieux St-Boniface inc c Winnipeg (Ville)*[135]. Le juge Sopinka avait refusé d'appliquer la doctrine des attentes légitimes au motif qu'il n'était pas approprié d'ajouter d'autres obligations de consultation à un processus qui offrait déjà des possibilités de participation adéquates[136]. Toutefois, cet arrêt faisait suite à une déclaration dans laquelle il avait énoncé les principes des attentes légitimes de façon à laisser entendre qu'ils s'appliquaient aux conseillers municipaux lorsqu'il s'agissait de déterminer s'il fallait adopter ou modifier un règlement de zonage[137]. Dans SCFP, la juge Kane a souligné[138] cet aspect des motifs du juge Evans, mais pas de façon à soulever des doutes au sujet de son analyse de l'arrêt *Association des résidents du vieux St-Boniface inc c Winnipeg (Ville),* mais plutôt pour statuer qu'ils ne s'appliquaient pas à la prise de règlements par le Cabinet.

En effet, au-delà de la question des attentes légitimes, l'arrêt *Association des résidents du vieux St-Boniface inc c Winnipeg (Ville)* se distingue par le fait qu'il a appliqué un critère de partialité modifié aux conseillers municipaux pour déterminer s'il y avait lieu d'approuver une modification au règlement de zonage. Ce sentiment que le principe de l'équité procédurale peut être déclenché dans les cas de règlements relatifs à l'utilisation des terres et au zonage persiste encore aujourd'hui, comme en témoigne le jugement rendu en 2018 par le juge Gates de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta dans *Gruman v Canmore (Town)*[139]. Il a alors conclu que l'obligation d'équité procédurale s'appliquait à un règlement de zonage ayant de vastes répercussions sur la collectivité. Même si la décision en l'espèce était de nature plus législative que juridictionnelle, le juge Gates[140] a traité ce facteur comme étant pertinent pour déterminer le niveau ou l'intensité de l'équité procédurale et non comme un facteur empêchant la Cour d'appliquer les principes de l'équité procédurale en common law. On peut certainement soutenir que la règle normale selon laquelle l'équité procédurale ne s'applique pas aux fonctions législatives a été remplacée dans ce cas par les dispositions de

[129]Pour le contexte, voir *Bell Canada c Procureur général du Canada,* 2016 CAF 217.
[130]2008 CAF 229, [2009] 3 RCF 136.
[131]*Supra* note 120 au para 121.
[132]*Supra* note 130 au para 53.
[133]*Supra* note 120 au para 123.
[134]*Supra* note 123 aux para 104-105.
[135][1990] 3 RCS 1170.
[136]*Ibid* à la p 1204.
[137]*Ibid*.
[138]*Supra* note 120 au para 138.
[139]2018 ABQB 507.
[140]*Ibid* aux para 97-98.

la loi pertinente. Néanmoins, cela fournit un autre indicateur de la répartition de ce qui a été perçu comme une ligne de démarcation claire aux fins du seuil d'équité procédurale entre les fonctions législatives, d'une part, et les processus administratifs et décisionnels, d'autre part[141].

Il convient également de rappeler que, dans le contexte de l'obligation de consulter, le juge Phelan de la Cour fédérale (dans un jugement entériné par la Cour d'appel) a statué qu'elle s'appliquait à la phase d'élaboration des règles de procédure d'un projet (le Projet gazier de la vallée du Mackenzie) qui avait des répercussions négatives sur les peuples autochtones[142].

J'ai donc l'impression qu'il y a beaucoup à approfondir au regard de l'observation suivante de la professeur Kate Glover :

> Compte tenu de la tendance jurisprudentielle à s'éloigner de la distinction entre les décisions administratives, quasi judiciaires et judiciaires, les affaires *Wells et Cardinal* ne devraient probablement pas être interprétées comme une exemption catégorique de l'obligation d'équité pour toutes les décisions législatives. Au contraire, dans chaque cas de prise de décision, la nature de la décision devrait être examinée attentivement pour en déterminer le véritable caractère et s'il s'agit du type de décision qui devrait être soustraite à l'obligation d'équité de la common law [traduction][143].

Toutefois, ce qui est également clair, c'est qu'il faudra un cas comme le jugement de la juge Kane dans *Syndicat* pour aller devant la Cour suprême du Canada si l'on veut adopter cette conception un peu plus fluide du seuil d'équité procédurale. À tout le moins, il faut reconnaître que même si l'on accepte que les appels au Cabinet ne soient plus considérés comme étant de nature « législative », ce terme couvre un large éventail de processus décisionnels. Ils vont de la législation primaire à l'élaboration informelle de règles et d'énoncés de politique. Compte tenu de ce qui précède, il est nécessaire de réévaluer si, dans ce domaine, un régime universel doit régir le franchissement du seuil d'équité procédurale, sans parler de l'intensité de toute obligation d'équité procédurale si le seuil était franchi. Il est clairement nécessaire d'apporter des améliorations assorties de principes.

L'OBLIGATION DE CONSULTER ET L'*ALBERTA ABORIGINAL CONSULTATION OFFICE*

L'*Alberta Aboriginal Consultation Office* (« ACO[144] ») a été créé en 2013, non pas en vertu d'une loi primaire ou subordonnée, mais en vertu de la *Policy on Consultation with First Nations on Land and Resource Management,* 2013[145]. Il est administré par le ministère des Relations avec les Autochtones et s'acquitte de ses fonctions au sein de ce ministère. Dans le cadre de son mandat, en vertu de l'arrêté ministériel, il est chargé d'évaluer si, en ce qui concerne les demandes relatives à des projets énergétiques, la Couronne a l'obligation de consulter un groupe autochtone et, le cas échéant, si elle s'est acquittée de cette obligation. Cet examen comprend les questions relevant de la compétence de l'*Alberta Energy Regulator* (« AER »), qui est explicitement exclue, dans le cadre de l'examen des questions dont elle est saisie, de l'évaluation du caractère adéquat de la consultation de la Couronne relativement aux droits des peuples autochtones reconnus et confirmés en vertu de la Partie II de la *Loi constitutionnelle de 1982*[146].

---

[141]Pour un commentaire critiquant cet aspect des motifs du juge Gates au motif qu'il a erré en droit en ne rejetant pas les arguments en faveur de l'équité procédurale en common law relativement à une décision législative et selon la protection procédurale des objecteurs, voir Shaun Fluker, « Peaks of Grassi Development in Canmore : Procedural Fairness and Municipal Bylaws? » (15 août 2018), en ligne : Ablawg, <http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2018/08/Blog_SF_Gruman_August2018.pdf>.

[142]*Dene Tha' First Nation v Canada (Minister of the Environment),* 2006 CF 1354, 303 FTR 106, conf. par 2008 CAF 20.

[143]*Supra* note 68 à 219.

[144]Voir « About Us », en ligne : <www.indigenous.alberta.ca/573.cfm>.

[145]Élargi aux Métis le 4 avril 2016 par la *Policy on Consultation with Metis Settlements on Land and Natural Resource Management* du gouvernement de l'Alberta, 2015.

[146]*Responsible Energy Development Act,* SA 2012, ch R-71.3, art 21.

En 2014, l'ACO avait déterminé qu'il n'y avait pas d'obligation de consulter une Première nation au sujet d'une demande relative à un projet gazier présentée à l'AER[147]. L'AER a procédé à l'examen de la demande, qui a été approuvée à la fin de 2014 (il est intéressant de noter que, même si l'ACO a déterminé qu'il n'y avait pas d'obligation de consulter la Première nation, le promoteur a tenu des consultations et la Première nation a obtenu la qualité pour agir devant l'AER).

À ce moment-là, la Première nation a demandé un contrôle judiciaire non pas de l'approbation du projet par l'AER, mais de la décision de l'ACO selon laquelle l'obligation de consulter n'était pas déclenchée. Dans ce contexte, tout en demandant l'annulation de cette décision, elle n'a pas demandé une ordonnance renvoyant l'affaire à l'ACO, mais plutôt diverses formes de mesures de redressement déclaratoire[148]. Il n'est pas surprenant que cette « nouvelle[149] » procédure de contrôle judiciaire ait été contestée au motif de son caractère théorique. Inutile de préciser que la juge Nixon de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a rejeté une contestation du bien-fondé de la décision de l'ACO selon laquelle l'obligation de consulter n'était pas déclenchée. Cependant, elle a statué que quatre des autres questions soulevées par la Première nation comportaient des « controverses actives [traduction][150] » et a autorisé la poursuite du traitement de la requête relativement à ces questions. Deux de ces questions comportent des dimensions qui relèvent du droit administratif :

1. L'ACO a-t-il le pouvoir de déterminer si ***l'obligation de consulter*** de la Couronne est déclenchée?

2. L'équité procédurale intervient-elle dans la détermination de l'existence ***d'une obligation de consulter***?

L'argument de la Première nation à l'égard de la première question ne reposait pas sur une interprétation du mandat de l'ACO tel qu'il est énoncé dans la politique pertinente et dans l'arrêté ministériel. Il était plutôt fondé sur l'utilisation de ces instruments comme moyen de conférer ce pouvoir à l'ACO. Il était allégué qu'il aurait dû être fondé sur une loi, et non sur une politique ou un arrêté ministériel. Ainsi, la juge Nixon a qualifié cette question de « véritable question de compétence » pour laquelle la décision correcte constituait la norme de contrôle appropriée [traduction][151].

Pour faire valoir cet argument, la Première nation s'est fondée principalement sur l'arrêt *Rio Tinto Alcan Inc c Conseil tribal Carrier Sekani*[152] selon lequel la question de savoir si un tribunal administratif avait compétence pour déterminer s'il existait une obligation de consulter dépendait d'une attribution de pouvoir par la loi. Indépendamment de l'exactitude de la description que la Première nation a faite de la décision pertinente dans *Carrier Sekani,* la juge Nixon a conclu que cette décision était inapplicable dans le contexte actuel. Elle s'appliquait aux tribunaux créés par la loi, et non à la prise de décisions au sein de la structure du gouvernement central[153]. La Couronne était responsable de l'exécution de l'obligation de consulter et, dans le cas en l'espèce, elle avait le droit d'agir par l'entremise des ministres et de leurs ministères. Dans ce contexte, la Couronne pourrait, sans une loi, établir des régimes et des politiques administratifs pour l'exercice de ses responsabilités, y compris la désignation de l'endroit où, dans la structure du gouvernement central, la consultation aurait lieu. En l'espèce, les conditions de la création de l'ACO et de la politique ministérielle et de l'arrêté ministériel pertinents ont conféré ce pouvoir, y compris le pouvoir de décider si l'obligation de consulter a été déclenchée, à l'ACO agissant

[147]Pour un résumé des protocoles pertinents concernant l'interaction entre l'AER et l'ACO lorsque la question de la consultation est pertinente pour une instance de l'AER, voir « *Alberta Energy Regulator* (AER) and the *Aboriginal Consultation Office* », en ligne : <www.indigenous.alberta.ca/ACO-AER.cfm>.

[148]*Athabasca Chipewyan First Nation v Alberta (Minister of Aboriginal Relations, Aboriginal Consultation Office), supra* note 8.

[149]*Ibid* au para 4.

[150]*Ibid* au para 52.

[151]*Ibid* au para 61.

[152]2010 CSC 43, [2010] 2 RCS 650 au para 60. En fait, au para 60, la juge en chef McLachlin s'inquiétait de la distinction entre le fait de savoir si un tribunal administratif avait le pouvoir de mener des consultations, une capacité qui dépendait d'une autorisation législative expresse ou implicite, et la détermination de l'existence d'une obligation de consulter, un pouvoir qui découle vraisemblablement de la capacité d'un tribunal administratif de trancher des questions de droit.

[153]*Supra* note 8 au para 66.

dans le cadre administratif du ministère des Relations avec les Autochtones. Rien au sujet de cette structure n'était douteux sur le plan constitutionnel[154]. Cela laisse peu ou pas de place pour contester cette analyse.

Il en va de même pour la réponse de la juge Nixon à la deuxième question. Qu'elle soit examinée dans le contexte de l'étendue des obligations globales découlant de l'obligation de consulter ou, comme dans le cas en l'espèce, en faisant principalement référence au seuil d'équité procédurale de la common law, l'ACO se devait d'agir équitablement envers la Première nation pour déterminer quand l'obligation de consulter était déclenchée.

Dans cette décision[155], la juge Nixon s'est fondée sur deux décisions antérieures de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta[156] et a appliqué le critère énoncé dans *Baker c Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration)*[157]. La détermination par l'ACO de l'obligation de consulter était de nature administrative et touchait les « droits, privilèges ou biens d'une personne[158] ». Il s'agissait d'une décision qui déterminait si la Première nation avait un droit à la consultation en vertu de l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* et qui serait finale (sous réserve bien sûr d'un contrôle judiciaire) si l'ACO déterminait qu'il n'y avait pas d'obligation de consulter.

La juge Nixon a ensuite examiné l'étendue des obligations de l'ACO en matière d'équité procédurale. Ce faisant, elle a exprimé[159] certaines préoccupations au sujet de l'application de l'analyse formelle en cinq parties de l'équité procédurale dans *Baker*. Elle voulait éviter d'imposer un processus qui était « assimilable à un modèle de procès de détermination des droits [traduction]». Un tel contexte contradictoire irait à l'encontre des objectifs de réconciliation des principes régissant l'obligation de consulter et, le cas échéant, de prendre des mesures d'accommodement.

Pour la juge Nixon, l'obligation d'équité procédurale, à toutes fins utiles, a commencé lorsque l'ACO a appris que la Première nation contesterait son point de vue préliminaire selon lequel il n'y avait pas d'obligation de consulter[160]. À ce moment-là, l'ACO était tenu de donner avis de son intention de trancher la question[161] et de décrire la procédure qu'il se proposait de suivre et les éléments de preuve qui seraient requis pour satisfaire au critère de déclenchement de l'obligation de consulter, ainsi que les délais pertinents[162]. Par la suite, une participation significative signifiait que la Première nation aurait la possibilité et, en fait, le devoir de présenter des éléments de preuve à l'appui de son affirmation voulant que l'obligation de consulter avait été déclenchée[163]. La juge Nixon a ensuite achevé le processus et a reconnu que l'ACO devait fournir les motifs de sa décision, des motifs qui montraient que l'ACO avait « tenu pleinement et équitablement compte des renseignements et des éléments de preuve présentés par la Première nation [traduction][164] ».

Plus tôt dans son jugement[165], la juge Nixon a déclaré que, parce que la Première nation ne demandait pas un décret de remise visant l'ACO pour un examen plus approfondi, elle ne se pencherait pas « sur la question de savoir si une obligation d'équité procédurale a été violée en l'espèce [traduction]». Toutefois, après avoir esquissé les grandes lignes de la procédure à suivre, elle a continué de soutenir que l'ACO n'avait pas respecté ces exigences procédurales[166]. Étant donné que sa déclaration finale se limitait à la proposition selon laquelle

[154] *Ibid* aux para 60-69.

[155] *Ibid* aux para 102-109.

[156] *Fort Chipewyan Metis Nation of Alberta Local #125 v Alberta,* 2016 ABQB 713 and *Metis Nation of Alberta Association Fort McMurray Local 1935 v Alberta,* 2016 ABQB 712.

[157] [1999] 2 RCS 817.

[158] *Ibid* au para 20.

[159] *Supra* note 8 au para 110. Ce point a également été réitéré au para 120.

[160] *Ibid* aux para 113-115.

[161] *Ibid* au para 115.

[162] *Ibid* au para 116.

[163] *Ibid*.

[164] *Ibid* au para 117.

[165] *Ibid* au para 101.

[166] *Ibid* au para 118.

l'obligation d'équité procédurale s'appliquait aux décisions relatives à l'obligation de consulter, on peut supposer que l'intégralité du processus d'élaboration du contenu du principe de l'équité procédurale, y compris l'observation selon laquelle le processus proposé ne devrait pas imposer « un fardeau trop élevé à l'ACO [traduction][167] », ne représentait rien de plus qu'un avis ou une remarque incidente par nature. Quoi qu'il en soit, il peut en effet servir de guide utile à l'ACO, en particulier lorsqu'il est lu avec la déclaration supplémentaire de la juge Nixon selon laquelle, comme le reconnaît le jugement de la Cour du Banc de la Reine, l'ACO a adopté un processus conforme aux faits en cause dans *Fort Chipewyan Metis Nation of Alberta Local #125 v Alberta*[168].

DROITS DE PARTICIPATION

Dans l'enquête sur les faits marquants de l'an dernier[169], j'ai triché en incluant une analyse du deuxième jugement rendu par la Cour suprême du Canada en 2018, *Delta Air Lines Inc c Lukács*[170]. Il s'agissait d'un jugement important sur les principes régissant l'évaluation par un organisme de réglementation de la question de savoir si, et, le cas échéant, dans quelles circonstances une personne pouvait faire valoir l'intérêt public pour déposer une « plainte » au sujet des politiques d'une compagnie aérienne concernant le transport de personnes obèses.

En 2018, il y a eu d'autres développements[171] relatifs à la législation et à la réglementation de l'énergie dans la loi régissant les droits de participation[172].

(A) Interventions dans les demandes d'autorisation ou d'appel

L'affaire *Balancing Pool c ENMAX Energy Corporation*[173] a soulevé la question des circonstances dans lesquelles la Cour d'appel de l'Alberta autorisera des interventions ou l'ajout de parties dans une requête en autorisation de présenter une demande de contrôle judiciaire ou en autorisation d'interjeter appel d'une décision de l'*Alberta Utilities Commission* (« AUC ») sur une question de droit ou de compétence.

Trois entreprises du secteur de l'énergie avaient demandé l'autorisation d'interjeter appel devant la Cour d'appel de l'Alberta d'une décision de l'AUC, décision qui faisait suite à la décision antérieure de l'organisme de réglementation selon laquelle une règle, la « règle de perte de ligne [traduction]», adoptée par l'*Alberta Electric Systems Operator* (« AESO »), concernant la répartition des coûts de la « perte » d'électricité dans le cadre du transport, était illégale. Dans le cadre de la phase de redressement de l'affaire, l'AUC a demandé à l'AESO de « réémettre les factures pour les frais ou les crédits pour perte de lignes de transport aux parties qui détenaient des contrats de transport d'approvisionnement [« STS »] lorsque les frais ou les crédits ont été engagés pour la première fois [traduction] ». Cela a produit à la fois des gagnants et des perdants. Parmi les perdants, il y avait les trois entreprises

---

[167] *Ibid* au para 119.

[168] *Ibid*.

[169] David J. Mullan, « Évolution du droit administratif pertinent au droit et à la réglementation de l'énergie en 2017 » (2018) 6 ERQ 19 aux pp 19-24.

[170] *Supra* note 2.

[171] J'ai omis de prendre en considération les dispositions participatives du projet de loi C-69, *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois.* En date du 12 décembre, le projet de loi avait franchi l'étape de la deuxième lecture au Sénat et avait été renvoyé au Comité. Pour obtenir des détails et des commentaires, voir Kristen van de Biezenbos, « Your Concerns Have Been Noted : Citizen Participation in Pipeline Regulatory Processes Under the Proposed Impact Assessment Act » (28 février 2018), en ligne : Ablawg, <http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2018/02/Blog_KvdB_BillC69.pdf>.

[172] Pour une décision relative à l'énergie qui distingue Lukács, voir *Normtek Radiation Services v Alberta (Environmental Appeal Board),* 2018 ABQB 911. La juge Ashcroft a conclu qu'une restriction législative *(Environmental Protection and Enhancement Act,* RSA 2000, ch E-12, sous-alinéa 91(1)a)(i)) concernant le droit d'interjeter appel d'une décision de la Commission d'appel pour des personnes « directement touchées » empêchait une personne d'exercer son droit d'appel au motif de la qualité pour agir dans l'intérêt public.

[173] 2018 ABCA 143. (Pour un commentaire plus détaillé sur ce jugement, voir Nigel Bankes, « Applications for Party Status in a Permission to Appeal Application » (24 avril 2018), en ligne : Ablawg, <http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2018/04/Blog_Status.pdf>. En fin de compte, la requête en autorisation d'appel a été rejetée : *Capital Power Corporation v Alberta (Utilities Commission), supra* note 5. Fait intéressant, le réseau commun d'équilibrage n'est pas inscrit comme partie à la requête et n'a vraisemblablement pas participé.

qui demandaient la permission d'interjeter appel. Parmi les gagnants, mentionnons Milner Power Inc., ATCO Power Corporation, Trans Alta Corporation et le Balancing Pool, « une entité statutaire financée par les consommateurs d'énergie de l'Alberta [traduction][174] ». Milner Power, le plaignant initial et ATCO ont été nommés intimés dans la requête en autorisation d'appel, contrairement à Trans Alta et du Balancing Pool. Ces deux entreprises ont demandé à être ajoutées comme intimés ou, à défaut, comme intervenants.

Les principes généraux concernant l'ajout de parties et la reconnaissance des intervenants à une requête en autorisation d'appel ont été énoncés dans la décision rendue par le juge Hunt dans *Carbon Development Partnership v Alberta (Energy and Utilities Board)*[175]. Pour être ajouté en tant que partie, il a fallu qu'un demandeur démontre « un intérêt juridique dans l'issue de l'instance [traduction] ». Pour être ajouté en tant que partie, il a fallu qu'un demandeur démontre « un intérêt juridique à l'égard de l'issue de l'instance [traduction][176] ». Si ce seuil était franchi, le juge des requêtes devait ensuite déterminer s'il était « juste et pratique[177] » d'ajouter le requérant et si l'intérêt de celui-ci serait adéquatement protégé seulement s'il obtenait le statut de partie[178]. La juge d'appel Paperny, la juge de première instance dans cette affaire[179], citant encore une fois *Carbon Development*[180], a souligné qu'il s'agissait d'un pouvoir inhérent qui devrait être exercé avec parcimonie.

En l'absence d'autorisation d'appel, il n'y a pas d'appel et, par conséquent, aucun intérêt, juridique ou économique, qui peut être directement touché par la requête (du moins immédiatement) [traduction][181].

Elle a également fait remarquer que, compte tenu de l'étroitesse de l'enquête de la Cour à l'étape de la requête en autorisation, il était rare que la Cour soit éclairée par des observations de « multiples parties ». De plus, si la permission d'interjeter appel a été accordée, il est demeuré loisible à ceux qui revendiquaient un intérêt de demander et d'obtenir un statut à cette étape du processus[182].

Néanmoins, la juge d'appel Paperny a conclu que Balancing Pool avait démontré qu'il était approprié de lui accorder le statut de partie dans la requête en autorisation d'appel dans les circonstances en cause. En ce qui concerne le premier obstacle, la démonstration d'un intérêt juridique, elle a expliqué que Balancing Pool n'avait pas été partie au début de la procédure, mais a précisé qu'il en était ainsi parce que « ses intérêts juridiques et financiers à ce moment-là étaient indéterminés, inconnus ou inexistants [traduction][183] ». Cependant, tout le contexte a changé lorsque, beaucoup plus tard, dans un processus qui avait duré de nombreuses années, il a acquis un grand nombre de contrats de STS et est ainsi devenu un gagnant ou un perdant possible à l'étape de redressement. Ainsi, Balancing Pool est devenu un participant actif à l'étape du redressement des procédures. Il s'est agi alors davantage de la façon dont les procédures se sont déroulées « que d'un manque d'intérêt juridique ou de qualité pour agir [traduction][184] » qui a fait en sorte qu'il n'a pas été désigné comme intimé dans la requête en autorisation d'interjeter appel dès le départ.

Pour ce qui est des autres exigences pour satisfaire au critère rigoureux de jonction d'appels en qualité de partie intimée à une requête en autorisation d'appel, Balancing Pool se trouvait dans une situation différente de celles des intimés existants et de Trans Alta. Il avait acquis ses contrats de STS non par la négociation commerciale, mais par l'exercice de son rôle statutaire en matière de protection des intérêts des consommateurs.

---

[174] *Ibid* au para 25.
[175] 2007 ABCA 231.
[176] *Ibid* au para 9.
[177] *Ibid*.
[178] *Ibid*.
[179] *Supra* note 173 au para 22.
[180] *Supra* note 175 au para 6.
[181] *Supra* note 173 au para 21.
[182] *Ibid*.
[183] *Ibid* au para 24.
[184] *Ibid*.

Il représentait donc « des intérêts distincts et généraux par rapport aux autres parties désignées [traduction]» et était en mesure de fournir une « perspective unique [traduction]» dans le contexte de la détermination de la requête en autorisation d'appel et de sa portée. La juge Paperny a également tenu compte de la volonté de Balancing Pool de respecter le calendrier existant, y compris les contraintes de pages[185].

En revanche, bien que Trans Alta puisse être touchée par l'issue éventuelle de tout appel, la juge Paperny a conclu qu'il n'avait pas établi qu'il offrirait une perspective unique en ce qui concerne la requête en autorisation d'appel ou les conditions sur lesquelles un tel appel pourrait dépendre par la suite[186]. Ses intérêts pourraient être protégés adéquatement par la possibilité supplémentaire de demander le statut de partie ou d'intervenant si la juge de la Cour d'appel accédait à la requête en autorisation d'appel[187].

En fin de compte, le gain de cause de Balancing Pool quant à sa requête visant à l'ajouter comme intimé dépendait de ce qui semble être un ensemble de faits les plus inhabituels. Par conséquent, bien qu'il s'agisse d'un exemple intéressant et rare d'exercice du pouvoir judiciaire discrétionnaire d'ajouter une partie ou un intervenant à l'étape de la requête en autorisation d'appel, il est peu probable que cela entraîne une hausse des taux de succès de demandes comparables. Bref, l'intégrité globale des principes définis dans Carbon Development est préservée et la nature exceptionnelle du succès de ces requêtes a été soulignée.

(B) Contrôle judiciaire des décisions des organismes de réglementation de l'énergie – Qualité pour agir dans l'intérêt public et demandes de statut d'intervenant[188]

Dans *David Suzuki Foundation v Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (« David Suzuki »)*[189], cinq organismes de protection de l'environnement ont présenté une demande de contrôle judiciaire d'une décision de *l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers* (« l'Office »). Par cette décision, en décembre 2016, l'Office a autorisé *Corridor Ressources* (« Corridor ») à céder un permis d'exploration pétrolière et gazière existant qui aurait expiré au début de 2017 et à le remplacer par un nouveau permis de quatre ans. En fait, cela signifie que Corridor aurait été titulaire d'un permis pour le même site pendant près de 13 ans. La contestation des groupes environnementaux était fondée sur une disposition de la législation pertinente qui limitait les permis d'exploration à une durée de neuf ans sans possibilité de prolongation ou de renouvellement[190]. La question essentielle était de savoir si, en droit, cette disposition pouvait être évitée par la cession d'un permis existant et la délivrance d'un nouveau permis.

Dans un jugement très prudent et très instructif, la juge Chaytor de la Cour suprême de Terre-Neuve-et-Labrador, dans le contexte d'une demande présentée par l'Office (appuyée par Corridor) en vue d'une décision préalable au procès sur une question de droit, a conclu que les cinq groupes de protection de l'environnement devraient être autorisés à présenter leur demande de contrôle judiciaire fondée sur la qualité pour agir dans l'intérêt public. Ce faisant, elle a appliqué les principes actuels de la qualité pour agir dans l'intérêt public élaborés par le juge Cromwell dans la décision rendue par la Cour suprême du Canada dans l'arrêt *Canada (Procureur général) c Downtown Eastside Sex Workers United Against Violence Society (« Downtown Eastside »)*[191].

Au départ, elle a résisté à juste titre à l'argument des groupes selon lequel, puisque la question a été soulevée dans le contexte d'une demande de l'Office, il incombait à l'Office d'établir que les groupes ne devraient pas avoir qualité pour

[185] *Ibid* au para 25.

[186] *Ibid* au para 26.

[187] *Ibid* au para 27.

[188] Pour plus de commentaires, voir Nigel Bankes, « Public Interest Standing for NGOs to Test Whether CNLOPD can Effect an End-Run Around Maximum Term Provisions" (17 juillet 2018), en ligne : Ablawg, <http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2018/07/Blog_NB_DavidSuzuki_July2018.pdf>.

[189] 2018 NLSC 146.

[190] *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve-et-Labrador,* LC 1987 ch 3 au para 69(2).

[191] 2012 CSC 45, [2012] 2 RCS 524.

agir dans l'intérêt public. Indépendamment du contexte, il incombait aux groupes de « persuader la Cour que la qualité pour agir devrait être accordée [traduction][192] ». Toutefois, elle a finalement été convaincue que les groupes s'étaient acquittés de ce fardeau.

Dans l'arrêt *Downtown Eastside,* le juge Cromwell a énoncé le critère de la qualité pour agir dans l'intérêt public d'une façon qui a modifié ou, peut-être de façon plus précise, clarifié l'approche antérieure de la Cour pour déterminer si un demandeur de contrôle judiciaire était admissible :

1. si l'affaire soulève une question justiciable sérieuse;

2. si la partie qui a intenté la poursuite a un intérêt réel ou véritable dans son issue;

3. si la poursuite proposée constitue une manière raisonnable et efficace de soumettre la question à la cour[193].

Auparavant, dans l'arrêt *Conseil canadien des Églises c Canada (Ministre de l'Emploi et de l'Immigration)*[194], le juge Cory, rendant le jugement de la Cour suprême, avait formulé le troisième élément du critère de façon quelque peu différente.

> […] y'a-t-il une autre manière raisonnable et efficace de soumettre la question à la cour?

Dans le contexte de ce qu'il considérait comme « la nécessité d'exercer le pouvoir discrétionnaire de reconnaître ou non la qualité pour agir », le juge Cromwell a également, comme l'a souligné la juge Chaytor[195], statué que les trois éléments du critère ne devaient pas être considérés comme une « liste de contrôle rigide », mais plutôt « comme des considérations connexes devant être appréciées ensemble, plutôt que séparément, et de manière téléologique[196] ». La réarticulation du troisième critère et l'élaboration de la façon d'approcher les trois critères devaient se révéler importantes dans les procédures subséquentes dans *Downtown Eastside* et *David Suzuki.*

Dans un premier temps, la juge Chaytor a rejeté l'argument de l'Office voulant que la question ne devait pas faire l'objet d'une décision judiciaire parce que le but ultime des groupes était la cessation des forages dans le golfe du Saint-Laurent et, dans le cadre de cet objectif global, une condamnation du caractère adéquat et du calendrier des processus d'évaluation environnementale[197]. Il s'agissait d'une description erronée de la nature de la demande de contrôle judiciaire; il s'agissait de l'examen de la décision de l'Office sur une simple question de droit. Cette description de la requête des groupes était également pertinente pour la deuxième composante du premier critère. Même s'il s'agissait d'une question justiciable, était-elle sérieuse? Tout d'abord, la juge Chaytor a souligné que les lois en question (fédérales et de Terre-Neuve-et-Labrador) avaient un élément constitutionnel en ce sens qu'elles impliquaient une collaboration provinciale-fédérale pour la création d'un conseil représentant les deux intérêts, mais aussi le maintien de la compétence sur certaines questions par chacune des parties gouvernementales[198]. Deuxièmement, elle a fait la distinction entre ce qui était en cause en l'espèce (une question d'interprétation de la loi et la question de savoir si l'Office avait agi dans les limites de son pouvoir légal) et une contestation du bien-fondé d'une décision prise dans l'exercice d'un pouvoir statutaire établi[199].

---

[192] *Supra* note 189 au para 15.

[193] *Supra* note 191 au para 37.

[194] [1992] 1 RCS 236 à la p 253.

[195] *Supra* note 189 au para 19.

[196] *Supra* note 191 au para 36.

[197] *Supra* note 189 aux para 21-22.

[198] *Ibid* au para 24. Je dirais toutefois que le simple fait qu'une décision comporte un exercice discrétionnaire du pouvoir susceptible de contrôle selon la norme de la décision raisonnable fondée sur la déférence ne signifie pas qu'une question ne peut pas être sérieuse aux fins du critère *Downtown Eastside.* De plus, même si la juge Chaytor semble adopter cette position, les deux autorités citées (aux para 25-27) ne semblent pas aller aussi loin.

[199] *Ibid* aux para 25-27.

[200] *Ibid* au para 28.

En outre, il s'agissait d'une question qui n'avait jamais été soumise aux tribunaux et qui ne se limitait pas aux faits de cette affaire particulière; elle déterminerait pour l'avenir si l'Office pourrait exercer ses pouvoirs légaux de cette façon. Par ailleurs, tout cela se déroulait « dans le contexte [de la délimitation du rôle de l'Office] en matière de gestion des ressources extracôtières […] une question qui pourrait avoir de vastes ramifications et répercussions sur les citoyens de cette province et peut-être même au-delà [traduction][200] ».

En ce qui concerne le deuxième critère, l'Office a contesté le statut des groupes au motif qu'une préoccupation sincère pour la protection du golfe du Saint-Laurent ne se traduisait pas par un intérêt réel ou véritable dans la détermination de la question en cause dans leur demande de contrôle judiciaire. Même si l'Office avait mal interprété sa loi habilitante comme autorisant la cession et la novation, il pourrait tout de même lancer un nouveau processus d'appel d'offres relativement à la zone couverte par la licence de Corridor[201]. En rejetant cet argument, la juge Chaytor a souligné l'importance pour l'Office d'exercer son pouvoir dans les « limites qui lui sont imposées par la loi [traduction][202] ». En tant qu'organismes voués à la protection et à la préservation du golfe, les groupes s'intéressaient davantage à cette question que « la plupart des membres du public [traduction][203] ». La juge Chaytor récapitule ensuite[204] la participation importante des groupes au processus réglementaire et, en particulier, ses interventions sur cette question. Cela a établi « un intérêt réel ou véritable dans son issue [traduction][205] ».

En ce qui concerne le troisième élément critique du critère établi dans l'arrêt *Downtown Eastside,* la juge Chaytor a réitéré[206] les quatre facteurs non exhaustifs définis par le juge Cromwell[207] comme étant à la base de ce critère :

1. la capacité du requérant de présenter sa demande;
2. la question de savoir si l'affaire revêt un intérêt public suffisant pour transcender les intérêts des personnes les plus touchées par la décision de l'Office;
3. s'il y a d'autres façons de présenter la question qui nécessiteraient une utilisation plus efficiente et plus efficace des ressources judiciaires et qui supposeraient un contexte contradictoire plus propice;
4. le potentiel et l'incidence des procédures sur les droits des autres personnes qui sont touchées de façon égale ou plus directe[208].

L'Office n'a pas contesté le premier de ces facteurs à considérer. L'importance de l'intérêt public avait déjà été reconnue dans la conclusion de la Cour sur le premier critère. Le troisième facteur à considérer était le plus litigieux, mais a penché en faveur des groupes sous l'articulation de ce critère par le juge Cromwell. D'autres intervenants de l'industrie, y compris les concurrents de Corridor, ont peut-être eu un intérêt plus direct dans l'instance que les collectivités des Premières nations. Toutefois, pour quelque raison que ce soit, peut-être parce qu'ils pouvaient bénéficier à l'avenir de la décision de l'Office sur la conduite de leurs propres entreprises, ils avaient choisi de ne pas lancer de contestation. En outre[209], la Cour suprême avait, dès le début de l'évolution des principes de la qualité pour agir dans l'intérêt public (bien que dans un contexte constitutionnel), accepté, lorsque les personnes les plus directement touchées n'avaient pas lancé de contestation, qu'il était approprié que la Cour reconnaisse le statut de ceux qui sont moins directement touchés ou qui représentent l'intérêt public[210]. Pour ce qui est de l'utilisation efficiente des ressources judiciaires, cela réglerait la question une fois pour toutes dans un contexte juridictionnel approprié[211]. En effet, certains de ces mêmes facteurs faisaient partie

[201] *Ibid* au para 30.
[202] *Ibid* au para 31.
[203] *Ibid.*
[204] *Ibid* aux para 32-34.
[205] *Ibid* au para 34.
[206] *Ibid* au para 37.
[207] *Supra* note 191 au para 51.
[208] Je paraphrase la paraphrase de la juge Chaytor de l'extrait pertinent du jugement du juge Cromwell.
[209] *Ibid* au para 45.
[210] *McNeil v Nova Scotia (Board of Censors),* [1976] 2 RCS 265.
[211] *Supra* note 189 au para 46.

de l'élaboration par la Cour du quatrième critère – l'incidence sur les personnes qui sont directement touchées. Après avoir répété qu'il y avait des raisons pour lesquelles les personnes les plus directement touchées pourraient ne pas être intéressées à contester la décision de l'Office[212], la juge Chaytor a reconnu que les intérêts de certaines des personnes les plus directement touchées, ou de l'ensemble de celles-ci, par le maintien de la décision de l'Office seraient en fait représentés de façon appropriée lors de l'audition de la demande de contrôle judiciaire par la comparution de Corridor qui avait obtenu le statut d'intervenant[213].

Comme on pouvait s'y attendre, la juge Chaytor, en se fondant sur son évaluation du critère de l'arrêt *Downtown Eastside,* a déterminé que les groupes devraient être reconnus comme ayant qualité pour agir dans l'intérêt public pour présenter une demande de contrôle judiciaire. Toutefois, ce faisant[214], elle a réitéré que leur contestation doit se limiter à la question précise de savoir si l'Office pourrait, relativement à la question d'interprétation ou d'autorité, pour reprendre les mots de Nigel Bankes, « contourner des dispositions relatives aux conditions maximales [traduction][215] ».

Cette perception des limites de la demande de contrôle judiciaire des groupes était cruciale en ce qui concerne la deuxième partie du jugement de la juge Chaytor dans laquelle elle a évalué la demande distincte de statut d'intervenant de diverses collectivités des Premières nations.

Bien que les groupes autochtones aient un intérêt dans l'affaire, comme en témoigne leur participation au processus réglementaire[216], la juge Chaytor[217] a conclu que leur intérêt n'était pas suffisant pour justifier l'exercice du pouvoir discrétionnaire de la Cour en leur faveur. Dans la mesure où ils voulaient remettre en question le bien-fondé de la décision de l'Office et introduire discrètement des questions concernant l'obligation de consulter, ils soulevaient des questions qui n'étaient pas pertinentes au litige tel qu'il avait été défini par les groupes de protection de l'environnement. Cet élargissement des enjeux, malgré les assurances des groupes autochtones à l'effet contraire, risquait de créer des retards indus et de nuire à la répartition efficace de l'affaire et de priver les parties de leur droit de définir la portée du litige[218]. La juge Chaytor s'est également demandé si les questions que les groupes autochtones voulaient soulever pouvaient être traitées de façon satisfaisante dans le dossier dont la Cour était actuellement saisie, malgré la volonté des groupes de traiter ce dossier[219] séparément. Par ailleurs, pour ce qui est de la véritable question soulevée dans la demande de contrôle judiciaire, il ne s'agissait pas d'une question :

> […] que les intervenants visés cherchent à aborder. Ils reconnaissent qu'ils n'ont rien pu apporter à la discussion sur la question de l'interprétation de la loi qui serait différente des observations des demandeurs. À cet égard, les intervenants visés n'ont pas fait valoir le lien qui justifie la suffisance de leur intérêt à l'égard de la question fondamentale dont la Cour est saisie [traduction][220].

Bref, dans la mesure où les groupes autochtones ont cherché à élargir la portée du litige, ils ne satisfaisaient pas au critère du statut d'intervenant. De plus, étant donné leur concession selon laquelle ils n'avaient rien de différent à ajouter aux arguments des demandeurs de la qualité pour agir dans l'intérêt public sur la question précise dont la Cour est saisie, ils n'avaient aucune prétention aux droits de participation, même limités à cette question. ■

---

[212] *Ibid* aux para 47-50.
[213] *Ibid* au para 51.
[214] *Ibid* au para 54.
[215] *Supra* note 215.
[216] *Supra* note 189 au para 65.
[217] *Ibid* aux para 66-68.
[218] *Ibid* aux para 70-72.
[219] *Ibid* aux para 73-76.
[220] *Ibid* au para 67.

ALÉNA 2.0 : APPROFONDIR – L'IMPACT DE L'ACEUM/USMCA SUR LES INTERVENANTS DU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE CANADIEN

John M. Weekes, Darrel H. Pearson**, Lawrence E. Smith c.r.*** et Margaret M. Kim*****

I. INTRODUCTION

« Il est peu utile de prévoir l'avenir des semi-conducteurs ou de l'énergie, ou l'avenir de la famille (même de sa propre famille), si les prévisions partent du principe que tout le reste restera inchangé. Rien ne restera inchangé. L'avenir est fluide et non immobile. » [traduction]

— Alvin Toffler, The Third Wave

Le 30 novembre 2018, après 14 mois de âpres négociations, des représentants des États-Unis, du Mexique et du Canada ont signé l'ALÉNA 2.0, connu sous le nom d'« Accord États-Unis-Mexique-Canada » **(AEUMC)**, ou par son appellation officielle au gouvernement du Canada, l'Accord Canada-États-Unis-Mexique **(ACEUM**[1]**)**.

L'ACEUM remplacera l'Accord de libre-échange nord-américain (ALÉNA) qui date d'un quart de siècle lorsqu'il entrera en

* John M. Weekes est un conseiller principal d'affaires chez Bennett Jones s.r.l. et a été le négociateur en chef du Canada pour les premières négociations de l'ALÉNA, un ambassadeur à l'OMC. Grâce à sa riche expérience, John présente aux clients un point de vue d'initié sur la façon dont les gouvernements abordent ces questions, y compris la négociation, la mise en œuvre et la gestion des accords commerciaux et des relations commerciales.

** Darrel H. Pearson est associé principal et chef du Bennett Jones' International Trade and Investment Group. Il pratique tous les aspects du droit international du droit des douanes, y compris en ce qui concerne les recours commerciaux, les douanes, les questions relatives aux traités commerciaux internationaux, la réglementation des exportations, les sanctions et les contrôles, les taxes sur les produits et services, le règlement des différends relatifs aux marchés publics et d'autres questions de réglementation relative à la réglementation commerciale canadienne. Il a déjà comparu devant des groupes spéciaux constitués en vertu du chapitre 19 de l'ALÉNA (comité pour contestation extraordinaire) pour régler des différends.

*** Lawrence E. Smith c.r. est le chef fondateur du service de réglementation et l'ancien vice-président de Bennett Jones. Lawrence a été avocat à l'Office national de l'énergie et conseiller en politiques d'un ministre du gouvernement du Canada. Il a présenté un témoignage d'expert dans le cadre de procédures d'arbitrage commercial de l'ALÉNA, devant la California Energy Commission et a comparu devant la Chambre des communes et le Sénat du Canada. Son exercice est axé sur les projets de pipelines, d'électricité et de GNL, les approbations d'importation et d'exportation d'énergie et la réglementation tarifaire connexe.

**** Margaret M. Kim est associée au groupe du commerce international et de l'investissement de Bennett Jones. Elle a déjà travaillé à titre de consultante auprès de l'unité de la vice-présidence des services juridiques de la Banque mondiale.

Les auteurs tiennent à remercier Micaela Zila, associée au bureau de Bennett Jones à Calgary, pour son aide dans la préparation du présent article.

Au cours des 20 dernières années, Bennett Jones s.r.l. a participé de près à tous les grands projets de développement énergétique au Canada et a été un partenaire stratégique auprès de participants des secteurs privé et public de l'industrie énergétique du Canada pendant près d'un siècle. La force et la profondeur de nos experts en énergie et en commerce ont été largement reconnues. Réunissant plus d'avocats en droit de l'énergie que tout autre cabinet d'avocats canadien (Lexpert®) et certains des pionniers du droit du commerce international et de l'investissement, Bennett Jones est particulièrement bien placé pour aider les clients du secteur de l'énergie à régler des questions juridiques et réglementaires complexes au-delà des frontières.

[1]Global Affairs Canada, « A new Canada-United States-Mexico Agreement », en ligne : <https://www.international.gc.ca/trade-commerce/trade-agreements-accords-commerciaux/agr-acc/cusma-aceum/index.aspx?lang=fra>.

vigueur. Toutefois, au moment de la rédaction du présent article, il restait d'importants obstacles politiques à surmonter avant l'entrée en vigueur de l'ACEUM nouvellement négocié, notamment la ratification par le Congrès américain. Ainsi, pendant au moins les prochains mois, la première mouture de l'ALÉNA demeure l'accord applicable, à moins que le président Trump ne donne suite à sa menace de se retirer de l'ALÉNA[2], ou jusqu'à ce que chacun des trois pays mette en œuvre l'ACEUM en l'adoptant dans sa législation intérieure respective. Compte tenu de ces réserves importantes, le 1er janvier 2020 représente une date cible probable pour l'entrée en vigueur du nouvel accord.

Le changement le plus visible dans l'ACEUM est l'absence d'un chapitre particulier portant sur les questions énergétiques. Le chapitre 9 (Énergie) de l'ALE original entre le Canada et les États-Unis et le chapitre 6 (Produits énergétiques et produits pétrochimiques de base) de l'ALÉNA ne font plus partie du cadre régissant le commerce entre les pays nord-américains. Par conséquent, il est nécessaire d'examiner diverses dispositions du nouvel accord pour déterminer les règles qui s'appliquent au commerce et à l'investissement dans le secteur de l'énergie.

En ce qui concerne l'énergie, qui a été présentée comme un « joyau de la couronne des pays de l'ALÉNA » [traduction][3] l'ACEUM assure la continuité et un cadre solide pour le secteur de l'énergie. Les règlements qui s'appliquent à la libre circulation du gaz naturel, du pétrole et, pour la plupart de l'électricité, ne sont pas touchés[4]. Bien que l'ACEUM ne modifie pas radicalement le paysage commercial de l'industrie de l'énergie, il renferme plusieurs changements importants qui méritent l'attention des intervenants canadiens du secteur de l'énergie, comme les producteurs et les fournisseurs de services du secteur pétrolier et gazier, les producteurs d'électricité, les exploitants de pipelines, les entreprises du secteur de l'ingénierie-conception, de l'approvisionnement et de la construction (IAC) et leurs conseillers commerciaux. Ces changements comprennent l'élimination de l'exigence de proportionnalité énergétique, l'élimination progressive du mécanisme de règlement des différends investisseur-État pour les investisseurs canadiens et une lettre d'accompagnement bilatérale États-Unis–Canada sur l'énergie plutôt qu'un chapitre sur l'énergie qui lie les trois parties à l'ACEUM. De plus, le Canada n'est pas partie au chapitre sur les marchés publics, ce qui laisse aux futurs soumissionnaires canadiens le soin de contourner l'Accord sur les marchés publics de l'Organisation mondiale du commerce ou l'Accord de Partenariat transpacifique global et progressiste, si l'occasion d'affaires se trouve aux États-Unis ou au Mexique.

Le présent article offre un aperçu de la dynamique politique de la négociation de l'ACEUM, décrit les changements importants que l'industrie de l'énergie et ses intervenants devraient prévoir et conclut en offrant des pistes de réflexion clés à prendre en considération pour traverser la nouvelle frontière commerciale nord-américaine.

(A) Dynamique politique des négociations de l'ACEUM

Depuis que le Bureau du représentant au Commerce des États-Unis **(USTR)** a publié les objectifs de négociation de l'ALÉNA de l'administration Trump en juillet 2017[5], les paysages politiques respectifs des États-Unis et du Mexique ont changé, ce qui a ajouté une couche d'incertitude à l'abrogation et au remplacement de l'ALÉNA par son successeur, l'ACEUM.

En ce qui concerne les États-Unis, les élections de mi-mandat de novembre 2018

[2] Global News, « Trump says he will tell Congress soon to terminate NAFTA », (1er décembre 2018), Global News, *citant* Reuters, en ligne : <https://globalnews.ca/news/4720022/donald-trump-nafta-termination-congress>.

[3] Patti Domm, « Energy is crown jewel of NAFTA nations and will bind them, even in a trade war », CNBC, (2 mars 2018), en ligne : <https://www.cnbc.com/2018/03/02/energy-is-crown-jewel-of-nafta-nations-and-will-tie-them-together-regardless-of-trade-deals-.html>.

[4] The Dialogue, «How Does the New USMCA Deal Affect the Energy Sector?» (4 octobre 2018), Energy Advisor, en ligne : < https://www.thedialogue.org/analysis/how-does-the-new-usmca-deal-affect-the-energy-sector>.

[5] Office of the United States Trade Representative, « Summary of Objectives for the NAFTA Renegotiation », (17 juillet 2017), USTR, en ligne : <https://ustr.gov/sites/default/files/files/Press/Releases/NATAObjectives.pdf>. Cet article adopte la version Canadienne de l'entente, ACEUM.

se sont traduites par un Congrès divisé, les démocrates prenant le contrôle de la Chambre des représentants et les républicains renforçant leur majorité sénatoriale. Depuis le 22 décembre 2018, une foule d'organismes du gouvernement des États-Unis ont dû fermer leurs portes à la suite d'une impasse entre le président Trump et le Congrès en raison des rejets croisés des programmes de dépenses proposés pour le financement du gouvernement fédéral par le président Trump et le Congrès[6].

Le président mexicain de gauche, Andreas Manuel Lopez Obrador, a amorcé son mandat le 1er décembre 2018. Il a accepté la conclusion et la signature de l'ACEUM[7]. Toutefois, les relations entre le Mexique et les États-Unis demeurent difficiles, tant sur le plan commercial que sur le plan plus général, comme en témoigne le litige par rapport au mur frontalier proposé par le président Trump.

(B) Ratification de l'ACEUM au Canada

Lorsqu'il a prévu la mise en œuvre de l'ALÉNA dans la *Loi de mise en œuvre de l'Accord de libre-échange nord-américain,* le Parlement canadien a modifié des éléments de la loi fédérale pour donner effet à l'ALÉNA[8]. Actuellement, la *Loi sur l'Office national de l'énergie* exige que l'*Office national de l'énergie* (ONE) donne effet à l'ALÉNA lorsqu'il exerce ses fonctions. Si l'ACEUM est ratifié et quand il le sera, sa loi de mise en œuvre contiendra vraisemblablement une disposition semblable[9]. Le gouvernement canadien prévoit actuellement ratifier l'ALÉNA et adopter la loi de mise en œuvre nécessaire rapidement une fois que l'auront fait les États-Unis. Par conséquent, on s'attend à ce qu'il s'agisse d'un projet de loi urgent, exigeant du Parlement qu'il tienne des audiences et qu'il l'adopte rapidement. Par voie de conséquence, les intervenants du secteur de l'énergie qui pourraient être touchés par le projet d'ACEUM sont encouragés à prendre des mesures proactives pour tenir des consultations sur la façon dont ils peuvent participer de façon significative à des discussions avec les représentants du gouvernement afin de bien comprendre la façon dont la loi de mise en œuvre sera rédigée par rapport à des questions d'intérêt particulières pour leurs entreprises. En outre, ils pourraient vouloir faire des suggestions sur la formulation de ladite loi.

(C) Qu'est-ce qui a changé?

L'ACEUM renferme des dispositions relatives à l'énergie dans diverses parties de l'accord, et un très court chapitre distinct intitulé « Reconnaissance du droit de propriété direct, inaliénable et imprescriptible des États-Unis du Mexique sur les hydrocarbures ». De plus, le Canada et les États-Unis ont accepté le contenu d'une lettre d'accompagnement bilatérale exécutoire entre les États-Unis et le Canada sur les mesures réglementaires en matière d'énergie et la transparence de la réglementation, qui ne s'applique pas au Mexique.

1. Élimination de l'exigence de proportionnalité

Pour le Canada et les États-Unis, l'un des principaux changements dans l'ACEUM est l'élimination de la « disposition sur

[6]Le président Trump a insisté pour que tout projet de loi de dépense contienne les 5 milliards de dollars américains nécessaires pour ériger le « mur » entre les États-Unis et le Mexique. Au moment d'écrire ces lignes, la fermeture dure depuis 27 jours, soit la plus longue fermeture de l'histoire des États-Unis. Voir The Globe and Mail, « Is the U.S. government shutdown still on? A guide to the standoff between Trump and Congress », (8 janvier 2019), en ligne : <https://www.theglobeandmail.com/world/us-politics/article-us-government-shutdown-trump-congress-wall-explainer>.

[7]The New York Times, « Mexico's New Leader, Once a Nafta Foe, Welcomes New Deal », (1er octobre 2018), N.Y. Times, en ligne : <https://www.nytimes.com/2018/10/01/world/americas/nafta-mexico.html>.

[8]Voir *Loi de mise en œuvre de l'Accord de libre-échange nord-américain,* LC 1993, ch 44.

[9]*Ibid*, art 10; voir aussi *Loi de mise en œuvre de l'Accord sur l'Organisation mondiale du commerce,* LC 1994, ch 47, art 8.

la proportionnalité énergétique ». Cette disposition, qui faisait partie de l'article 605 de l'ALÉNA[10], oblige en fait le Canada et les États-Unis à accorder un traitement national aux acheteurs nationaux de produits énergétiques dans l'autre pays si des mesures de restriction des exportations sont prises en période de pénurie, comme le permet l'article XI de l'*Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce* (**GATT**[11]). Selon ses modalités, aucune mesure gouvernementale ne peut réduire la proportion de l'offre d'un produit énergétique pour l'autre partie en fonction des niveaux d'exportation récents. Cette obligation de garantir l'approvisionnement d'une quantité précise de produits n'a jamais produit ses effets prévus et elle a plutôt empêché les gouvernements d'intervenir sur le marché, ce qui a pour effet de réduire l'offre d'une manière qui a des répercussions disproportionnées sur les acheteurs nationaux dans l'autre pays. Les parties à l'ALÉNA n'ont jamais invoqué cette clause, et les préoccupations des États-Unis au sujet de la fiabilité de l'approvisionnement en énergie se sont dissipées avec l'énorme croissance de leur propre production d'énergie.

2. Élimination progressive des dispositions de règlement des différends entre un investisseur et un État entre le Canada et les États-Unis

Les dispositions du chapitre 11 de l'ALÉNA sur le règlement des différends entre un investisseur et un État (appelé **RDIE**) établissent un mécanisme de règlement des différends entre les États membres de l'ALÉNA et leurs investisseurs pour les investissements visés par l'accord. Du point de vue des investisseurs du secteur pétrolier et gazier, le mécanisme de RDIE de l'ALÉNA a joué un rôle crucial dans la protection contre le traitement injuste ou l'expropriation par d'autres pays hôtes. Les investisseurs privés ont réussi non seulement à recouvrer les coûts engagés, mais aussi à réaliser les bénéfices attendus. Il est clair que les investisseurs avaient structuré leurs propositions d'investissement de manière à tirer parti des recours possibles prévus au chapitre 11. Par exemple, au moment de la rédaction du présent article, quatre des cinq cas d'arbitrage en cours en vertu du chapitre 11 de l'ALÉNA contre le gouvernement du Canada concernaient respectivement le secteur de l'énergie, un projet de carrière et de terminal maritime, la mise en valeur et la production des ressources pétrolières et gazières (deux cas) et un projet d'aménagement de parc éolien[12].

Fait important, l'ACEUM éliminera progressivement les dispositions de RDIE de l'ALÉNA entre le Canada et les États-Unis. Selon le chapitre 14 de l'ACEUM, Investissement, pendant trois ans après la fin de l'ALÉNA[13],

---

[10]*Ibid*, art 605 : Autres mesures à l'exportation :

« […] une Partie pourra adopter ou maintenir une restriction par ailleurs justifiée en vertu des articles XI 2a) ou XX g), i) ou j) de l'Accord général en ce qui concerne l'exportation d'un produit énergétique ou d'un produit pétrochimique de base vers le territoire d'une autre Partie, *uniquement :*

a) si la restriction ne réduit pas la proportion des expéditions totales pour exportation du produit énergétique ou du produit pétrochimique de base mis à la disposition de cette autre Partie par rapport à l'approvisionnement total en ce produit de la Partie qui maintient la restriction, comparativement à la proportion observée pendant la période de 36 mois la plus récente pour laquelle des données sont disponibles avant l'imposition de la mesure, ou pendant toute autre période représentative dont peuvent convenir les Parties;

b) si la Partie n'impose pas, au moyen de mesures telles que des licences, des droits, des taxes ou des prescriptions de prix minimaux, un prix à l'exportation vers cette autre Partie plus élevé que le prix demandé lorsque le produit est consommé au pays. Cette disposition ne s'applique pas au prix plus élevé qui peut résulter d'une mesure prise conformément à l'alinéa a), qui ne restreint que le volume des exportations; et

c) si la restriction n'exige pas une perturbation des voies normales assurant l'approvisionnement de cette autre Partie ni des proportions normales entre des produits énergétiques ou des produits pétrochimiques de base fournis à cette autre Partie, par exemple entre le pétrole brut et les produits raffinés, et entre différentes catégories de pétrole brut et de produits raffinés. [italique ajouté].

[11]GATT, 1994 : *Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce 1994* (15 avril 1994), art XI Élimination générale des restrictions quantitatives.

[12]Affaires mondiales Canada, « ALÉNA – Chapitre 11 – Investment – Poursuites contre le Gouvernement du Canada; Notifications d'intentions et arbitrages actifs », en ligne : <https://www.international.gc.ca/trade-agreements-accords-commerciaux/topics-domaines/disp-diff/gov.aspx?lang=fra>.

[13]Accord Canada—États-Unis—Mexique, ch 14, annexe 14-C, art 3 [ACEUM] (« Le consentement donné par une Partie aux termes du paragraphe 1 expire trois ans après l'extinction de l'ALÉNA de 1994 ».).

les « Plaintes en instance et plaintes concernant un investissement antérieur[14] » seront couvertes en vertu de ce qui étaient auparavant des dispositions du chapitre 11 de l'ALÉNA. Par la suite, le RDIE ne sera plus disponible pour protéger les investissements des investisseurs canadiens aux États-Unis ou ceux des investisseurs américains au Canada. Cette absence de recours privé à l'arbitrage fondé sur l'ALÉNA aura des répercussions dans le secteur de l'énergie.

Les investisseurs canadiens ou américains doivent présenter toute plainte valide concernant des investissements établis ou acquis pendant que l'ALÉNA était en vigueur dans les trois ans suivant la fin de l'ALÉNA. Après la période de trois ans prévue pour les plaintes concernant un investissement antérieur, les investisseurs canadiens et américains ne pourront plus invoquer les recours au RDIE fondés sur l'ALÉNA. Sur le plan stratégique, les investisseurs canadiens qui pourraient avoir des différends en matière d'investissement avec les États-Unis devraient envisager de retenir les services d'un avocat pour évaluer le bien-fondé de leur cause dans le délai prescrit de trois ans.

L'accès au RDIE est plus restreint, mais continu, pour les investissements entre les États-Unis et le Mexique dans des industries clés, notamment le pétrole et le gaz[15], les services de production d'électricité[16], le transport[17], la propriété ou la gestion de certaines routes, chemins de fer, ponts ou canaux[18], et les télécommunications[19]. Dans ces cas, les investisseurs américains ou mexicains peuvent soulever des plaintes fondées sur la plupart des mesures de protection des investisseurs de l'ACEUM sans devoir d'abord recourir à des mécanismes locaux. Pour les autres secteurs, l'ACEUM maintient le RDIE entre les États-Unis et le Mexique seulement si le demandeur épuise d'abord les recours nationaux. Cela signifie que les plaignants ne peuvent pas contourner les tribunaux mexicains; en fait, ils doivent essayer d'utiliser des recours locaux pendant une période de 30 mois, au terme de laquelle le RDIE devient alors disponible si ce recours n'aboutit pas à une conclusion[20].

Avec ces changements, les investisseurs canadiens ou américains seront tenus de s'en remettre à des tribunaux nationaux ou à d'autres tribunaux d'arbitrage internationaux pour trancher les différends éventuels en matière d'investissement.

Par ailleurs, les investisseurs canadiens dans le secteur de l'énergie au Mexique, et vice versa, bénéficient de la protection du RDIE grâce aux dispositions de l'Accord de Partenariat transpacifique global et progressiste (PTPGP), qui sont entrées en vigueur le 30 décembre 2018[21]. En effet, les investisseurs mexicains et canadiens continuent de bénéficier des

---

[14]Un « investissement antérieur » désigne « un investissement d'un investisseur d'une autre Partie sur le territoire de la Partie qui est établi ou acquis entre le 1er janvier 1994 et la date d'extinction de l'ALÉNA de 1994, et qui existe à la date d'entrée en vigueur du présent accord ». Cela signifie qu'un investissement doit avoir été « établi ou acquis » au moment de l'entrée en vigueur de l'ALÉNA et demeurer « en vigueur » à la date de l'entrée en vigueur de l'ACEUM. Voir l'ACEUM, *supra*, note 13, « Plaintes en instance et plaintes concernant un investissement antérieur », para 6(a), en ligne : <https://www.international.gc.ca/trade-commerce/assets/pdfs/agreements-accords/ACEUM-aceum/aceum-14.pdf>.

[15]ACEUM, ch 14, Annex 14-C, al 6(b)i) (« […] les activités relatives au pétrole et au gaz naturel sous le contrôle d'une autorité nationale d'une Partie à l'annexe, notamment l'exploration, l'extraction, le raffinage, le transport, la distribution ou la vente »).

[16]*Ibid*, al 6(b)ii).

[17]*Ibid*, al 6(b)iv).

[18]*Ibid*, al 6(b)v) (l'annexe limite « la propriété et la gestion de routes, voies ferrées, ponts, canaux ou barrages, qui ne sont pas destinés à l'usage et au bénéfice exclusifs ou prédominants du gouvernement d'une Partie à l'annexe »).

[19]*Ibid*, al 6(b)iii).

[20]Voir ACEUM, *supra* note 13, art 14.D.5 : Conditions et limitations du consentement

[…]

(b) le demandeur ou l'entreprise a obtenu une décision définitive d'un tribunal de dernière instance du défendeur, ou 30 mois se sont écoulés depuis la date à laquelle la procédure mentionnée au sous-paragraphe a) a été engagée[…]

La note 25 indique que cette disposition ne s'applique pas : « Les dispositions des sous-paragraphes a) et b) ne s'appliquent pas dans la mesure où le recours aux procédures internes était de toute évidence futile ». Il reste à voir comment les investisseurs américains invoquent cette « futilité » évidente lorsqu'il cherche un règlement des différends investisseur-État contre le gouvernement du Mexique sans d'abord chercher à obtenir un recours juridique au Mexique.

[21]Voir Gouvernement du Canada, « Qu'est-ce que l'Accord de Partenariat transpacifique global et progressiste? » (date de modification : 8 janvier 2019) en ligne : <https://international.gc.ca/trade-commerce/trade-agreements-accords-commerciaux/agr-acc/cptpp-ptpgp/index.aspx?lang=fra>.

recours possibles pour les différends en matière d'investissements privés qui surviennent dans l'autre pays.

Les parties à l'ACEUM peuvent néanmoins contester les violations des mesures de protection des investissements prévues dans l'Accord au moyen du mécanisme de règlement des différends entre États prévu au chapitre 31 de l'ACEUM[22], qui remplace le chapitre 20 de l'ALÉNA, et permet au gouvernement de tout pays partie à l'ALÉNA de déposer une plainte s'il estime qu'un autre gouvernement viole l'Accord. Toutefois, le règlement des différends entre États peut ne pas permettre de réparer les dommages subis par les investisseurs privés en raison des violations de l'ACEUM.

3. Élimination des droits de douane sur le pétrole lourd contenant des diluants

L'ACEUM comprend une modification à la règle d'origine pour permettre jusqu'à 40 % des diluants non originaires dans les pipelines pour le transport du pétrole brut sans que cela ait d'incidence sur le statut du pétrole comme produit admissible à un traitement en franchise de droits en vertu de l'Accord[23]. Il s'agit d'une demande de longue date de l'industrie canadienne. Lorsque les producteurs mélangent du bitume et du pétrole brut lourd avec des condensats ou des diluants pour transporter le pétrole par pipeline, le pétrole brut mélangé ne peut plus être considéré comme « entièrement obtenu ou produit » au Canada si le diluant lui-même n'est pas considéré comme admissible en vertu des règles d'origine de l'ALÉNA. Certaines expéditions de brut canadien n'étaient pas admissibles à un traitement en franchise de droits en vertu de l'ALÉNA et étaient assujetties à des droits américains. Cette modification permettra de régler ce problème technique qui a entraîné des droits de douane et d'autres frais de plus de 60 millions de dollars par année sur les exportations de pétrole brut canadien vers les États-Unis[24].

4. L'ACEUM ne couvre pas les marchés publics entre le Canada et les États-Unis.

L'une des caractéristiques les plus surprenantes de l'ACEUM est l'omission du Canada dans les dispositions de l'Accord relatives aux marchés publics[25]. Les obligations du chapitre sur les marchés publics ne s'appliquent qu'aux États-Unis et au Mexique[26]. Les marchés publics entre le Canada et les États-Unis sont couverts par l'Accord sur les marchés publics **(AMP)** de l'Organisation mondiale du commerce **(OMC)**, dont le Canada et les États-Unis sont parties. Le Mexique ne fait pas partie de l'AMP.

L'AMP révisé actuel est entré en vigueur en 2014. Il s'agit d'une version améliorée de l'accord initial qui prévoit une plus grande couverture que l'AMP ou l'ALÉNA. La protection des entités par le Canada en vertu de l'AMP est plus large, car il lie les marchés publics de ses provinces, alors que l'ALÉNA n'offre pas de protection aux entités des gouvernements sous-centraux. En vertu de ces deux accords, le Canada protège les mêmes entités et entreprises du gouvernement fédéral[27]. En vertu de l'AMP, 37 États américains sont couverts par l'accord à titre d'« entités gouvernementales sous-centrales (fédérales[28]) ». Dans ces États, les Canadiens sont admissibles à soumissionner aux contrats prévus dans l'accord.

---

[22]L'efficacité du règlement des différends entre États n'est toujours pas résolue parce que chaque pays peut bloquer la nomination de panélistes comme tactique d'obstruction.

[23]Voir ACEUM, *supra* note 13, annexe 4-B, « Règles d'origine spécifiques aux produits », Note 4 : « Aux fins de déterminer si un produit visé par la position 27.09 est un produit originaire, il n'est pas tenu compte de l'origine du diluant visé par la position 27.09 ou 27.10 qui est utilisé pour faciliter le transport entre les Parties d'huiles de pétrole brut et de pétroles bruts extraits de minéraux bitumineux visés par la position 27.09, à la condition que le diluant ne constitue pas plus de 40 % du volume du produit ».

[24]Gouvernement du Canada, « ACEUM Energy provisions summary », en ligne : <https://international.gc.ca/trade-commerce/trade-agreements-accords-commerciaux/agr-acc/ACEUM-aceum/energy-energie.aspx?lang=eng>.

[25]ACEUM, art 13.2.

[26]ACEUM, ch 13 : Marchés publics, art 13.2.3, en ligne : <https://www.international.gc.ca/trade-commerce/assets/pdfs/agreements-accords/cusma-aceum/aceum-13.pdf>.

[27]Jean Heilman Grier, « USMCA – Modernized NAFTA : Procurement » (5 octobre 2018), en ligne : <https://trade.djaghe.com/?p=5174>. [en anglais seulement]

[28]Annexe 2, entités des gouvernements sous-centraux, l'engagement des États-Unis à l'égard de l'*Accord sur les marchés publics de l'Organisation mondiale du commerce,* en ligne : <https://www.wto.org/french/tratop_f/gproc_f/gp_app_agree_f.htm>.

Cet aspect est important parce que, bien que la plupart des fonds d'approvisionnement proviennent du gouvernement fédéral, dans la majorité des projets, l'entité contractante se trouve au niveau de l'État ou au niveau local. Bien que ces accords commerciaux ne s'appliquent pas aux municipalités, le libre accès aux marchés publics au niveau des États est un avantage important offert par l'AMP et offre des débouchés importants aux entreprises canadiennes du secteur de l'énergie[29].

Les différences les plus évidentes sont les seuils plus élevés (les valeurs monétaires au niveau ou au-dessus desquelles le marché public est ouvert à des fournisseurs étrangers en vertu de l'accord) qui s'appliquent aux marchés protégés en vertu de l'AMP comparativement aux dispositions de l'ALÉNA sur les marchés publics. Cela réduit le nombre de marchés auxquels les entreprises américaines et canadiennes peuvent soumissionner dans les processus d'approvisionnement respectifs de chaque gouvernement[30].

Par ailleurs, les seuils applicables au Mexique et aux États-Unis dans le cadre de l'ACEUM demeurent les mêmes que ceux actuellement disponibles dans le cadre de l'ALÉNA. Comme dans l'ALÉNA, l'ACEUM permet au Mexique de réserver une certaine partie de ses achats aux fournisseurs mexicains. Il peut réserver des marchés publics d'une valeur maximale de 2,328 milliards de dollars chaque année civile, les montants devant être rajustés annuellement en fonction de l'inflation cumulative[31]. Ces marchés peuvent être attribués par toutes les entités, y compris Petróleos Mexicanos (PEMEX) et la Comisión Federal de Electricidad (CFE) (Federal Electricity Commission). Toutefois, la valeur totale des marchés publics réservés par PEMEX et CFE ne peut dépasser 466 millions de dollars américains par an[32]. Il y a aussi toute une gamme de marchés réservés que les États-Unis peuvent utiliser pour entraver l'accès étranger à ses marchés publics.

Enfin, le PTPGP régit les relations entre le Canada et le Mexique en matière d'approvisionnement. Toutes les provinces et tous les territoires du Canada ont pris des engagements infranationaux sur les marchés publics dans le cadre du PTPGP qui sont comparables à ceux pris dans le cadre de l'AMP. Les engagements au niveau infranational se limitent aux activités d'approvisionnement menées par les ministères et organismes provinciaux et territoriaux; les activités d'approvisionnement des municipalités canadiennes ne sont pas visées par le PTPGP.

Tableau 1 : Seuils des accords commerciaux
(30 décembre 2018 au 31 décembre 2019 en dollars canadiens)

Accord de libre-échange	**Entités (ministères et organismes)**			**Sociétés d'État et autres entreprises publiques**		
	Biens	**Services**	**Construction**	**Biens**	**Services**	**Construction**
PTPGP	237 700	237 700	9 100 000	649 100	649 100	9 100 000
Accord de libre-échange nord-américain (ALÉNA)						
Canada/États-Unis	32 900	106 000	13 700 000	530 000	530 000	16 900 000
Canada/Mexique	106 000	106 000	13 700 000	530 000	530 000	16 900 000
Accord sur les marchés publics de l'Organisation mondiale du commerce (AMP-OMC)	237 700	237 700	9 100 000	649 100	649 100	9 100 000

Source : Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada, Avis sur la Politique sur les marchés : 2018-01[33]

[29]Service des délégués commerciaux du Canada, « Accords commerciaux – *Accord sur les marchés publics* (AMP) de l'Organisation mondiale du commerce » en ligne : <https://www.deleguescommerciaux.gc.ca/sell2usgov-vendreaugouvusa/procurement-marches/trade_agreem-acc_cciaux.aspx?lang=fra>.

[30]Congressional Research Service, « Memorandum: The Proposed USMCA and U.S. Trade Relations with Mexico », 30 octobre 2018, en ligne : <https://cuellar.house.gov/uploadedfiles/usmca_comparison_and_mexico_released.pdf>. [en anglais seulement]

[31]ACEUM, ch 13, annexe 13-A, « Liste du Mexique » au para 4(a).

[32]*Ibid* au para 4(d).

[33]En ligne : <https://www.canada.ca/fr/secretariat-conseil-tresor/services/avis-politique/avis-politique-marches-2018-01.html>.

Selon la nature de l'approvisionnement et de l'entité qui l'effectue, les soumissionnaires canadiens éventuels devront dépouiller diverses dispositions en vertu de l'AMP ou du PTPGP nouvellement élaboré. Voici les seuils d'accès complets, en vertu du PTPGP, de l'ALÉNA et de l'AMP, des marchés émis par des entités gouvernementales (c.-à-d. ministères et organismes), des sociétés d'État et d'autres entreprises gouvernementales visant des biens, des services et des travaux de construction.

5. La lettre bilatérale Canada–États-Unis sur l'énergie

Le Canada et les États-Unis ont négocié une lettre bilatérale sur l'énergie[34], en marge de l'ACEUM, intitulée « Mesures de réglementation de l'énergie et transparence en matière de réglementation », à la phase finale de la négociation en remplacement d'un chapitre sur l'énergie qui avait été négocié, mais qui a été abandonné à la demande du nouveau gouvernement du Mexique pendant la phase des négociations bilatérales États-Unis–Mexique au cours de l'été. Lorsqu'ils ont été confrontés à un accord de libre-échange bilatéral entièrement conclu entre les États-Unis et le Mexique en août 2018[35], les négociateurs canadiens ont rapidement pris note que le chapitre sur l'énergie avait disparu et ont discuté avec leurs homologues américains de l'idée d'inclure une lettre bilatérale qui serait exécutoire et ferait partie intégrante de l'Accord. Le Canada et les États-Unis ont convenu que la lettre bilatérale « fait partie intégrante de l'Accord » [traduction][36]. Ses dispositions entreront en vigueur à l'entrée en vigueur de l'ACEUM. La lettre bilatérale offre une garantie infaillible et contraignante précisant que les parties ne seront pas soumises à un traitement pire que celui qui est actuellement appliqué.

Les principales caractéristiques de cette lettre sont les suivantes :

- ***La lettre ne s'applique qu'aux mesures de réglementation de l'énergie au niveau du gouvernement central (article 2).***

- ***Elle renferme un article encourageant la coopération dans le secteur de l'énergie (Article 3).*** Bien que la disposition soit en grande partie symbolique, le libellé reflète les engagements du Canada et des États-Unis de coopérer en matière de réglementation de l'énergie, en reconnaissance de l'importance d'améliorer l'intégration des marchés énergétiques nord-américains en fonction des principes du marché.

- ***Elle renferme des dispositions qui obligent le Canada et les États-Unis à établir ou à maintenir un organisme de réglementation indépendant et à établir des exigences en matière de transparence pour le processus d'autorisation dans le secteur de l'énergie (articles 4.1, 4.2, 4.3 et 4.4).*** Il s'agit d'une importante disposition fondamentale de la lettre et elle est particulièrement pertinente pour les intervenants du secteur canadien de l'énergie. Elle traite des mesures réglementaires et de l'exigence de transparence. Le paragraphe 4.3 permet à une Partie d'exiger une autorisation pour participer à des activités liées à l'énergie sur son territoire. Par exemple, le gouvernement du Canada peut exiger que les demandeurs demandent l'autorisation d'entreprendre certaines activités comme l'exploitation d'un pipeline, ce que fait l'Office national de l'énergie[37]. Le paragraphe 4.4 comprend des

[34]Gouvernement du Canada, « Annexe : Mesures de réglementation de l'énergie et transparence en matière de réglementation pour l'Accord Canada-É.-U.-Mexique » (Lettre datée du 30 novembre 2018), en ligne : <https://international.gc.ca/trade-commerce/assets/pdfs/agreements-accords/cusma-aceum/lettre-energie.pdf >.

[35]Damian Paletta, Erica Werner & David J. Lynch, « Trump announces separate U.S.-Mexico trade agreement, says Canada may join later », (27 août 2018), Washington Post, en ligne : <https://www.washingtonpost.com/business/2018/08/27/us-mexico-reach-partial-agreement-resolve-trade-conflict-step-towards-nafta-deal/>. [en anglais seulement]

[36]Lettre de Robert E. Lighthizer, représentant de l'USTR à l'honorable Chrystia Freeland, ministre des Affaires étrangères du Canada (datée du 30 novembre 2018). [en anglais seulement]

[37]Au Canada, les sociétés régies par la *Loi sur l'Office national de l'énergie,* LRC (1985), ch N-7, la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada,* LRC (1985), ch O-7, ou la *Loi fédérale sur les hydrocarbures,* LRC (1985), ch 36 (2e suppl) doivent obtenir l'autorisation ou l'approbation de l'Office national de l'énergie pour diverses activités. Voir *Office national de l'énergie,* « Demandes et dépôts », en ligne : <https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/index-fra.html>.

exigences en matière de préavis, qui sont importantes compte tenu de l'expérience de certaines entreprises canadiennes aux États-Unis. La publication de renseignements pertinents au processus d'autorisation et l'établissement de cette exigence dans la loi sont une condition préalable à l'obtention d'une autorisation. Fait important, le paragraphe 4.2 exige que chaque Partie « S'agissant de l'application des mesures de réglementation de l'énergie, chacune des Parties s'efforce de faire en sorte que les autorités de réglementation de l'énergie sur son territoire évitent, dans toute la mesure du possible, de perturber les relations contractuelles ».

- ***Elle énonce l'obligation pour le Canada et les États-Unis de prévoir un droit d'exercer un recours en appel ou en révision judiciaire contre la décision concernant ces autorisations conformément à la loi de chaque partie (article 4.8).*** Corollaire à l'exigence relative à l'avis, ce paragraphe offre un moyen juridique de recours en appel ou de révision judiciaire par un demandeur débouté. Le droit de révision judiciaire existe actuellement en pratique; ainsi, cette disposition est considérée comme un « verrou » de traité du droit interne existant (non fondé sur un traité). Toutefois, ce droit de recours en appel ou de révision ne s'applique pas aux « autorisations relatives à la construction, à la connexion, à l'exploitation ou à la maintenance d'infrastructures transfrontalières, y compris d'installations de transmission électrique et de réseaux de pipelines, aux frontières internationales[38] ».

- ***Elle énonce une obligation stipulant que toute mesure régissant l'accès aux installations de transmission électrique ne doit pas être « ni indûment discriminatoire ni indûment préférentielle » (article 5.1).*** Cette disposition établit un traitement non discriminatoire en ce qui concerne l'accès aux installations de transmission électrique et aux réseaux de pipelines. Dans le passé, il y a eu des problèmes de ce genre dans les États où *la California Public Utilities Commission* a cherché à perturber le cadre contractuel de longue date régissant le flux de gaz naturel en provenance de l'Alberta. Étant donné le libellé général utilisé, il reste à voir si des protections supplémentaires seront reconnues à la suite de cette disposition. À cet égard, l'article 5.1 stipule que l'expression « ni indûment discriminatoire ni indûment préférentielle » doit être interprétée particulièrement en référence aux précédents liés au commerce qui peuvent différer de l'interprétation utilisée dans les lois nationales sur les services publics.

- ***Elle fait état de l'engagement de longue date pris par les États-Unis dans le cadre de l'ALE entre le Canada et les États-Unis voulant que la Bonneville Power Administration, un organisme fédéral américain, accorde à BC Hydro « un traitement non moins favorable » que le traitement le plus favorable accordé aux services publics situés à l'extérieur de la région du Nord-Ouest Pacifique (article 5.2).*** Cette disposition est un vestige de l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis et de l'ALÉNA. L'énergie est vendue librement sur le marché par BC Hydro et la Bonneville Power Authority située à Washington afin de maintenir des prix et un approvisionnement stables pour tous les participants.

6. L'ACEUM contient un chapitre propre au Mexique sur la reconnaissance « du droit de propriété direct, inaliénable et imprescriptible des États-Unis du Mexique sur les hydrocarbures »

Le chapitre 8 de l'ACEUM reconnaît le droit souverain du Mexique de réglementer et de modifier son cadre juridique national, y compris la Constitution. Il réaffirme également la propriété « directe, inaliénable et imprescriptible sur les hydrocarbures » du Mexique dans son sous-sol. Le nouveau gouvernement du président mexicain de gauche, qui s'est opposé

[38] *Supra*, note 4, Canada-U.S. Side Letter on Energy. [en anglais seulement]

avec véhémence à la réforme du secteur de l'énergie du Mexique amorcée en décembre 2013, a demandé ce chapitre. Il reste à voir comment l'administration du nouveau président mexicain pourrait utiliser cette disposition pour renforcer sa politique énergétique et réglementer davantage les investissements et la production d'hydrocarbures des investisseurs étrangers. À première vue, la disposition semble déclaratoire; elle ne touche aucune des dispositions particulières qui se trouvent ailleurs dans l'ACEUM. Il se peut que le président Obrador considère cette disposition davantage comme une déclaration à son auditoire national qu'une disposition donnant au Mexique de nouveaux droits en vertu de l'ACEUM.

Cela dit, la poursuite par le nouveau gouvernement de l'autosuffisance énergétique du Mexique pourrait donner lieu à une priorité accrue pour les investissements publics, tandis que les investissements privés et étrangers joueront un « rôle secondaire[39]».

Par exemple, en décembre 2018, à la demande de la nouvelle administration mexicaine, la *Commission nationale des hydrocarbures du Mexique* **(CNH)**, qui mène les appels d'offres et surveille les contrats, a annulé les deux plus importantes rondes d'enchères en amont (rondes 3.2 et 3.3[40]) et Petroleos Mexicanos **(PEMEX)** a retardé de sept mois l'exploitation de sept grappes terrestres. Une coentreprise appelée Tonalli Energia, formée par une entreprise canadienne, International Frontier Resources Corporation **(IFR)**, en partenariat avec la société pétrochimique mexicaine Grupo IDESA, s'était enregistrée et avait obtenu l'accès à la salle de données pour le deuxième appel d'offres de la ronde 3.2 de la réforme du secteur de l'énergie pétrolière et gazière du Mexique. Comme le décrit IFR, la ronde 3.2 comprend « 37 blocs terrestres conventionnels » [traduction]. À la mi-mai 2018, huit entreprises avaient lancé le processus de préqualification et 12 avaient manifesté leur intérêt à participer à la ronde 3.2[41].

Il est important de préciser que l'ACEUM comprend également un nouveau chapitre sur les entreprises appartenant à l'État[42], qui élargit la définition des entreprises appartenant à l'État et reflète en grande partie le libellé du PTPGP. Le chapitre modernisé oblige les entreprises appartenant à l'État et les monopoles désignés à fonctionner « en fonction de considérations commerciales » et à acheter et à vendre des biens et des services de façon non discriminatoire[43]. Du point de vue des entreprises canadiennes ou américaines du secteur de l'énergie, ces engagements sont des ajouts positifs à l'accord qui aideront à assurer des règles du jeu équitables et une plus grande prévisibilité dans les relations avec les entreprises appartenant à l'État du Mexique, comme PEMEX et CFE.

7. Une « aide non commerciale » est accordée au pipeline Trans Mountain.

D'une façon générale, l'ACEUM interdit aux États membres de fournir une aide non commerciale aux sociétés d'État, ce qui signifie que les gouvernements ne peuvent aider les sociétés à restructurer leur dette, sauver une société de la faillite ou offrir des services à des conditions plus favorables que celles qui sont offertes sur le marché[44]. Toutefois, en vertu de l'Annexe IV de l'ACEUM, le gouvernement canadien a inscrit Trans Mountain Corporation (TMC) sur la liste des exceptions à l'aide non commerciale, « dans des circonstances qui menacent la viabilité continue de l'entreprise bénéficiaire [TMC] et aux seules fins[…] de rétablir sa viabilité et de remplir son mandat[45] ». Cet article indique que le gouvernement canadien est autorisé à fournir de l'aide au pipeline Trans Mountain jusqu'à ce que TMC soit privatisé ou jusqu'à ce que dix ans se soient écoulés à partir de la

[39]Isabelle Rousseau, « Mexico's Energy Reforms at Risk? » Edito Energie, décembre 2018, Institut français des relations internationales, (3 décembre 2018), en ligne : <https://www.ifri.org/en/publications/editoriaux-de-lifri/edito-energie/mexicos-energy-reforms-risk>. [en anglais seulement]

[40]La réforme du secteur de l'énergie du Mexique est entrée en vigueur le 20 décembre 2013.

[41]International Frontier Resources Corporation, « Mexico : Projects », en ligne : <http://www.internationalfrontier.com/s/Mexico.asp>. [en anglais seulement]

[42]Voir ACEUM, *supra*, note 13, ch 22, « Entreprises appartenant à l'État et monopoles désignés », en ligne : <https://international.gc.ca/trade-commerce/assets/pdfs/agreements-accords/ACEUM-aceum/ACEUM-22.pdf>.

[43]*Ibid*, art 22.4 : Traitement non discriminatoire et considérations commerciales.

[44]*Ibid*, art 22.1 : Définitions de « aide non commerciale ».

[45]*Ibid*, annexe IV – Canada.

date d'entrée en vigueur de l'ACEUM, selon la première éventualité. Il convient de souligner que la capacité du gouvernement canadien de fournir de l'aide est limitée à dix ans à partir de la date d'entrée en vigueur de l'ACEUM, car cela pourrait être un facteur dans la décision future du gouvernement canadien de privatiser TMC.

(D) Qu'est-ce qui n'a pas changé?

1. **La plupart des dispositions de l'ALÉNA demeurent intactes. En l'essence, l'ACEUM maintient plus ou moins la plupart des dispositions de l'ALÉNA pour ce qui est : du traitement en franchise de droits pour presque tous les biens, des disciplines solides pour les services, de l'investissement et des règles un peu renforcées en matière de propriété intellectuelle.**

2. **L'ACEUM conserve le mécanisme de règlement des différends du groupe spécial binational.**

L'ACEUM préserve le « mécanisme de règlement des différends » du groupe spécial binational, prévu au chapitre 19 de l'ALÉNA, et confère à toutes les parties privées le droit de contester les décisions relatives aux droits antidumping et compensateurs devant un groupe d'experts binational indépendant[46]. Le chapitre 19 de l'ALÉNA est devenu une ligne rouge pour le Canada pendant les négociations, contesté par les négociateurs américains qui voulaient éliminer ce système. Le maintien du mécanisme est une nette victoire politique pour le Canada. Par le passé, les entreprises canadiennes ont eu recours à des groupes spéciaux de règlement des différends en vertu du chapitre 19 pour contester les décisions des États-Unis en matière de recours commerciaux, notamment en ce qui concerne le bois d'œuvre[47].

Il convient de souligner qu'il existe une longue liste de recours commerciaux de plus en plus nombreux intentés par le Canada contre des fournisseurs étrangers de biens, et que ces recours revêtent une importance considérable pour l'industrie de l'énergie.

3. **Les droits de douane américains sur l'acier et l'aluminium en vertu de l'article 232 demeurent en vigueur**

L'ACEUM ne règle pas le différend au sujet des tarifs appliqués en vertu de l'article 232 *Trade Expansion Act of 1962*[48] des États-Unis sur les importations d'acier et d'aluminium en provenance du Canada et du Mexique, ni les contre-mesures de rétorsion que le Canada et le Mexique ont tous deux mises en place. L'article 232 autorise le président des États-Unis à restreindre les importations de marchandises qui, selon lui, constituent « une menace à la sécurité nationale ». En vertu de ce pouvoir, le président a imposé des droits de 25 % et de 10 % à une gamme d'importations d'acier et d'aluminium de tous les pays, y compris le Canada.

L'élimination de ces droits et des contre-mesures canadiennes appliquées en guise de représailles est l'un des principaux objectifs commerciaux du Canada au cours des prochains mois. Entre-temps, ils constituent un problème majeur non seulement pour les producteurs canadiens d'acier et d'aluminium, mais aussi pour les utilisateurs de ces produits, comme les entreprises d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction **(IAC)**, les producteurs d'énergie, les sociétés pipelinières et les entreprises intermédiaires. Heureusement, de nombreux intérêts américains attachent aussi de l'importance à l'élimination de ces tarifs américains et des contre-mesures canadiennes et mexicaines. Chuck Grassley, l'ancien président républicain du Comité sénatorial des finances, a fait du recours à l'article 232 par le président une priorité pour son comité.

II. CONCLUSION

Compte tenu des nombreux éléments en mouvance et des obstacles politiques, le contenu final et la mise en œuvre de l'ACEUM demeureront incertains pendant de nombreux mois. S'il est mis en œuvre, l'ACEUM offrira une prévisibilité et un cadre solide pour la réglementation sur secteur nord-américain de l'énergie. Toutefois, il donnera également lieu à des changements importants, dont il

[46] *Ibid*, ch 10 : Recours commerciaux, annexe 10-B.1 Institution des groupes spéciaux binationaux, en ligne : <https://www.international.gc.ca/trade-commerce/assets/pdfs/agreements-accords/cusma-aceum/aceum-10.pdf>.

[47] Affaires mondiales Canada, « Bois d'œuvre résineux », en ligne : <https://www.international.gc.ca/controls-controles/softwood-bois_oeuvre/index.aspx?lang=fra>.

[48] *Trade Expansion Act of 1962,* Pub L No 87-794, art 232, 76 Stat 872 (codifié à 19 USC ch 7).

est fait mention dans le présent article. Il importe que les intervenants les comprennent pleinement pour assurer une transition réussie vers le nouveau régime de commerce et d'investissement post-ALÉNA pour l'industrie de l'énergie. Les entreprises devraient évaluer l'incidence de ces changements lorsqu'elles envisagent la façon de structurer leurs activités et leurs investissements. Ces changements comprennent les suivants :

- la modification des droits des investisseurs, y compris l'élimination progressive du recours au mécanisme de règlement des différends investisseur-État entre le Canada et les États-Unis, et l'affaiblissement important de la protection des investisseurs américains au Mexique;

- des méthodes révisées d'avoir accès aux marchés publics des trois pays nord-américains;

- l'élimination des droits de douane sur les importations aux États-Unis de pétrole lourd canadien contenant des diluants;

- l'élimination de la clause de proportionnalité sur le commerce de l'énergie entre le Canada et les États-Unis.

En outre, les intervenants devraient surveiller d'autres développements commerciaux au-delà de la portée immédiate de l'ACEUM. Il s'agit notamment des droits imposés par les États-Unis en vertu de l'article 232 sur les importations d'acier et d'aluminium et des contre-mesures de rétorsion prises par le Canada et le Mexique en réaction à ces mesures. Dans le contexte commercial actuel, les entreprises du secteur de l'énergie devraient envisager d'utiliser l'éventail des recours disponibles pour atténuer l'incidence de ces mesures commerciales, y compris les décrets de remise, les rembours des droits de douane et l'exonération des droits de douane.

Les dispositions du PTPGP qui ne s'appliquent qu'entre le Mexique et le Canada offrent paradoxalement un cadre plus propice au commerce et plus stable pour les investisseurs que les dispositions de l'ACEUM. Toute analyse de la dynamique de l'économie nord-américaine du secteur de l'énergie devrait tenir compte de l'utilisation et de l'incidence des dispositions du PTPGP. L'incertitude entourant les règles et les mesures commerciales persistera au moins jusqu'à ce que le Congrès américain détermine le sort de l'ACEUM, mais les entreprises peuvent prendre des mesures pour atténuer leur exposition à divers risques. ■

LE STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITÉ EN AMÉRIQUE DU NORD

Paul Kraske, Milosz Zemanek**, Henry Ren et Tim Pavlov****

INTRODUCTION DES RÉDACTEURS

Le stockage de l'énergie est considéré par certains comme le « Saint Graal » de la technologie de l'énergie[1]. Les réseaux énergétiques sont construits pour gérer les charges de pointe; si les pointes et l'investissement en capital connexe peuvent être réduits, il en résulte d'énormes économies de coûts. Certaines offres de services comme la recharge des véhicules électriques (VE) sont impossibles sans cette disposition. La publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie a demandé à deux des plus grands spécialistes de la réglementation du stockage de l'énergie en Amérique du Nord de donner un aperçu de la situation actuelle.

LE STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITÉ AUX ÉTATS-UNIS : Y SOMMES-NOUS ARRIVÉS?[2]

En octobre 2015, les employés de l'usine de gaz naturel d'Aliso Canyon à Los Angeles, en Californie, ont découvert une fuite de méthane qui a entraîné la fermeture de l'usine. L'état d'urgence a par la suite été décrété par le gouverneur Jerry Brown. En plus des préoccupations environnementales et sanitaires connexes, les organismes de réglementation s'inquiétaient de l'impact de la fuite sur la disponibilité de l'électricité dans la région et des pannes d'électricité d'une semaine semblaient inévitables. La solution à ce problème a été que l'entreprise de services publics Southern California Edison accélère les projets de stockage d'énergie en ligne en cas d'urgence. En l'espace de neuf mois, 60 MW d'installations de stockage en batterie ont été installées, construites et exploitées, fournissant de l'énergie à la consommation de pointe à un moment préoccupant et instable. Depuis, l'évolution de la technologie des batteries, les politiques exécutives et législatives des États et la récente ordonnance 841[3] de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) ont continué d'attirer l'attention du pays sur le stockage de l'énergie, soulignant son rôle de pilier de la politique énergétique aux États-Unis.

Selon le rapport de l'Energy Information Administration (EIA) de mai 2018 intitulé « U.S. Battery Storage Market Trends » (EIA Report)[4], à la fin de 2017, 708 MW de puissance représentant 867 MWh de capacité énergétique de stockage à grande échelle (supérieure à 1 MW) étaient opérationnels aux États-Unis, les deux tiers ayant été installés au cours des trois dernières années[5]. Environ 90 % du stockage en batterie à grande échelle est installé dans des régions couvertes par des organismes de transport régionaux (OTR) et des gestionnaires de réseau indépendants (GRI).

---

* Paul Kraske est associé au bureau de Washington DC de Skadden Arps, Slate, Meagher & Flom.

** Milosz Zemanek est associé au bureau de Toronto de Torys LLP, chef du groupe du stockage de l'énergie de l'entreprise et président du conseil d'administration d'Energy Storage Canada.

*** Henry Ren et Tim Pavlov sont associés en énergie chez Torys LLP.

[1] David Schmitt et Glenn Sanford, « Le stockage de l'énergie : pouvons-nous bien faire les choses? » (2018) 32 Energy LJ 447, en ligne : <https://www.eba-net.org/assets/1/6/20-447-502-Schmitt_[FINAL].pdf>.

[2] La section des États-Unis de l'article sur le stockage de l'électricité est une republication : Paul Kraske "Electricity storage in the United States: Are We There Yet?", en ligne : (22 juin 2018) Skadden <https://www.skadden.com/insights/publications/2018/06/energy-storage-are-we-there-yet>.

[3] Ordonnance nº 841, *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators,* 162 FERC 61,127, 83 Fed Reg 9,580 (2018) (codifier à 18 CFR § 35) [ci-après ordonnance nº 841].

[4] U.S. Department of Energy, « U.S. Battery Storage Market Trends », mai 2018, en ligne : <https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery_storage.pdf>.

[5] *Ibid* à la p 4.

En fait, près de 40 % de la capacité actuelle de stockage à grande échelle des batteries (et 31 % de la capacité énergétique) se trouve dans la région de l'interconnexion Pennsylvanie-New Jersey-Maryland (PJM), tandis que 18 % de la capacité actuelle de stockage à grande échelle (et 44 % de la capacité énergétique) se situe dans la région du California Independent System Operator (CAISO). Selon le rapport de l'EIA, en décembre 2017, 239 MW de stockage à batteries à grande échelle devraient entrer en service aux États-Unis entre 2018 et 2021, la Californie comptant pour 77 % de ce nombre.

Avancées dans la technologie du stockage

Au cours des 20 dernières années, l'industrie de l'énergie a mis à l'essai de nombreux différents types de technologies de stockage de l'énergie, mais pour la première fois, un précurseur a fait ses preuves sur le marché : les batteries lithium-ion. Bien que des batteries au nickel, au sodium, des accumulateurs au plomb et des accumulateurs électriques aient été déployés aux États-Unis, les batteries lithium-ion représentaient plus de 80 % de la capacité de stockage des accumulateurs à grande échelle (de plus de 1 MW) aux États-Unis d'ici la fin de 2016. Généralement, les batteries lithium-ion sont conçues pour réaliser 365 cycles par an, avec une capacité de quatre heures par cycle et ont une durée de vie de 20 à 30 ans. Comme on l'a vu dans le déploiement des installations de stockage de batteries en Californie, avec une batterie de quatre heures, une installation de stockage d'énergie standard au lithium-ion de 20 MW peut fournir 80 MWh de capacité pour répondre à la demande de pointe. L'un des aspects les plus attrayants de ces batteries est que le coût de la technologie lithium-ion a rapidement diminué; entre 2010 et 2016, le prix des batteries lithium-ion a chuté de 73 %, une baisse principalement due à la demande chinoise de véhicules électriques. Le coût total d'installation du stockage des batteries lithium-ion (y compris les onduleurs et le reste de l'installation) était d'environ 1 300 à 1 500 $ par kilowatt en 2017 et Bloomberg New Energy Finance prévoit que ces coûts d'installation continueront à baisser de 6 % par an au cours des 10 prochaines années.

Avantages concurrentiels

La proposition la plus séduisante en ce qui concerne le stockage de l'énergie est que le stockage peut servir à de multiples fins. En règle générale, les actifs énergétiques servent à une seule fin dans le système énergétique mais le stockage de l'énergie peut servir de production lorsqu'ils sont raccordés au réseau et de transport lorsqu'ils transmettent de l'électricité. Cela s'ajoute à l'allégement des contraintes de charge, au besoin. Dans l'ensemble, le stockage de l'énergie a des capacités d'équilibrage du réseau et peut réguler la fréquence, fournir un soutien en matière de tension et offrir des services de départ à zéro. Comme le montre la fuite d'Aliso Canyon, le stockage d'énergie peut être déployé rapidement, ce qui en fait une solution idéale en cas de pénurie de ressources naturelles, de conditions météorologiques ou de pannes liées à un incident, de catastrophe naturelle ou de croissance nécessaire de la production décentralisée.

Dans le contexte des énergies renouvelables, le stockage de l'énergie présente également d'autres avantages par rapport aux technologies solaire et éolienne. Alors que l'énergie solaire et éolienne est souvent soumise à des fluctuations de production et à des montées et des descentes rapides, le stockage de l'énergie est stable aux fins du réseau, car il présente souvent des cycles de charge et de décharge courts et répond mieux aux fluctuations de production. De plus, le stockage de l'énergie peut réduire le stress sur le réseau électrique en s'attaquant à la problématique dite de la « courbe du dos de canard », en augmentant la demande en dehors des heures de pointe et en augmentant l'offre pendant les périodes de pointe. Par exemple, deux services publics de Californie et d'Arizona procèdent actuellement à la mise en place de systèmes de stockage en batterie offrant une capacité de pointe, comme dans le cas de l'installation de stockage en batterie de 40 MW (160 MWh) de San Diego Gas & Electric à Fallbrook, en Californie, et de celle de 10 MW (40 MWh) du projet de Salt River à Chandler, en Arizona. Enfin, dans un contexte de marché caractérisé par une grande incertitude quant à la charge de travail en raison du développement économique, des déplacements de population et de l'expansion des besoins énergétiques répartis, l'utilisation du stockage de l'énergie est idéale pour les décideurs qui sont préoccupés par la réalisation d'investissements importants, étant à la fois coûteux et voraces en temps. Le stockage de l'énergie peut être utilisé pour éviter des coûts énormes qui, autrement, entraîneraient la surconstruction d'une usine ou d'un projet, puisque le stockage de l'énergie peut être conçu pour répondre exactement aux besoins d'absorption et aider à atténuer le risque d'erreur et les coûts prévus.

Les objectifs audacieux de l'État

Les décideurs de l'État reconnaissent les progrès technologiques réalisés dans le domaine du stockage de l'énergie ainsi que ses avantages concurrentiels et ont, à leur tour, adopté des politiques exécutives et législatives visant le stockage de l'énergie à l'avant du compteur. La Californie est le chef de file du pays en matière de politique avant-gardiste de stockage de l'énergie. En 2013, la Californie a adopté un mandat collectif exigeant que ses services publics appartenant à des investisseurs achètent 1 325 MW d'énergie d'ici 2020. L'an dernier, la *California Public Utilities Commission* a mis en œuvre le projet de loi 2868 de l'Assemblée et a émis une ordonnance exigeant que les services publics appartenant à des investisseurs achètent jusqu'à 500 MW supplémentaires de stockage décentralisé de l'énergie. En 2015, l'Oregon a adopté un mandat pour atteindre 5 MWh par service public d'ici 2020.

Les États de la côte est se sont également engagés à soutenir le stockage de l'énergie pour ne pas être laissés pour compte. Plus tôt cette année, New York a lancé une initiative de déploiement visant à atteindre 1 500 MW en stockage d'énergie d'ici 2025 et le gouverneur Andrew Cuomo a proposé que la NY Green Bank engage 260 millions de dollars pour des investissements liés au stockage d'énergie. À la fin de l'année dernière, le gouverneur Cuomo a signé une loi qui encourage la commission de la fonction publique de New York à poursuivre et à élaborer des politiques qui favoriseront la prolifération du stockage de l'énergie dans cet État. En juin de l'année dernière, le ministère des ressources énergétiques du Massachusetts a annoncé un objectif de 200 MWh d'approvisionnement en stockage d'énergie pour les entreprises de distribution d'électricité à atteindre d'ici le 1er janvier 2020[6]. Cette mesure était conforme à la loi bipartite sur la diversification énergétique adoptée l'an dernier. Plus tôt cette année, un nouveau projet de loi sur l'énergie propre a été présenté au Sénat du Massachusetts, qui prévoyait un objectif de stockage de 1 766 MW d'ici 2025. En Arizona, un plan proposé exigerait 3 000 MW de stockage d'énergie d'ici 2030. En mai de cette année, dans le cadre de la nouvelle législation sur les énergies renouvelables, le New Jersey a adopté des objectifs de stockage d'énergie de 600 MW d'ici 2021 et de 2 GW d'ici 2030, parmi les plus ambitieux aux États-Unis. Les cibles de stockage de l'énergie du New Jersey sont les premières à être établies dans un État de la région de l'interconnexion PJM. D'autres États devraient suivre avec l'annonce d'objectifs et de mandats en matière de stockage de l'énergie. Certains États exigent maintenant que les services publics incluent le stockage de l'énergie dans leurs plans de ressources intégrés.

Incidence de l'ordonnance 841 de la FERC

Au fur et à mesure que les États fixaient des objectifs ambitieux en matière de stockage de l'énergie à l'échelle du pays et que la technologie des batteries devenait plus accessible et plus courante sur le marché, les détracteurs ont constaté que les règles traditionnelles de la FERC en matière de stockage de l'énergie les « entravaient financièrement » en raison des exigences techniques fastidieuses contenues dans plusieurs règles du marché régissant les OTR/GRI. Les limites imposées par la FERC pour empêcher le stockage de l'énergie de générer des revenus à partir de multiples flux se sont également avérées un obstacle pour les promoteurs. Brisant cette tradition et signalant un changement massif dans la politique énergétique, en février de cette année, la FERC a publié l'ordonnance 841 visant à éliminer les barrières du marché qui empêchaient les « ressources de stockage électrique » de participer aux marchés de gros de l'énergie.

Plus précisément, l'ordonnance 841 de la FERC exige que « chaque OTR et GRI révise son tarif afin d'établir un modèle de participation composé de règles du marché qui, reconnaissant les caractéristiques physiques et opérationnelles des ressources de stockage d'électricité »[7], facilitent la participation de ces ressources sur les marchés OTR/GRI. Les OTR/GRI sont chargés d'atteindre quatre objectifs principaux : (i) apporter des modifications de manière à ce qu'un fournisseur de stockage d'électricité puisse participer pleinement à tous les marchés de capacité, d'énergie et de services auxiliaires, (ii) veiller à ce que les ressources de stockage électrique puissent être expédiées et qu'un fournisseur de stockage d'électricité puisse fixer

[6] Ministère des ressources énergétiques du Massachusetts, « État de la responsabilité : Massachusetts Energy Storage Initiative Study' », en ligne : <http://www.mass.gov/eea/docs/doer/state-of-charge-report.pdf>.

[7] *Supra* note 2 à la p i.

le prix de compensation du marché de gros à la fois en tant que vendeur en gros et acheteur en gros, (iii) tenir compte des « caractéristiques physiques et opérationnelles des ressources de stockage électrique par des paramètres de soumission ou d'autres moyens, et (iv) fixer une taille minimale pour participer au marché de gros dans une mesure ne dépassant pas 100 kW »[8]. L'ordonnance 841 de la FERC marque la première fois où le principal organisme de réglementation de l'énergie du pays a reconnu que les ressources de stockage de l'électricité sont différentes des autres actifs énergétiques parce que ces ressources peuvent fournir de l'électricité au réseau et aussi en retirer à la fois comme vendeurs et acheteurs potentiels. De plus, avant l'ordonnance 841 de la FERC, chaque fournisseur de stockage d'électricité était tenu de payer des tarifs de détail pour l'électricité qu'il retirait du réseau, rendant cette participation prohibitive. En vertu de l'ordonnance 841 de la FERC, chaque OTR/GRI dispose de 270 jours à compter de la date de publication de l'ordonnance dans le Registre fédéral pour déposer une demande de conformité et de 365 jours supplémentaires pour prendre des mesures et mettre en œuvre des modifications tarifaires[9]. La plupart des experts s'entendent pour dire que ces dates cibles seront probablement reportées en raison des retards connexes liés aux commentaires et aux audiences.

Les partisans du stockage de l'énergie ont fait l'éloge de l'ordonnance 841 de la FERC pour avoir fait la promotion de projets de stockage de l'énergie aux États-Unis, bien que certains critiques s'inquiètent du fait que cette ordonnance n'est pas suffisante pour l'industrie. Certains disent qu'en émettant l'ordonnance 841, la FERC a « refilé la responsabilité » aux OTR/GRI, s'appuyant sur eux pour stimuler les marchés du stockage de l'énergie. En fait, la plupart des projections de croissance du stockage de l'énergie concernent le transport et la distribution, secteurs qui ne relèvent pas de la compétence immédiate de la FERC. En vertu de l'ordonnance 841 de la FERC, les États ont toujours la souplesse et le pouvoir discrétionnaire d'adapter les règles pour répondre à leurs besoins énergétiques particuliers, ce qui permet aux exploitants de réseaux de fixer des exigences minimales en matière de durée de fonctionnement, de concevoir leurs propres normes de soumission, d'établir des règles de tarification et de déterminer si les projets de stockage d'énergie peuvent vendre des services auxiliaires sans participer directement aux marchés réglementés de l'énergie. De toute évidence, l'ordonnance 841 de la FERC a donné le feu vert aux États pour qu'ils s'engagent et encouragent le stockage de l'énergie, mais ce sont les États eux-mêmes qui devront mener cette initiative jusqu'au bout.

De l'avenir des demandes de propositions

En raison des divers objectifs et politiques des États favorables au stockage de l'énergie que nous avons décrits, nous nous attendons à ce que ces États, motivés par des mandats exécutifs et législatifs, utilisent leur pouvoir discrétionnaire accordé par la FERC pour intégrer d'une manière significative le stockage de l'énergie dans les demandes de propositions (DP) d'électricité. Les demandes de propositions qui incluaient le stockage de l'énergie avant l'ordonnance 841 de la FERC peuvent avoir été favorables à des dossiers d'appel d'offres qui incluaient le stockage de l'énergie mais n'ont pas privilégié ou adapté les exigences en fonction de ces derniers.

Par exemple, la société d'électricité SRP de l'Arizona a lancé une demande de propositions plus tôt cette année, avant que l'ordonnance 841 de la FERC ne soit publiée. L'appel d'offres lancé par SRP invitait à soumissionner pour une capacité de 100 MW et précisait : « Les propositions comportant une composante de stockage en batterie sont également encouragées (pourvu qu'une proposition de rechange sans stockage soit également fournie) »[10] et que « [les soumissions comportant] un projet d'énergie renouvelable et une composante de stockage doivent également inclure une soumission distincte sans la composante de stockage »[11]. Cette demande de propositions traitait le stockage de l'énergie comme un élément accessoire et séparable des dossiers d'appel d'offres et ne reconnaissait pas les avantages du stockage de l'énergie à usages multiples ou autres avantages positifs.

[8] *Ibid*.

[9] *Ibid* à la p 222.

[10] *Ibid* à la p 207.

[11] *Ibid* aux pp 85-86.

Il est intéressant de noter que l'an dernier, SRP a signé un contrat d'achat d'électricité de 20 ans avec NextEra Energy Resources pour le projet solaire photovoltaïque de 20 MW du Pinal Central Solar Energy Center, maintenant terminé, jumelé à un système de stockage par batterie lithium-ion de 10 MW (40 MWh). En mai de cette année, NextEra Energy Resources a conclu un prêt de 45 millions de dollars accordé par d'importantes institutions de financement de projets, Mitsubishi UFJ Financial Group et Mizuho Bank, pour un projet qui représente le plus grand système de stockage solaire assorti de stockage en batterie à échelle industrielle de l'Arizona.

Une fois que l'ordonnance 841 de la FERC aura été mise en œuvre par les OTR et les GRI, nous nous attendons à ce que les demandes de propositions soient adaptées aux besoins et, très probablement, qu'elles prévoient le stockage d'énergie dans le cadre des soumissions. De plus, à mesure que les objectifs fixés par l'État pour la capacité de stockage de l'énergie approchent, les OTR et les GRI peuvent se sentir obligés d'émettre des DP qui accordent explicitement la préférence aux dossiers d'appel d'offres qui incorporent de façon substantielle le stockage de l'énergie.

L'ère du stockage de l'électricité est arrivée!

L'année 2018 s'est avérée être une étape importante et un point tournant pour le stockage de l'énergie aux États-Unis. Un mélange parfait de batteries plus abordables et plus fiables et d'objectifs de capacité ambitieux fixés par les États, ainsi que l'ordonnance 841 de la FERC, ont créé un environnement idéal pour que le stockage de l'énergie croisse rapidement et joue un rôle essentiel dans la politique énergétique nationale. Au fur et à mesure que les OTR/GRI commencent à modifier leur approche du stockage de l'énergie conformément à la directive de la FERC, on peut dire sans risque de se tromper que nous sommes parvenus à l'ère du stockage de l'énergie. Des coûts réduits, un déploiement accru et un soutien réglementaire toujours plus important rendront le financement de projets de stockage d'énergie, en particulier pour le lithium-ion, plus viable à l'avenir.

LE STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITÉ AU CANADA : UNE MOSAÏQUE GÉOGRAPHIQUE

Le stockage de l'énergie est depuis longtemps essentiel dans certaines régions du Canada. Les riches ressources hydroélectriques de la Colombie-Britannique, du Québec et de la côte est, entre autres, ont permis aux installations hydroélectriques qui s'y trouvent d'offrir bon nombre des avantages dont on fait grand cas en matière de stockage de l'énergie (capacité, décalage horaire et réponse à la demande) simplement « en desserrant ou en resserrant les robinets », si l'on veut. Par conséquent, les différences géographiques ont joué un rôle important dans la façon dont les différents réseaux électriques se sont développés au Canada au fil du temps et ces effets se sont largement répercutés sur le stockage de l'énergie.

Sur le plan de la réglementation, le Canada n'a pas d'organisme national de réglementation de l'énergie comme la FERC des États-Unis (l'Office national de l'énergie du Canada s'occupe principalement du pétrole, du gaz naturel ainsi que du transport international et interprovincial), ce qui permettrait une approche commune pour la production et le stockage de l'électricité. Par conséquent, les provinces canadiennes ont souvent plus de liens de pouvoir avec les États américains au sud qu'avec leurs homologues canadiens sur un axe est-ouest.

Il n'est peut-être pas surprenant que chacune des provinces et chacun des territoires du Canada aborde le stockage de l'énergie séparément et que les nouvelles technologies de stockage de l'énergie (lithium-ion, air comprimé et roue thermique), qui ne dépendent pas des richesses géographiques, prennent leur essor principalement dans le centre du Canada, particulièrement en Ontario et dans une certaine mesure, en Alberta.

Au moment d'écrire ces lignes, le stockage de l'énergie au Canada est une mosaïque composée de ce qui suit : (i) les marchés publics; (ii) les possibilités de réduction des coûts derrière les compteurs; (iii) la mise en œuvre de services publics et (iv) les solutions de fiabilité énergétique pour les collectivités éloignées; toutefois, compte tenu de la trajectoire récente, le Canada devrait être un marché de 1,1 GW/2,5 GWh en 2022.

Approvisionnement/évaluation par les organismes gouvernementaux

En Ontario, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) a entrepris des processus concurrentiels qui ont mené à l'acquisition de plus de 20 projets de stockage depuis 2012 et qui se traduiront par une capacité d'environ 50 MW lorsqu'ils seront entièrement installés et mis en service.

Le cadre d'approvisionnement actuel reflète une approche en deux phases, la phase 1 étant axée sur la capacité de stockage dans le cadre d'une série de services auxiliaires qui favorisent la fiabilité du réseau et la phase 2 étant conçue pour aborder des questions telles que la façon dont le stockage peut répondre aux besoins futurs du réseau, permettre le report des investissements de transport et améliorer la valeur de la production d'énergie renouvelable[12]. De plus, la SIERE lance régulièrement des appels d'offres pour la régulation des fréquences et la réponse à la demande, dans le cadre desquels les promoteurs du stockage de l'énergie sont de plus en plus concurrentiels.

Ces achats, qui sont en grande partie le résultat des efforts de sensibilisation et de défense des intérêts de l'industrie du stockage de l'énergie (représentée par Energy Storage Canada), ont permis de créer une base solide pour mettre à l'essai diverses technologies et les services de stockage de l'énergie à l'échelle du réseau ou des services publics, tout en évitant les incitatifs et subventions publics sur lesquels une partie importante de l'industrie canadienne des énergies renouvelables compte et qui sont soumis aux vents politiques (le nouveau gouvernement ontarien a aboli ou abrogé plusieurs programmes et règlements sur les énergies renouvelables du gouvernement précédent).

Sur le plan de la réglementation, le Plan énergétique à long terme (PELT)[13] de l'Ontario pour 2017 a reconnu la nécessité d'éliminer les obstacles réglementaires aux technologies de stockage. Par conséquent, la SIERE a créé le groupe consultatif sur le stockage de l'énergie en avril 2018 afin d'identifier les obstacles potentiels à une concurrence équitable en matière de stockage de l'énergie et de traiter les questions et les possibilités liées au marché. Parallèlement, la *Commission de l'énergie de l'Ontario* (CEO) a publié un plan de mise en œuvre qui vise, entre autres, à faciliter le développement des ressources énergétiques distribuées (y compris les projets de stockage).

De plus, la SIERE a conclu que les technologies de stockage de l'énergie peuvent être utilisées pour fournir certains des services nécessaires à l'exploitation fiable du réseau électrique (par exemple les services de régulation, le contrôle de la tension et la réserve de fonctionnement). Le stockage de l'énergie pourrait également contribuer à améliorer l'utilisation des actifs de transport et de distribution existants en reportant certains coûts associés à leur modernisation ou à leur remise à neuf, ainsi qu'à améliorer la qualité de l'approvisionnement en électricité dans certains secteurs du réseau en contrôlant les tensions locales. La SIERE a en outre suggéré que, pour exploiter pleinement le potentiel du stockage de l'énergie, les promoteurs devraient cibler les secteurs du système où ils peuvent fournir de multiples services au réseau contrôlé par la SIERE, aux marchés administrés par la SIERE et aux participants locaux au marché.

En Alberta, l'Alberta Electric System Operator (AESO) étudie la valeur du stockage de l'énergie depuis 2012, année où il a commencé à examiner officiellement les technologies de stockage en fonction des règles du marché et des normes techniques. Plus récemment, en mai 2018, l'AESO a terminé une évaluation de la production d'énergie renouvelable pouvant être répartie et du stockage de l'énergie dans le contexte des exigences de fiabilité du réseau et de la transition de l'Alberta vers une production renouvelable de 30 % d'ici 2030 et a conclu que les applications à faible consommation et de courte durée, comme les batteries lithium-ion, pourraient être en mesure de livrer une concurrence rentable (principalement sur le marché des services accessoires), pourvu que certaines règles du marché et questions tarifaires soient traitées. Dans le cadre du plan de l'AESO visant à mettre en place un marché de capacité sur trois ans d'ici 2021, la capacité de stockage d'énergie qui répond aux exigences minimales de rejet sera admissible à la participation au marché.

Solutions de stockage derrière le compteur

Les solutions de production et/ou de stockage derrière les compteurs ont toujours été utilisées pour décaler l'utilisation de l'énergie afin de profiter de fenêtres de marché moins chères et d'offrir une fiabilité accrue dans les régions où cela représentait un défi pour le réseau électrique

[12] Voir Approvisionnement en stockage d'énergie (phases 1 et 2), en ligne : <http://www.ieso.ca/sector-participants/energy-procurement-programs-and-contracts/energy-storage>.

[13] Voir en ligne : <https://news.ontario.ca/mndmf/en/2017/10/2017-long-term-energy-plan.html>.

local. En Ontario, le tout a pris une nouvelle tournure grâce à l'Initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (IEEMI)[14], qui récompense certains utilisateurs pour avoir réduit leur demande d'électricité pendant les périodes de pointe et la façon dont les coûts et redevances inhérents et historiques du système (le « **rajustement global** ») (comme expliqué plus en détail ci-dessous) sont répartis entre les utilisateurs. Le rajustement global vise à régler le problème de l'« argent manquant » (c.-à-d. l'insuffisance des recettes commerciales pour couvrir certains coûts fixes de capacité) en recouvrant la différence entre le coût total du contrat et la valeur marchande de certaines productions sous contrat. Une baisse du prix du marché de l'électricité entraîne une augmentation du rajustement global, et vice versa. Au fil des ans, les coûts du rajustement global de l'Ontario ont augmenté considérablement, passant de 700 millions de dollars en 2006 (8 % des coûts totaux d'approvisionnement en électricité) à 11,9 milliards de dollars en 2017 (plus de 80 % des coûts totaux d'approvisionnement en électricité).

En vertu de l'IEEMI, l'attribution du rajustement global à certains grands consommateurs industriels (c.-à-d. la catégorie A) est déterminée par leur contribution respective aux cinq principales heures de pointe de la province au cours d'une période de douze mois, tandis que les autres coûts du rajustement global sont transférés aux autres consommateurs (c.-à-d. la catégorie B) en fonction de leur consommation énergétique. Afin de minimiser les frais d'ajustement global, qui peuvent dépasser de loin les coûts de l'électricité dans certains cas, les consommateurs de la catégorie A sont incités à déplacer leur consommation des heures de pointe (ou de ce qu'ils prévoient être les heures de pointe) en réduisant la production ou en installant un système d'approvisionnement sur place (y compris le stockage d'énergie). Par conséquent, l'Ontario a connu une certaine « ruée vers l'or » derrière le compteur, un certain nombre d'acteurs locaux et internationaux du stockage de l'énergie poursuivant les utilisateurs commerciaux et industriels ayant les dépenses de rajustement global les plus élevées. Quelques exemples accessibles au public sont présentés ci-dessous[15].

Utilisation de l'électricité stockée par les services publics d'électricité

Indépendamment du processus d'approvisionnement provincial, un certain nombre de services publics de l'Ontario mettent à l'essai et évaluent différentes technologies de stockage pour diverses utilisations. Leur expérience à ce jour suggère que les technologies de stockage ont le potentiel de devenir des outils intégrés pour gérer les charges de pointe, réguler la fréquence de la tension, assurer la fiabilité de la production d'énergie renouvelable et créer un système de transport et de distribution plus souple. Un certain nombre de services publics ont également proposé que les coûts connexes fassent partie de la base tarifaire. Pour les clients, le stockage de l'énergie pourrait être un outil utile pour réduire les coûts liés à la demande d'énergie de pointe.

Par exemple, Toronto Hydro a travaillé avec ses partenaires, pour entre autres choses : (i) analyser les avantages du stockage de l'énergie de l'air comprimé sous l'eau pour le réseau électrique en réalisant un projet pilote axé sur la capacité de la technologie à fournir de l'énergie de réserve, à déplacer la charge et à atténuer la congestion du transport et de la distribution et (ii) élaborer une solution sur poteau pour stocker l'électricité pendant les heures hors pointe et libérer de l'énergie afin d'améliorer la fiabilité en répondant

[14] Comité de surveillance du marché, « L'initiative d'économies d'énergie en milieu industriel : évaluation de son incidence et des solutions de rechange éventuelles », (décembre 2018), en ligne : <https://www.oeb.ca/sites/default/files/msp-ICI-report-20181218.pdf>.

[15] En novembre 2017, Convergent Energy + Power a annoncé l'achèvement d'un projet de stockage d'énergie de 8,5 MWh pour Husky Injection Molding Systems Ltd. à Bolton, en Ontario. Le projet est basé sur le système de batteries au lithium GridStar de Lockheed Martin Energy. En avril 2018, la division des services énergétiques du Groupe Enel, Enel X, par l'entremise de sa filiale américaine EnerNOC, Inc. a annoncé la conclusion d'une entente avec Algoma Orchards en vue de déployer un système de stockage de batteries au lithium-ion de 1 MWh, dans le but de réduire le rajustement global et de renforcer la participation au programme de réponse de la SIERE. En juin 2018, NRStor et IHI Energy Storage ont conclu un protocole d'entente en vue de la livraison par IHI de 42 MWh de solutions de batteries au lithium-ion derrière le compteur pour huit des clients commerciaux et industriels de NRStor en Ontario. Ces projets de stockage devraient être opérationnels en 2019. En juillet 2018, Enel X a annoncé la conclusion d'une entente avec Amhil North America, une entreprise d'emballage pour l'industrie des services alimentaires, en vue de déployer un système de stockage d'énergie lithium-ion de 4,7 MWh à l'installation d'Amhil à Mississauga. Tout comme le projet d'Algoma Orchards, le projet d'Amhil réduira la demande de pointe et améliorera la participation à la réponse à la demande.

automatiquement aux données du compteur intelligent. Les avantages attendus du système comprennent l'écrêtage de pointe, le report des mises à niveau de l'infrastructure, ainsi qu'une fiabilité et une souplesse opérationnelle accrues.

De même, Hydro One Networks a exploité un système de roues thermiques à Clear Creek, en Ontario, pour réguler les grandes variations de tension causées par un parc éolien de 20 MW et Oshawa Power et ses partenaires ont élaboré un projet pilote pour permettre aux maisons de la ville d'Oshawa d'utiliser l'énergie solaire à domicile et de la stocker en utilisant une batterie lithium-ion pour déplacer la demande énergétique des périodes de pointe aux heures creuses et en période de panne de courant.

En Alberta, l'*Alberta Utilities Commission* (AUC) a approuvé une proposition de Turning Point Generation[16] visant la construction et l'exploitation du projet de stockage d'énergie hydroélectrique par pompage de Canyon Creek. Le projet utilisera l'accumulation d'énergie hydroélectrique par pompage. Lorsque les besoins en électricité sont faibles, l'eau est pompée d'un réservoir inférieur à un réservoir supérieur. Lorsqu'on a besoin d'électricité, par exemple pendant les périodes de pointe ou les périodes de vent faible pour alimenter les parcs éoliens du sud de l'Alberta, l'eau pourrait retourner dans le réservoir inférieur et entraîner les turbines pour produire de l'électricité.

Stockage de l'électricité, production décentralisée et collectivités éloignées

En tant que sources de production décentralisées, les déploiements de stockage de l'énergie peuvent améliorer la suffisance de l'approvisionnement et répondre aux imprévus. Par exemple, dans un scénario d'îlotage (bon nombre des collectivités nordiques éloignées du Canada sont en fait des « îles »), le stockage en batterie peut réagir rapidement pour maintenir l'alimentation électrique lorsqu'une partie du système est débranchée du réseau principal en raison d'une panne planifiée ou non planifiée. De plus, lorsque l'électricité stockée est injectée dans le réseau en période de forte demande, la charge de pointe du réseau (qui sous-tend les principaux critères de planification utilisés par les ingénieurs des réseaux de transport et de distribution) est réduite, ce qui réduit la charge sur les composants critiques des postes. Cela pourrait prolonger la durée de vie utile des actifs connexes ou reporter la nécessité de moderniser les immobilisations, ce qui serait autrement nécessaire plus tôt pour répondre à la demande de pointe prévue.

Un exemple réussi d'utilisation du stockage de l'énergie à des fins de production décentralisée (et un précédent positif qui montre que le stockage de l'énergie non hydroélectrique peut encore avoir sa place dans des endroits riches en ressources hydroélectriques) est le groupe de batteries de 1 MW de BC Hydro, qui est situé dans deux collectivités montagneuses éloignées de la Colombie-Britannique pour stocker de l'électricité provenant de sources renouvelables.

Jusqu'en 2013, les deux communautés de haute montagne de Golden et Field, dans la région de East Kootenay, en Colombie-Britannique, avaient connu d'importants problèmes de fiabilité de l'électricité. Les deux villes sont alimentées par la sous-station Golden de BC Hydro, qui utilise quatre lignes de distribution radiales pour alimenter la ville de Golden et ses environs. Au début de 2010, les prévisions de charge pour la capacité prévue de la sous-station seront dépassées d'ici le pic hivernal de 2013-2014. De plus, la ville de Field, située à environ 50 km à l'est de Golden, est alimentée par un seul branchement de 25 kV de Golden. Cette ligne de distribution subit des pannes fréquentes et prolongées en raison de l'environnement fortement boisé et des conditions froides et enneigées du parc national Yoho, dans lequel est située la ville de Field. Le ravitailleur ne suit pas toujours la route et le terrain accidenté rend particulièrement difficile la localisation des pannes et le rétablissement de l'alimentation électrique pour les équipes. BC Hydro s'est associée à Ressources naturelles Canada pour installer un système de stockage sur batterie dans les zones problématiques, ce qui permettrait de régler ces problèmes et de reporter de deux ans le coût de la modernisation des transformateurs à la sous-station. Depuis son déploiement en 2013, le système de batterie a permis d'alimenter la charge de la zone pendant sept heures et de réduire la charge du système pendant les périodes de pointe.

De plus, de nombreuses collectivités autochtones du Grand Nord canadien considèrent les avantages de la production d'énergie renouvelable jumelée au stockage de l'énergie

[16] Voir en ligne : <https://turningpointgeneration.ca/the-canyon-creek-project>.

comme un moyen de réduire l'utilisation de génératrices diesel, dont le carburant est livré par voie aérienne, ce qui entraîne (i) des coûts élevés et (ii) une fiabilité réduite du réseau (en raison des pannes).

CONCLUSION

Le stockage de l'énergie peut jouer un rôle important dans l'optimisation et la modernisation du réseau électrique. Les coûts des prix des systèmes de stockage de l'énergie (en particulier les batteries) ont considérablement diminué au cours des deux dernières décennies. La tendance à la baisse des coûts devrait se poursuivre (quoique à un rythme plus lent) dans un avenir prévisible. La perspective d'une baisse des exigences en matière d'investissement en capital, conjuguée à l'atténuation possible des obstacles réglementaires et commerciaux, ainsi qu'à la myriade de fiabilité et d'avantages pour les clients que le stockage de l'énergie peut offrir, fait en sorte que l'on mise beaucoup sur le stockage de l'énergie comme l'élément clé qui manque à un réseau électrique à dominance renouvelable, moderne et efficace (réseau 2.0).

Toutefois, outre les progrès réalisés à ce jour, l'intégration efficace des systèmes de stockage à l'échelle des services publics exigera que les régulateurs, les services publics et l'industrie collaborent pour surmonter les obstacles et les limites qui subsistent, notamment les obstacles techniques à la participation au marché par les ressources de stockage et les règles peu claires concernant le traitement des biens non classiques qui sont à la fois une charge et une ressource. Ce sont les détails qui poseront problème car les services publics porteront la question devant les organismes de réglementation dans le cadre des procédures relatives aux tarifs, qui se déroulent en temps réel.

Compte tenu des tendances actuelles, le marché canadien du stockage de l'énergie devrait croître de 35 % par année au cours de chacune des quatre prochaines années. Si l'on inclut le stockage par pompage (le projet Sir Adam Beck de 174 MW d'Ontario Power Generation et le projet Marmora proposé par Northland Power d'environ 600 MW), la situation devient encore plus favorable. Au fur et à mesure que les progrès sur de multiples fronts commencent à se conjuguer (y compris l'évolution des technologies, l'élimination des obstacles réglementaires et commerciaux, la progression des modèles de répartition des coûts et de gestion des services publics, ainsi que la réduction continue des besoins en capitaux), il se peut que la meilleure façon de progresser dans le stockage d'énergie au Canada consiste à envisager les choses avec un optimisme équilibré et réaliste. ■

REJET DE LA FUSION : LE BON SENS DE WASHINGTON

*Scott Hempling**

Il est question de l'État de Washington dans le présent cas. La *Washington Utilities and Transportation Commission* a rejeté le projet d'acquisition d'Avista (anciennement Washington Water Power) par Hydro One, le service public contrôlé par le gouvernement de l'Ontario, au Canada. L'ordonnance de décembre 2018 de la Commission[1] soulignait deux problèmes : (1) les risques pour Avista découlant de l'ingérence politique de la province de l'Ontario, propriétaire (dans une mesure de 47 %) d'Hydro One; et (2) l'inégalité des avantages, les actionnaires d'Avista recevant de 6 à 12 fois ce que ses contribuables auraient touché. La Commission a produit un modèle factuel et logique pour l'analyse des risques liés à la structure de l'entreprise et de l'asymétrie avantages-coûts.

Toutefois, l'ordonnance a un aspect étrange : elle attribue entièrement les risques d'Avista à la propriété gouvernementale de Hydro One (on associe souvent le nom « ingérence » à l'adjectif « politique »). L'interférence est de l'interférence, que le propriétaire de la société de portefeuille de l'entreprise soit contrôlé par une entité gouvernementale ou par une entité à but lucratif. Au cours des 30 dernières années, des dizaines de commissions d'États américains ont permis à des sociétés de portefeuille à but lucratif et à risque de prendre le contrôle des services publics locaux de leur État. Fortes de ces approbations, les commissions ont diminué leur influence sur le service public et ses décideurs, tout en soumettant leurs services publics à des conflits inévitables entre les objectifs pécuniaires de la société de portefeuille et les obligations de service public de la compagnie[2]. Si ces autres commissions avaient appliqué le raisonnement de la Commission de Washington (sans tenir compte du fait que l'ingérence à but lucratif est en quelque sorte moins nuisible que l'ingérence politique), l'industrie électrique actuelle serait moins concentrée, plus diversifiée, moins risquée, plus sûre pour les clients et les investisseurs prudents et moins exigeante en main-d'œuvre pour les autorités réglementaires.

CONFLIT ENTRE SERVICE PUBLIC ET ENTREPRISE MÈRE

L'actionnaire majoritaire de Hydro One était l'Ontario, de sorte que c'est cette province qui a pris les choses en main (Hydro One a d'autres actionnaires, mais en vertu de sa charte, aucune autre personne ne peut détenir plus de 10 %). En raison de l'approbation des commissions par les États, la plupart des services publics américains ont également un actionnaire majoritaire (une société de portefeuille), de sorte que c'est la société de portefeuille qui décide. L'entreprise de services publics doit obéir aux instructions de son propriétaire. L'instruction centrale : maximiser les bénéfices, puis (1) utiliser ces bénéfices pour financer les dépenses

---

* Scott Hempling offre ses conseils et témoigne devant des organismes de réglementation aux États-Unis et ailleurs dans le monde. Il est l'auteur de deux livres : *Regulating Public Utility Performance: The Law of Market Structure, Pricing and Jurisdiction* (American Bar Association, 2013) et *Preside or Lead? The Attributes and Actions of Effective Regulators* (2e ed, 2013). Professeur auxiliaire au Georgetown University Law Center, M. Hempling est titulaire d'un baccalauréat avec distinction de l'Université Yale en économie et en sciences politiques, ainsi qu'en musique, et d'un doctorat *magna cum laude* en jurisprudence du Georgetown University Law Center.

[1] *Hydro One Limited v Avista Corporation,* (3 décembre 2018), U-170970, en ligne : WUTC <https://www.utc.wa.gov/_layouts/15/CasesPublicWebsite/CaseItem.aspx?item=document&id=00164&year=2017&docketNumber=170970&resultSource=&page=1&query=170970&refiners=&isModal=false&omItem=false&doItem=false%5d>.

[2] Cette problématique est exposée en détails, dans le contexte de la FERC, dans mon récent article intitulé « Inconsistent with the Public Interest: FERC's Three Decades of Deference to Electricity Consolidation », Energy Law Journal (automne 2018).

en capital des services publics qui produisent plus de bénéfices; ou (2) distribuer les bénéfices à la société de portefeuille, qui peut ensuite les investir dans ses autres activités ou les verser à ses actionnaires finaux.

Le devoir d'un service public envers ses clients est difficilement compatible avec son devoir envers la société de portefeuille. Le service public doit dépenser au besoin et pas plus que nécessaire, pour servir les clients de façon fiable et rentable. Par ailleurs, la société de portefeuille n'a aucune obligation de service à la clientèle. Elle est donc libre d'utiliser les revenus de l'entreprise pour financer ses autres investissements, plutôt que d'utiliser ses revenus pour assumer ses responsabilités. Cette liberté juridique met le service public en danger car la société de portefeuille américaine type, en tant que propriétaire à 100 % des capitaux propres du service public, est la seule source de capitaux propres de ce dernier.

Bien sûr, la société de portefeuille n'est pas un propriétaire anarchique, saignant ses propriétés pendant que les résidents en souffrent. La société de portefeuille veut que le service public soit sain sachant que l'entreprise de services publics n'occupe qu'une seule place dans le portefeuille de son propriétaire. L'objectif de la société de portefeuille est de maximiser la valeur totale du portefeuille et non la santé d'une partie du portefeuille, ce qui est une obligation envers ses actionnaires finaux. Il y a donc conflit entre l'obligation spécifique de l'entreprise envers ses clients et l'obligation générale de la société de portefeuille envers ses actionnaires finaux. Ce conflit conduit à de multiples problèmes, qui ont été exposés dans l'ordonnance de Washington et que la plupart des autres commissions doivent affronter.

INTERFÉRENCE AVEC L'INDÉPENDANCE DE L'ENTREPRISE DE SERVICES PUBLICS

Hydro One avait promis de ne pas entraver les activités d'Avista mais la Commission a conclu que les acteurs politiques de l'Ontario avaient sapé cette promesse « plus ou moins complètement ». Même lorsque la demande d'Avista était en instance, ces intervenants (1) ont forcé la démission de l'ensemble du conseil d'administration et du chef de la direction d'Hydro One; et (2) se sont engagés à réduire les tarifs d'Hydro One, sans tenir compte des effets sur la sécurité, la fiabilité et les finances. Résultats : des pertes importantes de valeur pour les actionnaires des deux sociétés, le déclassement des cotes de crédit d'Hydro One et le déclassement par les analystes financiers. Autre résultat : l'incertitude persistante quant à savoir si le nouveau conseil d'administration et le chef de la direction d'Hydro One, « dont l'identité demeure inconnue », partagerait les valeurs de la Commission de Washington ou s'il entrerait plutôt en conflit avec Avista, tout comme les politiciens de l'Ontario se sont ingérés dans le travail d'Hydro One.

La Commission de Washington a condamné les actions de l'Ontario en les qualifiant d'« ingérence politique ». Mais le contrôle de l'Ontario sur Hydro One est le même que celui que chaque société de portefeuille exerce sur ses services publics. Le contrôle de la société de portefeuille couvre toutes les décisions des services publics qui influent sur les bénéfices de la société de portefeuille : le type et le moment des investissements dans l'infrastructure des services publics, l'ampleur et le moment des demandes d'augmentation des tarifs, la tolérance ou l'intolérance face aux défis de la concurrence au monopole du service public, l'acceptation ou la résistance aux technologies qui aident les clients à choisir et l'utilisation ou l'utilisation abusive du droit exclusif du fournisseur au profit des autres sociétés de portefeuille. Un service public autonome prend ses propres décisions et n'a de comptes à rendre qu'à ses organismes de réglementation. En cas contraire, un service public acquis par une société de portefeuille prend les décisions exigées par cette dernière. Politique ou apolitique, l'ingérence est une ingérence. En permettant aux sociétés de portefeuille d'acheter leurs services publics locaux, les organismes de réglementation introduisent un conflit continu et inévitable.

Le problème ne disparaît pas avec les administrateurs « indépendants ». Ils ne sont indépendants que de la direction de l'entreprise de services publics et non de son actionnaire unique, la société de portefeuille. En effet, les administrateurs sont indépendants de la direction afin d'assurer leur seule allégeance à cet actionnaire unique. Ainsi, si l'administrateur indépendant constate un conflit entre l'intérêt de la société de portefeuille et celui des clients des services publics, l'intérêt de la société de portefeuille l'emporte. C'est ainsi que fonctionne l'obligation fiduciaire. Les administrateurs indépendants ne règlent pas le problème; ils l'enracinent.

DES INVESTISSEMENTS FUTURS INCONNUS

Contrairement à une société de portefeuille détenue par l'État, une société d'investissement promet à ses actionnaires une certaine « croissance ». La croissance provient de l'augmentation des profits des clients existants et de la prise de risques pour conquérir de nouveaux marchés et gagner de nouveaux clients. Les organismes de réglementation qui permettent à une société de portefeuille d'acquérir leur service public exposent les clients à ces risques. Ces régulateurs franchissent une certaine limite car la plupart des commissions n'ont aucun pouvoir légal sur les acquisitions futures de la société de portefeuille. Ainsi, la transaction la plus simple, comme les dirigeants d'un service public qui placent une société de portefeuille au-dessus du service public, peut transformer un service public de premier rang en filiale d'un conglomérat car cette simple société de portefeuille peut faire des acquisitions illimitées en dehors de la juridiction de la commission d'État. Et ces acquisitions comportent des risques, comme ceux qu'Exelon a énumérés dans son rapport 10-K de 2013 à la Securities and Exchange Commission, soit : « la distraction de la direction des opérations courantes, le rendement inadéquat du capital et des problèmes non identifiés qui n'ont pas été découverts dans la diligence exercée avant le lancement d'une initiative ou l'entrée sur un marché ».

Ce nouveau type de société de portefeuille attire un nouveau type d'investisseurs. Historiquement parlant, les services publics avaient des investisseurs prudents, veuves et orphelins, c'est-à-dire des personnes qui achètent et conservent patiemment, recherchant des dividendes stables et une croissance modeste de la valeur. Près d'une centaine d'acquisitions de sociétés de portefeuille, toutes approuvées par des commissions d'État, ont réduit ce secteur, laissant peu d'options aux investisseurs peu enclins à prendre des risques. Les investisseurs des sociétés de portefeuille recherchent des occasions à plus haut risque et à rendement plus élevé, de sorte qu'ils perçoivent le service public non pas comme un investissement conservateur mais comme une source de soutien financier et une protection contre ces occasions à risque élevé. Moins patients, moins enclins à accepter des rendements modestes, ces nouveaux investisseurs peuvent exercer des pressions sur les dirigeants de la société de portefeuille pour qu'ils visent une croissance accrue et prennent plus de risques, ce qui, comme le précise Exelon, « détourne la direction des opérations courantes ».

LES ÉCARTS DES MESURES DE SÉPARATION OU DE CANTONNEMENT

Cette déclaration de la Commission mérite une attention particulière : « Bien que la disposition [proposée par les requérants et les intervenants] contenait de nombreuses caractéristiques des mesures de cantonnement modernes... nous ne devons pas rater la forêt pour ne voir que les arbres. Nous devons considérer Hydro One comme un nouveau propriétaire potentiel pour Avista à la lumière de tout ce que nous savons aujourd'hui ». Voilà le point. Pourquoi chercher à protéger le service public de son nouveau propriétaire alors que ce qui compte, c'est la nature de ce dernier?

Je fais référence à ce que les acquéreurs appellent le « cantonnement », terme juridique dense qui vise à réduire l'exposition d'un service public aux risques commerciaux de la société de portefeuille. Ces mesures visent à empêcher la société de portefeuille (1) d'exploiter le service public pour obtenir des fonds; (2) d'imposer des frais aux contribuables pour les coûts causés par les autres activités de la société de portefeuille; (3) d'obliger le service public à soutenir financièrement ces autres activités; et (4) de faire participer le service public à la procédure de faillite de la société de portefeuille elle-même. Les objectifs du cantonnement ont du sens.

Mais le cantonnement ne vise qu'à réduire la probabilité de préjudice; il laisse en place les sources du préjudice : la nature de la société de portefeuille, son appétit d'acquisition, ses incitatifs et ses possibilités de contrôler les décisions de l'entreprise de services publics. Le cantonnement n'est pas le bon terme, parce que certains secteurs peuvent ne pas être bien cloisonnés. Si les autres pressions commerciales de la société de portefeuille l'empêchent de fournir suffisamment de fonds à la société de services publics ou détournent la direction de la société de ses responsabilités en matière de services publics, le cantonnement n'offre aucune aide. Ce problème s'applique à tout service public appartenant à une société de portefeuille, qu'il soit contrôlé par l'État ou par une société à but lucratif.

UNE PORTE DE SORTIE INCERTAINE

Si la société de portefeuille se comporte mal et qu'il n'y a pas cantonnement ou séparation, l'organisme de réglementation peut-il démêler l'acquisition? La Commission de Washington a

qualifié d'« impossible » ce débrouillage et un commissaire l'a assimilé au fait de tirer ou non une sonnette d'alarme.

Impossible, non; incertain, oui. Désembrouiller signifie désaffilier l'entreprise de services publics de sa société de portefeuille. Techniquement parlant, la désaffiliation ne peut se produire que si la société de portefeuille vend ses titres de société de services publics mais la Commission n'a aucune autorité sur la société de portefeuille, de sorte qu'elle ne peut pas ordonner directement à la société de portefeuille de vendre ces titres. Elle doit réserver ce pouvoir de désaffiliation comme condition d'approbation de l'acquisition de la société de portefeuille initiale. Pourtant, des dizaines de commissions ont approuvé près de 100 acquisitions de sociétés de portefeuille sans créer cette bretelle de sortie.

Par ailleurs, une commission pourrait, lorsqu'elle découvre un comportement répréhensible de la part d'une société de portefeuille, déclarer qu'elle révoquera la franchise du service public à moins que la société de portefeuille ne vende le service public. Étant donné qu'un service public sans franchise aurait peu de valeur pour la société de portefeuille, une société de portefeuille rationnelle acceptera de se désaffilier. Si la commission indique clairement que le nouvel acquéreur doit être le plus performant plutôt que le plus offrant, nous obtenons un résultat d'intérêt public. Encore une fois, aucune commission n'a jamais pris cette mesure et un problème d'ordre pratique demeure : qu'arrive-t-il si, au moment de la désaffiliation, il semble n'y avoir aucun acquéreur approprié, car aucun ne répond aux critères d'excellence de la commission? La désaffiliation permet à une commission d'éviter de tirer la sonnette d'alarme mais les incertitudes exigent une certaine prudence réglementaire avant de sonner la cloche. Pour appuyer l'idée : si un avion n'a pas de train d'atterrissage, la tour de contrôle devrait le garder sur la piste.

L'ASYMÉTRIE DES AVANTAGES

La Commission a critiqué l'asymétrie des avantages entre clients (74 millions de dollars) et actionnaires (de 450 à 900 millions de dollars). La plupart des fusions souffrent d'une asymétrie similaire. L'acquisition d'Hawaiian Electric par NextEra (rejetée par la Hawaii Commission) et l'acquisition de Pepco et de ses sociétés affiliées par Exelon (approuvée par les Commissions de Washington et du Maryland) avaient des ratios actionnaires/clients de 10:1 et 12:1, respectivement (en utilisant les chiffres des requérants, j'ai offert les deux calculs à titre de témoin expert dans ces affaires). La vente du contrôle d'une franchise accordée par le gouvernement est lucrative pour les actionnaires de l'entreprise acquise et non pour ses clients. La Commission de Washington a reconnu qu'il s'agissait d'un marché bidon; la plupart des commissions ne le font pas.

LES SOCIÉTÉS GOUVERNEMENTALES OU À BUT LUCRATIF SONT DES SOCIÉTÉS DE PORTEFEUILLE

Après avoir décrit les aspects négatifs d'une société de portefeuille contrôlée par le gouvernement, la Commission de Washington a identifié les aspects positifs d'une société de portefeuille à but lucratif. Les décisions des « entrepreneurs privés seraient fondamentalement, sinon exclusivement, dictées par des considérations commerciales quant à ce qui serait dans le meilleur intérêt de l'entreprise qu'ils souhaitent acquérir […] ». Cet essai a fait valoir le contraire. La société de portefeuille s'efforce de maximiser la valeur de son portefeuille. L'entreprise de services publics ne représente qu'une partie de cette valeur. Les priorités de la société de portefeuille entrent en conflit avec les obligations de l'entreprise de services publics. Si une commission veut que l'entreprise de service public soit contrôlée par des personnes « guidées […] exclusivement […] par […] l'intérêt supérieur de l'entreprise de service public », alors la commission devrait laisser l'entreprise de service public et non approuver des acquisitions qui subordonnent l'entreprise aux priorités des sociétés de portefeuille. Si la commission autorise ces acquisitions, au lieu de permettre au service public de choisir les acquéreurs en fonction du prix le plus élevé (ce qui est chose courante), elle devrait exiger que le service public choisisse l'acquéreur qui offre le meilleur rendement. C'est ainsi et seulement ainsi que les intérêts privés et publics s'harmoniseront.

UNE OMISSION DE LA COMMISSION

La Commission a blâmé l'Ontario et a regardé Hydro One avec scepticisme mais qu'en est-il d'Avista? Hydro One n'aurait pas pu accepter d'acquérir Avista si elle n'avait pas accepté d'être acquise par Hydro One. L'ordonnance de la Commission omet donc la question centrale : pourquoi Avista a-t-elle même envisagé et encore moins signé un contrat d'acquisition avec une entité aussi inadaptée? Quelle politique de la

Commission a encouragé ce service public à vendre le contrôle de sa franchise accordée par le gouvernement au plus offrant plutôt qu'au plus performant? Pour une prime de 24 %, qui ne serait pas disposé à vendre? Il est à souhaiter que la Commission de Washington, après avoir rendu une excellente ordonnance bloquant l'action imprudente d'Avista, clarifiera maintenant sa politique de fusion pour corriger le malentendu d'Avista. Une franchise de services publics est un privilège et une responsabilité. Ce privilège appartient à ceux qui offrent le meilleur rendement et non à ceux qui recherchent le gain le plus élevé. ■

LA CAPITAL POWER CORPORATION OU LE DÉBAT SUR LES PERTES EN LIGNE DE L'ALBERTA

*Gordon Kaiser**

INTRODUCTION

La question du traitement localisé des pertes sur les lignes de transport d'électricité (pertes en ligne) est débattue depuis longtemps en Alberta. En effet, lorsque le réseau électrique de l'Alberta a été déréglementé en 1995, l'un des principes clés du nouveau réseau de transport de l'électricité à accès libre, résidait dans le fait que les producteurs devaient payer des frais ou recevoir des crédits en fonction de l'emplacement de leur source d'approvisionnement, en vue d'assurer l'efficacité maximale du réseau.

Depuis l'ouverture du marché, il y a plus de deux décennies, la question de la méthode de calcul des pertes en ligne a fait l'objet d'un débat continu (et apparemment sans fin) devant les décideurs, l'*Alberta Utilities Commission* (AUC) (y compris ses prédécesseurs) et les tribunaux. Le transport de l'électricité entraîne la perte d'une partie de l'énergie sous forme de chaleur. Ces pertes dépendent d'un certain nombre de variables, dont la distance sur laquelle l'électricité est transportée. Les pertes signifient que, si l'on veut répondre à la demande, il faut produire plus d'électricité que ce que l'on consomme. Le cadre réglementaire de l'Alberta exige que les coûts des pertes énergétiques, durant le transport de l'électricité, soient récupérés auprès des producteurs plutôt qu'auprès des entreprises de transport ou des consommateurs finaux. Pour ce faire, les pertes à l'échelle du système sont mesurées au cours d'une période donnée. L'Alberta Electric System Operator (AESO) prend ensuite ces pertes à l'échelle du réseau et détermine quelle partie du coût des pertes totales à l'échelle du réseau devrait être attribuée et imputée à chaque unité de production. Ce faisant, les unités de production sont en mesure de tenir compte des pertes en ligne qui leur sont attribuées par l'AESO lorsqu'elles offrent de l'énergie électrique au bassin d'alimentation électrique et prennent des décisions quant à l'emplacement de leur centrale électrique.

En raison de la complexité, des variables et des interdépendances entre tous les producteurs et toutes les charges du réseau, il est impossible d'observer ou de mesurer la quantité de production individuelle qui est perdue dans le processus de transport de l'électricité. Par conséquent, l'AESO a élaboré une méthode pour calculer la variation des pertes totales du réseau découlant des variations de la production de chaque unité de production. Un facteur de pertes en ligne pour chaque unité de production et la méthodologie utilisée pour déterminer ces facteurs sont enchâssés dans une règle de l'AESO. Au risque de trop simplifier le long débat sur la méthodologie de l'AESO, la question centrale était de savoir si les frais ou les crédits payés pour les pertes reflétaient correctement les répercussions de l'emplacement des activités du producteur.

UNE DÉCISION DE LA COUR D'APPEL DE L'ALBERTA

La récente décision du juge Brian O'Ferrall dans l'affaire *Capital Power v Alberta Utilities Commission*[1] permet au moins de tirer une conclusion au sujet d'un aspect du débat sur la méthodologie. En bref, en janvier 2015, l'*AUC*

[1] 2018 ABCA 437.

a rendu une décision, dans le cadre d'une série de décisions, selon laquelle, la règle de 2005 de l'AESO sur les pertes en ligne, n'était pas conforme à la législation albertaine.

La question a été soumise à la Commission à la suite d'une plainte déposée par Milner Power Inc. en août 2005 auprès de son prédécesseur, l'*Alberta Energy and Utilities Board* (EUB). L'EUB avait sommairement rejeté la plainte de Milner et indiqué que l'AESO était libre de mettre en œuvre la règle de 2005 sur les pertes en ligne à compter du 1er janvier 2006, ce qu'elle a fait. Milner a interjeté appel de cette décision devant la Cour d'appel de l'Alberta et, en juillet 2010, la Cour a donné raison à Milner et renvoyé la plainte à la Commission pour qu'elle statue sur le fond.

L'audience s'est déroulée en deux phases. Premièrement, la Commission s'est demandé si la règle de 2005 sur les pertes en ligne était conforme à la loi applicable, y compris l'*Electric Utilities Act* (*Loi sur les services publics d'électricité)*[2] et le *Transmission Regulation* (Règlement sur *le transport d'électricité)*[3]. Deuxièmement, si la Commission se prononçait en faveur de Milner au cours de la phase 1, il fallait déterminer quel recours pourrait être accordé.

En 2012, la Commission a déterminé que la règle de 2005 sur les pertes en ligne n'était pas conforme à la loi applicable. Cette décision a été réexaminée par la Commission et, en 2014, les conclusions de la décision de 2012 ont été confirmées. La Commission a ensuite procédé à la deuxième étape du recours de la procédure et a divisé l'audience en trois modules. Aux fins du présent dossier, seul le module A sera abordé. Le module A traitait, entre autres, de la question de savoir si la plainte pouvait s'appliquer de façon continue du 1er janvier 2006 au moment de la décision relative au module A et si la Commission avait compétence pour modifier ou remplacer une règle de l'AESO en vigueur et pour ordonner une compensation financière entre le 1er janvier 2006 et la date de la décision concernant le module A.

En janvier 2015, la Commission a conclu que la plainte déposée par Milner s'était poursuivie sans interruption du 1er janvier 2006 au moment de la décision. Elle a également constaté que les frais et les crédits pour pertes en ligne étaient perçus en vertu du tarif ISO, qui s'est avéré être un régime de désaveu négatif et qu'ils étaient donc provisoires. Enfin, la Commission a déterminé qu'il n'est pas inadmissible qu'elle accorde une mesure corrective fondée sur les tarifs et une tarification rétroactive pour corriger les frais et crédits pour pertes en ligne illégaux, inclus dans le tarif du 1er janvier 2006 au moment de la décision.

L'impact de cette décision a été considérable et important. En combinaison avec d'autres décisions, tous les participants du marché entre 2006 et le moment de la décision sont touchés. Étant donné le temps écoulé depuis 2006, de nombreux participants ont quitté le marché et y sont entrés, ce qui a donné lieu à un processus de règlement compliqué pour percevoir et rembourser les différences. Enfin, les sommes en cause sont importantes, les pertes étant estimées pour cette période à 1,6 milliard de dollars.

La décision a fait l'objet d'un appel. En vertu de l'article 29 de l'*Alberta Utilities Commission Act*[4], une décision de la Commission peut faire l'objet d'un appel sur une question de droit ou de compétence au moyen d'une permission d'en appeler d'une motion devant un juge unique de la Cour d'appel de l'Alberta. Si la demande d'autorisation d'appel est accueillie, l'appel est alors entendu sur le fond par un comité de trois membres de la Cour d'appel. Le juge O'Ferrall a entendu la requête le 31 mai 2018 et l'a rejetée le 20 décembre 2018 dans une décision d'autorisation inhabituellement longue de 22 pages. Il a confirmé la qualification par la Commission de la règle des pertes en ligne comme étant un régime de désaveu négatif et assujetti à l'établissement de taux rétroactifs admissibles, concluant que la loi sur la fixation de taux rétroactifs non admissibles était claire et que la décision de la Commission reposait sur l'application de la loi aux faits de l'affaire. Il a déclaré que l'autorisation d'interjeter appel ne devrait être accordée que si l'application de la loi aux faits était déraisonnable.

La nature de la tarification rétroactive, les exceptions à l'interdiction de cette pratique

[2]SC 2003, c E-5.1.

[3]Alta Reg 86/2007.

[4]SC 2007, c A-37.2, art 29.

et le pouvoir de la Commission d'effectuer un rajustement rétroactif ont fait l'objet de nombreuses discussions. La Cour a conclu qu' « [...] aucun tribunal ou commission des services publics ne pourra jamais définir avec précision les circonstances dans lesquelles la tarification rétroactive est permise. Il n'est pas non plus souhaitable qu'ils le fassent. Et, probablement, il a été jugé encore moins souhaitable d'édicter une interdiction générale » [traduction][5].

Fait peut-être plus intéressant encore, le juge O'Ferrall a fait un certain nombre de commentaires au sujet du critère de l'autorisation d'en appeler d'une requête, de la norme de contrôle et de la retenue cruciale et de l'importance du rôle du tribunal et non de celui de la Cour, pour déterminer l'intérêt public.

Un demandeur d'autorisation d'appel doit établir qu'il existe un point sérieux et défendable avant que l'autorisation ne soit accordée. Les critères permettant de déterminer ce seuil ont été établis dans de nombreuses décisions de la Cour d'appel de l'Alberta :

- si le point en appel est important pour la pratique;
- si le point soulevé est important pour l'action elle-même;
- la question de savoir si l'appel est à première vue fondé ou, au contraire, s'il est futile;
- si l'appel entravera indûment le déroulement de l'action;
- la norme de contrôle en appel qui s'appliquerait si l'autorisation était accordée.

Le juge O'Ferrall s'est demandé s'il s'agissait de critères ou simplement de considérations ou de facteurs à prendre en compte, compte tenu de la nature de la décision et des questions juridiques ou juridictionnelles soulevées[6]. Voici son raisonnement :

> Une « question » évoque le doute. Une question de droit ou de compétence serait donc de soulever un doute sur un principe de loi ou une prise de compétence. Une « question » évoque un problème d'une certaine importance pratique nécessitant une solution. Ainsi, à moins qu'une question ou un problème d'importance pratique ne nécessite une réponse, la permission d'interjeter appel ne devrait pas être accordée parce qu'il n'y a aucun fondement à un appel. Sauf s'il existe une question de droit ou de compétence qui n'a pas déjà fait l'objet d'une réponse faisant autorité, aucun appel n'est valable [traduction][7].

La question de savoir si l'appel est fondé à première vue exige une évaluation du degré de retenue crucial qui serait appliqué. La probabilité de retenue augmente à mesure que le bien-fondé de l'appel diminue.

Le juge O'Ferrall a reconnu que la décision de la Commission de réattribuer rétroactivement les crédits et les frais soulevait une question de compétence qui relevait du pouvoir de la Commission d'ordonner les redressements. Toutefois, il a déclaré que l'existence d'une question de compétence ne signifiait pas automatiquement que la décision de la Commission soulevait une question ou un doute quant à sa compétence[8].

Il a appuyé avec insistance le principe selon lequel les tribunaux judiciaires devraient faire preuve de retenue à l'égard des tribunaux spécialisés, qui rendent des décisions juridiques dans le cadre de leurs compétences particulières, y compris des décisions juridictionnelles comme l'ajustement rétroactif des taux. Il est allé jusqu'à dire qu'une norme de déférence doit être appliquée même aux « véritables questions de compétence » sur cette demande de permission d'en appeler[9].

---

[5] *Supra* note 1 à la p 64.
[6] *Ibid* aux pp 30-38.
[7] *Ibid* à la p 32.
[8] *Ibid* à la p 40.
[9] *Ibid* à la p 48.

Par ailleurs, le juge a rejeté l'argument selon lequel seuls les tribunaux sont à l'origine du droit faisant autorité en matière de services publics, soulignant que le droit relatif à l'interdiction d'établir des tarifs rétroactifs a été largement élaboré par la réglementation des services publics et la jurisprudence découlant des travaux des commissions des services publics. Il précise :

> Selon les requérants, d'où vient l'interdiction en common law de la tarification rétroactive? Elle est le fruit d'une centaine d'années de réglementation des services publics et de jurisprudence des commissions des services publics dans cette province et ailleurs en Amérique du Nord. Certes, les tribunaux ont contribué à l'élaboration de l'interdiction en invoquant des concepts tels que la présomption contre l'application rétroactive de la législation. Mais il est important de comprendre que les raisons sous-jacentes à l'interdiction ne découlent pas uniquement de la common law, ou même du droit législatif. L'interdiction de la tarification rétroactive découle des principes généraux d'équité, de confiance, de certitude et de caractère définitif, que la common law reconnaît, mais qui sont indépendants de cette dernière. Ce sont des valeurs qui ont gagné de l'importance, non pas à cause de la loi, mais parce qu'elles revêtaient un sens dans une société juste et ordonnée. Les tribunaux n'ont pas de monopole ou d'expertise particulière en ce qui concerne l'application des principes d'équité. Et c'est ce que la Commission a fait en l'espèce : elle a appliqué les principes d'équité à une fonction (c.-à-d. la tarification) à l'égard de laquelle elle possède une expertise particulière [traduction][10].

Le juge O'Ferrall a ajouté que les commissions ne sont pas des tribunaux inférieurs régis ou supervisés par les tribunaux. La Cour a pour fonction d'aider la Commission et les entités qu'elle réglemente lorsqu'elles ont besoin du tribunal pour répondre à des questions. Dans ce contexte, le rôle de la Cour, a-t-il déclaré, est de corriger les erreurs de droit évidentes et de contrôler l'exercice des pouvoirs de la Commission, mais non de réglementer les services publics[11].

Le juge O'Ferrall a fait preuve de retenue à l'égard de la décision de la Commission quant à sa compétence d'ajuster rétroactivement la répartition des pertes en ligne parce que la fonction et l'expertise essentielles de la Commission étaient la tarification. Il a cité la décision de la Cour suprême[12] à l'appui de ce point de vue et a affirmé qu'une norme de vraisemblance s'applique présomptueusement à l'interprétation que fait la Commission de ses lois internes.

Le juge O'Ferrall a conclu que l'évaluation par la Commission des intérêts en jeu et la question de savoir si le respect de la règle des pertes en ligne produisait un résultat équitable et répondait aux objectifs de la législation pertinente n'étaient pas le genre d'évaluation que la Cour pouvait faire. Il a qualifié l'analyse par la Commission de l'établissement de taux rétroactifs admissibles fondés sur le régime de désaveu négatif en place de « logique certainement défendable », bien que son bien-fondé puisse faire l'objet de débats. Il n'était pas prêt à interjeter appel d'une demande d'autorisation pour conclure qu'il y avait une question sérieuse quant à l'exactitude de la décision de la Commission[13].

Il est allé plus loin en justifiant la déférence de la Cour sur une question de compétence en faisant ressortir l'importance primordiale de l'intérêt public dans les décisions de la Commission par rapport aux questions de droit et de compétence. Il a soutenu que la Commission était la mieux placée pour déterminer l'intérêt public et précisé ce qui suit :

---

[10] *Ibid* à la p 45.

[11] *Ibid* à la p 46.

[12] *ATCO Gas and Pipelines Ltd v Alberta (Utilities Commission),* 2015 SCC 45.

[13] *Supra* note 1 à la p 54.

> Pour décider si l'autorisation d'interjeter appel doit être accordée, il faut d'abord comprendre que la décision contestée de la Commission comporte beaucoup plus que des questions de droit ou de compétence. Le mandat premier et principal de la Commission est de prendre des décisions qui sont dans l'intérêt public. Elle doit faire les choix stratégiques qu'elle juge nécessaires pour atteindre les objectifs de la réglementation des services publics. La Commission comprend beaucoup mieux ces objectifs, mais on peut supposer qu'ils comprendraient des objectifs tels que l'établissement de tarifs justes, raisonnables et légaux pour les services publics, l'équilibre des intérêts des contribuables et des propriétaires des services publics, l'encouragement de l'efficacité dans la prestation des services publics, la promotion d'un marché concurrentiel dans la mesure du possible et le partage approprié des coûts liés aux pertes en ligne dans le transport d'électricité entre producteurs d'énergie conformément à la directive législative quant à la façon dont ces coûts devraient être partagés. Les questions de droit ou de compétence, bien qu'importantes, sont accessoires à la réalisation des objectifs d'intérêt public de la Commission [traduction][14].

CONCLUSION

Bien que la Cour ait été saisie d'une demande de permission d'interjeter appel, décisions qui sont souvent brèves et peu argumentées, cette décision se distingue par son analyse approfondie des principes de tarification rétroactive soulevés par la décision de la Commission, par l'importance primordiale de l'intérêt public dans les décisions des tribunaux et par l'appui ferme qu'elle accorde aux tribunaux spécialisés, en matière juridique et juridictionnelle pour ce qui est du principe de retenue. ■

[14] *Ibid* à la p 52.

CHURCHILL FALLS (LABRADOR) CORPORATION LIMITÉE ET HYDRO-QUÉBEC 2018 CSC 46

David MacDougall *

CONTEXTE

La présente décision[1] concerne le contrat conclu en 1969 entre *Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited* (« CFL Co. ») et Hydro-Québec qui définit le cadre juridique et financier de la construction et de l'exploitation de la centrale hydroélectrique du cours supérieur du fleuve Churchill au Labrador. Aux termes du contrat, Hydro-Québec s'est engagée à acheter, sur une période de 65 ans, la majeure partie de l'électricité produite par la centrale qui a soutenu le financement par emprunt pour la construction de l'installation. En échange, Hydro-Québec a obtenu le droit d'acheter l'électricité à prix fixe pendant toute la durée du contrat.

Au cours des années suivantes, le marché de l'électricité a connu des changements et le prix d'achat de l'électricité fixé dans le contrat est devenu nettement inférieur aux prix du marché. Hydro-Québec a été en mesure de vendre l'électricité de l'installation à des tiers aux prix du marché, ce qui lui a permis de réaliser des profits substantiels. Compte tenu de ce changement de circonstances, CFL Co. a demandé aux tribunaux d'ordonner que le contrat soit renégocié et que ses avantages soient réattribués. CFL Co. a cherché à faire établir un nouveau tarif afin de s'assurer que le contrat reflétait, à son avis, l'équilibre de l'entente initiale et de faire respecter l'obligation présumée d'Hydro-Québec de collaborer avec CFL Co. sur la base d'une obligation générale de bonne foi.

La Cour supérieure du Québec[2] a conclu que l'intervention demandée par CFL Co. n'était pas justifiée et la Cour d'appel du Québec[3] a rejeté l'appel de CFL Co. La Cour suprême du Canada (la « Cour ») a rejeté l'appel de CFL Co. par sept juges contre un, le juge dissident étant le juge Rowe, de la province de Terre-Neuve-et-Labrador et le juge en chef McLachlin n'ayant pas pris part au jugement.

DÉCISION

CFL Co. a soutenu qu'étant donné la nature du contrat et les obligations de bonne foi et d'équité des parties, Hydro-Québec avait l'obligation de renégocier le contrat lorsqu'il s'avérait être une source imprévue de profits importants pour Hydro-Québec. La position de CFL Co. était que le contrat devait être renégocié afin de répartir plus équitablement les bénéfices entre les parties[4].

CARACTÉRISATION DU CONTRAT

À l'appui de sa position, CFL Co. a commencé par soulever des arguments relatifs à la caractérisation, au contenu et à l'interprétation

---

* David MacDougall est avocat-conseil chez McInnes Cooper à Halifax, en Nouvelle-Écosse. Il conseille des clients dans les domaines de l'énergie et des ressources naturelles, et plus particulièrement sur les questions de réglementation énergétique et le développement de projets d'énergie renouvelable.

[1] *Churchill Falls (Labrador) Corporation Ltd c Hydro-Québec,* 2018 CSC 46.

[2] *Churchill Falls (Labrador) Corporation Ltd c Hydro-Québec,* 2014 QCCS 3590.

[3] *Churchill Falls (Labrador) Corporation Ltd c Hydro-Québec,* 2016 QCCA 1229.

[4] *Supra* note 1 au para 40.

du contrat. Elle a fait valoir qu'il s'agissait d'un contrat relationnel assimilable à une coentreprise[5]. Elle estimait que les parties avaient toujours eu l'intention de privilégier la coopération et le partage équitable des risques et des avantages associés au projet et que le contrat ne pouvait être considéré comme ayant traité le risque de fluctuations des prix de l'électricité aussi radicales que celles survenues depuis les années 1980, ces fluctuations étant impossibles à prévoir en 1969[6].

La Cour a toutefois conclu que le contrat ne pouvait pas être qualifié de coentreprise ou de contrat relationnel. En ce qui concerne le potentiel d'une coentreprise, la Cour a conclu que la preuve n'indiquait pas que les parties avaient l'intention de conclure un partenariat ou d'assumer conjointement la responsabilité financière ou logistique du développement du projet au-delà de la simple coopération requise pour exécuter leurs obligations respectives[7]. La Cour a donc conclu que les relations entre les parties ne présentaient pas les caractéristiques généralement associées à une coentreprise[8].

Quant au caractère relationnel du contrat, la Cour a noté qu'en général, un contrat relationnel énonce les règles d'une étroite collaboration entre les parties qui souhaitent le maintenir à long terme et met l'accent sur la relation des parties et sur leur capacité à s'entendre et à coopérer en ne définissant pas leurs obligations et avantages respectifs de façon très détaillée. La Cour a noté que de telles relations exigent une coopération plus active que celle qui est exigée par les contrats basés sur des transactions[9].

En ce qui concerne le contrat en cause, la Cour a conclu que les parties avaient établi une série d'obligations et d'avantages définis et détaillés plutôt que de prévoir une coordination économique souple[10]. La Cour note que la participation de chacune des parties est clairement quantifiée et définie et que cela démontre qu'elles entendent que le projet se déroule selon les termes du contrat et non en fonction de leur capacité à s'entendre et à collaborer de jour en jour pour combler les lacunes du contrat. La Cour note que l'interdépendance à long terme du contrat n'implique pas en soi que le contrat soit relationnel[11]. La Cour a spécifiquement noté que la Cour d'appel avait raison de conclure que le juge de première instance n'avait commis aucune erreur manifeste et prépondérante qui pourrait justifier une intervention et que sa conclusion déterminante concernant le paradigme du contrat, principalement que ses prix fixes et à long terme étaient précisément les avantages recherchés par Hydro-Québec en 1969, était fortement appuyée par la preuve qu'il avait examinée[12].

BONNE FOI, ÉQUITÉ ET IMPRÉVISIBILITÉ

CFL Co. a également soutenu que, sur le plan juridique, Hydro-Québec ne pourrait recevoir de tels bénéfices sans être tenue d'en distribuer une partie à CFL Co. en s'appuyant sur l'obligation générale de bonne foi[13] reconnue en droit civil québécois et sur les obligations implicites prévues au contrat en matière d'équité[14]. Hydro-Québec a noté et la Cour a accepté, que CFL Co. revendiquait essentiellement le droit d'exiger la renégociation du contrat sur la base de l'imprévisibilité[15].

En ce qui concerne la question d'une obligation implicite éventuelle, la Cour a conclu que même si une obligation implicite peut, au sens de l'article 1434 du *Code civil du Québec*[16], être incidente à un contrat si l'obligation est compatible avec l'économie générale de ce contrat et que sa cohérence semble exiger une telle obligation, une telle clause implicite doit non seulement ajouter au contrat des obligations qui pourraient le renforcer mais doit combler un vide.

---

[5] *Ibid* au para 41.
[6] *Ibid*.
[7] *Ibid* au para 42.
[8] *Ibid* au para 46.
[9] *Ibid* au para 66.
[10] *Ibid* au para 71.
[11] *Ibid*.
[12] *Ibid* au para 42.
[13] *Code civil du Québec,* LQ 1991, ch 64, art 6.
[14] *Supra* note 1 au para 43.
[15] *Ibid* au para 37.
[16] *Supra* note 13, art 1434.

La Cour a alors conclu qu'il n'y avait aucune lacune ou omission dans l'économie du contrat qui exigeait qu'une obligation implicite de coopérer et de renégocier les prix convenus soit lue dans le contrat afin de le rendre cohérent[17].

En traitant de cette question de clause implicite de renégociation, la Cour a spécifiquement noté que les interprétations proposées par CFL Co. ne pouvaient l'emporter sur les conclusions du juge quant à la répartition des risques entre les parties tel qu'il est stipulé au contrat et quant aux avantages qui en découlent, notamment pour Hydro-Québec[18]. La majorité a également noté que l'application de la conception (en dissidence) par le juge Rowe de la nature relationnelle du contrat équivalait à une réévaluation sommaire de ce que les parties considéraient comme le paradigme central du contrat, fondée sur une interprétation de la preuve, tant intrinsèque qu'externe, que le juge du procès n'a pas acceptée[19].

En ce qui concerne l'application de la doctrine de l'imprévisibilité, la Cour a conclu qu'un examen sommaire des clauses du contrat et de leur contexte suffisait pour conclure que les parties avaient l'intention de fixer le prix de l'électricité pour toute la durée du contrat[20] et surtout que le juge de première instance a conclu, à partir de la preuve, que les parties avaient l'intention d'attribuer le risque de fluctuations des prix et que les volontés sur ce point précis étaient unanimes[21]. De l'avis de la Cour, le risque de fluctuations des prix, variable connue, a été attribué par le contrat[22]. La Cour a déclaré que les parties convenaient qu'il s'agissait d'une variable dont la valeur était, par définition, inconnue[23], et que les parties, étant pleinement conscientes de cette réalité, ont néanmoins pris un engagement ferme sans inclure de clause d'ajustement des prix, ce qui a confirmé à la majorité de la Cour que le contrat devait s'appliquer quelle que soit l'ampleur des fluctuations des prix[24]. La majorité n'a pu trouver aucune erreur manifeste et prépondérante dans les conclusions du juge de première instance sur ce point[25].

Essentiellement, la Cour a conclu que la nature du contrat était que l'engagement des parties était définitif et ferme, et à long terme[26]. La Cour était d'avis que toutes les conclusions de fait requises étaient fortement appuyées par la preuve[27]. Étant donné que la majorité de la Cour a conclu que les parties avaient intentionnellement réparti le risque de fluctuations des prix, les circonstances dans lesquelles la doctrine de l'imprévisibilité pouvait potentiellement être reconnue ne correspondaient pas aux circonstances des parties en l'espèce. La Cour note également que la doctrine n'est pas explicitement reconnue en droit civil québécois à l'heure actuelle[28] et que tout développement d'une notion analogue à l'imprévisibilité en droit civil québécois doit tenir compte du choix du législateur de ne pas faire de cette doctrine une règle universelle[29].

La Cour a également noté que CFL Co. prétendait qu'elle n'invoquait pas spécifiquement la doctrine de l'imprévisibilité[30]. Toutefois, de l'avis de la majorité, les observations de CFL Co. ressemblaient beaucoup à cette doctrine et faisaient écho à son thème central – même si le contrat était à l'origine équitable et reflétait l'intention des parties, il ne reflétait plus cette intention initiale et ne l'avait pas fait puisque des changements imprévus importants sont survenus sur le marché de l'électricité[31].

---

[17] *Supra* note 1 au para 75
[18] *Ibid* au para 76.
[19] *Ibid*.
[20] *Ibid* au para 79.
[21] *Ibid* au para 80.
[22] *Ibid*.
[23] *Ibid*.
[24] *Ibid*.
[25] *Ibid* au para 81.
[26] *Ibid* au para 82.
[27] *Ibid*.
[28] *Ibid* au para 93.
[29] *Ibid* au para 96.
[30] *Ibid* au para 84.
[31] *Ibid*.

La Cour a noté que la position générale de CFL Co. tournait essentiellement autour de son argument clé selon lequel la différence entre le marché de l'électricité de la fin des années 1960 et le marché actuel était si importante et si radicale qu'il serait approprié de décrire la transition de l'un à l'autre comme un véritable changement de paradigme[32].

CFL Co. a soutenu que son argument n'était pas fondé sur l'imprévisibilité mais plutôt sur les notions de bonne foi et d'équité qui régissent l'exécution des obligations contractuelles en droit civil québécois[33]. En ce qui concerne la question de l'obligation générale de bonne foi, la Cour a noté que si cette obligation sert de fondement aux tribunaux pour intervenir et imposer aux parties contractantes des obligations fondées sur la notion d'équité contractuelle[34], elle peut aussi tempérer les interprétations formelles des termes de certains contrats et servir à maximiser l'effet utile d'un contrat et des obligations et avantages qui sont pour les parties l'objet du contrat[35].

La Cour note que lorsque la notion même d'imprévisibilité a été rejetée par le législateur québécois refusant d'incorporer cette doctrine dans le droit civil de la province, une protection analogue à celle-ci qui ne serait liée qu'à des changements de circonstances sans égard aux conditions fondamentales de la doctrine reconnues dans d'autres juridictions de droit civil ne pourrait devenir la règle en droit civil québécois[36]. La Cour a spécifiquement conclu que rien dans la relation entre CFL Co. et Hydro-Québec ne justifiait une intervention dans les circonstances de l'espèce, puisqu'il n'y avait ni inégalité ni vulnérabilité dans leur relation[37]. Les deux parties au contrat avaient de l'expérience et elles ont négocié longuement les clauses[38]. La Cour a conclu qu'elles s'engageaient à bien savoir ce qu'elles faisaient et que leur comportement montrait qu'elles voulaient que l'un d'eux supporte le risque de fluctuations des prix de l'électricité[39].

La Cour a conclu que l'obligation de bonne foi n'annule pas le droit d'une partie de se fonder sur les termes du contrat, à moins que l'insistance sur ce droit ne soit déraisonnable dans les circonstances[40]. En l'espèce, le refus d'Hydro-Québec de renoncer aux avantages découlant du contrat ne s'écartait pas de la norme de conduite raisonnable qui pourrait réfuter la présomption qu'une partie est de bonne foi[41]. De plus, la Cour a conclu que l'insistance d'Hydro-Québec à respecter le contrat, malgré le prétendu changement imprévu de circonstances, ne constituait pas non plus une conduite déraisonnable en l'absence d'autres manquements à l'obligation de « fair-play » ou à celle de collaboration ou de coopération[42].

De plus, la Cour a conclu qu'Hydro-Québec n'avait rien fait qui menaçait de perturber l'équilibre contractuel et qu'elle n'avait donc pas l'obligation de collaborer avec CFL Co. pour atténuer les effets du contrat[43]. La Cour a conclu que la preuve ne démontrait pas qu'Hydro-Québec agissait de mauvaise foi ou refusait d'accommoder la situation de CFL Co., mais qu'elle refusait seulement de donner à CFL Co. l'avantage découlant du contrat, ce qui ne constitue pas une violation de l'obligation de se conduire raisonnablement et conformément au franc-jeu[44]. La Cour note qu'Hydro-Québec bénéficiait effectivement du contrat dans la mesure où elle pouvait réaliser un profit grâce à sa participation au projet de Churchill Falls plutôt que d'entreprendre un projet similaire au Québec dans les années 1960, mais qu'elle avait obtenu cet avantage en échange d'investissements importants et de risques importants[45].

---

[32] *Ibid* au para 45.
[33] *Ibid* au para 85.
[34] *Ibid* au para 103.
[35] *Ibid*.
[36] *Ibid* au para 106.
[37] *Ibid* au para 109.
[38] *Ibid*.
[39] *Ibid*.
[40] *Ibid* au para 118.
[41] *Ibid* au para 119.
[42] *Ibid*.
[43] *Ibid* au para 123.
[44] *Ibid* au para 124.
[45] *Ibid*.

De même, la Cour a conclu que CFL Co. a reçu ce qu'elle s'attendait à recevoir en vertu du contrat, soit principalement la capacité d'utiliser le financement par emprunt pour l'usine, et un rendement sur son investissement qu'elle a jugé raisonnable au moment de la signature du contrat[46].

Enfin, la Cour a conclu que la situation en l'espèce ne constituait pas une violation d'une obligation permanente ou d'une faute continue qui n'est pas soumise à prescription[47] et considérant que l'événement le plus récent ayant perturbé le marché de l'électricité s'est produit au plus tard en 1997, c'est à ce moment que CFL Co. aurait eu droit à une action[48]. La Cour a donc conclu qu'une action était donc prescrite depuis la fin de l'année 2000 au plus tard. La mesure la plus récente est celle prise par la *Federal Energy Regulatory Commission* des États-Unis pour exiger que le marché soit effectivement ouvert à tous les producteurs, au plus tard en 1997[49]. La Cour n'a pas retenu l'argument de CFL Co. selon lequel le manquement d'Hydro-Québec à son obligation de bonne foi constituait une faute continue, mais a plutôt conclu que le droit d'action en question avait pris naissance au moment où les événements qui y avaient donné lieu s'étaient produits.

Dans l'ensemble, la Cour a conclu que le juge de première instance avait bien défini la nature de la relation entre les parties et le paradigme du contrat et que les parties n'avaient jamais eu l'intention de répartir également les risques et les avantages du projet[50]. Au contraire, elle a constaté que l'intention initiale était qu'Hydro-Québec assume la plupart des risques associés à la construction de la centrale appartenant à CFL Co[51]. La Cour est d'avis que l'avantage que CFL Co. qualifie de disproportionné, soit de garantir un prix fixe pour l'achat d'électricité, est considéré comme un moyen de faire assumer à Hydro-Québec un risque que CFL Co. ne voulait pas assumer. En contrepartie, Hydro-Québec devait obtenir des prix fixes bas et un contrat à long terme[52]. La Cour a conclu que le fait que le marché de l'électricité ait changé de manière si significative depuis que les parties ont conclu le contrat ne justifiait pas en soi le non-respect des termes du contrat et de sa nature[53]. De son avis, CFL Co. cherchait non pas à protéger l'équilibre du contrat mais à le remplacer par une nouvelle entente en défaisant certains aspects du contrat tout en conservant ceux qui convenaient à CFL Co. De l'avis de la majorité, ni la bonne foi ni l'équité ne justifiaient d'accéder à ces demandes.

La Cour a également noté avec intérêt que de son avis, CFL Co. lui demandait de limiter la portée temporelle du contrat afin qu'elle puisse bénéficier plus rapidement des avantages. À la fin du contrat, en 2041, elle recevra un jour ou l'autre une installation d'une valeur estimée à plus de 20 milliards de dollars qu'elle pourra exploiter à son propre avantage à compter de septembre 2041 pendant de nombreuses années encore[54].

OPINION DIVERGENTE

D'autre part, le juge Rowe était d'avis que le juge de première instance avait commis une erreur en concluant que le contrat n'était pas relationnel mais plutôt transactionnel, et que le contrat établissait une relation à long terme entre les parties fondée sur la coopération et la promesse d'un avantage mutuel[55]. Le juge Rowe était d'avis que, puisque le contrat ne contenait pas de mécanisme particulier de répartition des bénéfices allant au-delà de ce qui était prévu au moment de l'entente, les parties avaient une obligation implicite de collaborer à la définition des modalités de leur répartition et qu'Hydro-Québec avait manqué à cette obligation[56]. Le juge

[46] *Ibid.*
[47] *Ibid* au para 135.
[48] *Ibid.*
[49] *Ibid* au para 134.
[50] *Ibid* au para 136.
[51] *Ibid.*
[52] *Ibid.*
[53] *Ibid* au para 137.
[54] *Ibid.*
[55] *Ibid* au para 142.
[56] *Ibid* au para 145.

Rowe était d'avis qu'en examinant le cadre général des droits et obligations des parties énoncés dans le contrat, la véritable nature de l'entente était relationnelle plutôt que transactionnelle[57]. Il a également noté qu'il ne partageait pas l'avis selon lequel les contrats relationnels devraient être limités à ceux qui laissent certaines obligations à définir par les parties à une date ultérieure.

De l'avis du juge Rowe, d'après sa conclusion sur la nature relationnelle du contrat, les parties avaient une obligation implicite de coopérer à l'établissement d'un mécanisme de répartition des bénéfices extraordinaires[58]. De plus, il a constaté que « lorsqu'un défaut persiste dans le temps et cause des dommages permanents, la prescription recommence à courir chaque jour »[59]. Par conséquent, en refusant d'entamer des négociations en vue d'établir un mécanisme d'attribution des bénéfices imprévus, Hydro-Québec avait continuellement manqué à son obligation de collaborer et l'action de CFL Co. n'était pas prescrite[60].

CONCLUSION

Cette décision est le dernier chapitre d'un différend de longue date sur la répartition des avantages découlant du projet hydroélectrique Upper Churchill et elle fournit d'autres directives aux praticiens de l'énergie et des ressources naturelles qui sont souvent appelés à mettre en place des ententes à long terme pour appuyer le développement de projets. La Cour suprême du Canada a clairement indiqué que lorsque la preuve, y compris le libellé du contrat, permet de conclure que les parties se sont clairement mises d'accord sur la répartition d'un certain risque, même lorsque l'évaluation du risque à ce moment-là n'était pas clairement connue, les engagements contractuels à cet égard devraient généralement être respectés. À long terme, beaucoup de choses peuvent changer radicalement sur les marchés de l'énergie et des ressources naturelles, et les ententes contractuelles à long terme devraient être clairement articulées pour refléter la façon dont les parties ont convenu d'aborder la répartition des prix et d'autres changements potentiels sur ces marchés. La Cour suprême du Canada, tout en reconnaissant l'existence de la bonne foi et d'arguments équitables dans certaines circonstances, a reconfirmé le caractère sacré des contrats lorsque les parties ont réfléchi et réparti les obligations et avantages. ■

[57] *Ibid* au para 167.
[58] *Ibid* au para 180.
[59] *Ibid* au para 185.
[60] *Ibid* au para 186.

APERÇU DU RAPPORT DE NAVIGANT CONSULTING : « EXISTE-T-IL UNE CERTAINE SOUPLESSE POUR ADAPTER LE PAYSAGE ACTUEL DE LA RÉGLEMENTATION DES SERVICES PUBLICS AU CANADA? DE LA NÉCESSITÉ D'ENTAMER UNE CONVERSATION »

*Francis Bradley**

Faire en sorte que les entreprises canadiennes puissent fonctionner 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, est un bien public essentiel fourni par le secteur de l'électricité du pays. Cependant, comme dans d'autres secteurs, les services publics d'électricité doivent innover pour répondre aux exigences de l'ère moderne.

Plus précisément et maintenant plus que jamais, les considérations environnementales sont prises en compte dans les attentes des gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux à l'égard des services publics d'électricité. Le secteur a répondu à ces préoccupations, grâce à une forte croissance soutenue et une production non polluante de plus de 80 %. Cependant, il doit également faire face à un certain nombre de forces perturbatrices. La baisse de la consommation finale moyenne, la prolifération des ressources énergétiques distribuées et l'intensification de la concurrence sont autant de défis pour le secteur de l'électricité.

Pour s'adapter à ces défis, de nombreux organismes de réglementation assument des responsabilités et des rôles législatifs mais les outils disponibles pour faire face aux changements et aux perturbations varient considérablement d'une administration à l'autre. En résumé, nous avons le sentiment que le cadre réglementaire dans lequel les entreprises d'électricité évoluent a été lent à promouvoir le niveau d'innovation nécessaire pour relever les défis actuels et émergents.

En effet, il existe des procédures d'essai réglementaires qui cherchent à équilibrer ces intérêts concurrents (c.-à-d. les cadres d'analyse avantages-coûts), qui existent aujourd'hui dans l'industrie et qui pourraient servir de modèle. Cependant, ce sont les détails qui posent problème lorsqu'il s'agit de définir les avantages et les coûts qui sont inclus lorsque des impératifs intergouvernementaux existent.

Il est également vrai que les régulateurs sont eux-mêmes confrontés à des pressions contrastées. Par exemple, je n'ai pas encore rencontré d'organisme de réglementation qui ne reconnaît pas le bien public qui pourrait découler de l'innovation dans les services publics ou encore, un organisme de réglementation qui ne se rende pas compte que nous devons ajuster les modèles et les pratiques réglementaires afin que les services publics puissent relever les défis de l'heure. Toutefois, les organismes de réglementation se disent également confrontés à des pressions visant à faire en sorte que les

---

* Francis Bradley est chef de l'exploitation de l'Association canadienne de l'électricité.

coûts pour les consommateurs des services publics demeurent aussi bas que possible. Étant donné cette dimension politique, les régulateurs ont également tendance à ne pas approuver ou encourager l'innovation ou les idées qui sortent des sentiers battus; ils se trouvent plutôt à diriger les services publics de façon à remplacer ceci par cela, comme par le passé et au moindre coût possible. Ainsi, de nombreux intervenants du secteur ont le sentiment qu'il faut adopter une vision holistique à plus long terme qui tienne compte de l'incidence du *statu quo* sur les coûts pour les consommateurs.

Compte tenu de ces discussions, en 2017, l'*Association canadienne de l'électricité* a chargé *Navigant Consulting* (Navigant) d'entreprendre des recherches dans le but d'amorcer une discussion avec les organismes de réglementation sur la façon dont ils peuvent utiliser certains outils réglementaires pour promouvoir l'innovation et la modernisation des services publics. Navigant a identifié onze leviers et actions identifiés à la *Figure 1* ci-dessous que les régulateurs doivent prendre en compte lorsqu'ils cherchent à faire face aux perturbations technologiques auxquelles notre secteur est confronté. Navigant les a divisés en

Figure 1 : Leviers et mesures réglementaires[1]

	Leviers	Description
Réformes des processus	Optimiser les obligations de conformité et de déclaration	Réduire le fardeau réglementaire en éliminant les exigences en matière de conformité et de rapports de faible valeur et à faible risque.
	Rationaliser les procédures réglementaires	Promouvoir des règlements négociés, adopter des examens proportionnels, limiter strictement la portée des examens et des interventions, le cas échéant.
	Mettre en œuvre des examens périodiques obligatoires des politiques	Imposer des révisions obligatoires ou des clauses de caducité pour les principales politiques.
Réformes du cadre	Adopter d'autres formes de réglementation	Introduire et faire évoluer des modèles de réglementation fondés sur la performance.
	Restructurer les taux et les frais	Ajuster les structures tarifaires pour tenir compte des tendances et des habitudes d'utilisation actuelles et pour s'adapter à l'évolution de la technologie.
	Mandater des ententes flexibles avec les clients	Permettre une certaine souplesse quant à la façon dont les services publics classent et fournissent des services à différents clients.
	Modifier le régime d'interconnexion et de compensation pour les ressources énergétiques distribuées	Modifier la façon dont les ressources énergétiques distribuées sont interconnectées et contrebalancées.
	Mettre en place un traitement alternatif pour les délaissements d'actifs	Mettre en place d'autres formes de traitement des coûts échoués, par exemple l'amortissement accéléré, des comptes de report et de recouvrement distincts et des mécanismes de partage des coûts.
	Assouplir le traitement des organismes affiliés	Éliminer les obligations de conformité des organismes affiliés de faible valeur et à faible risque, recourir à des sanctions et à une surveillance et adopter des solutions technologiques pour se protéger contre les comportements anticoncurrentiels.
	Encourager la R. et D. appliquée et la démonstration technologique, et offrir des incitatifs en ce sens	Promouvoir la R. et D. appliquée et la démonstration de technologies au moyen de programmes précis et de l'évolution du modèle d'affaires de la réglementation et des services publics.
Concurrence	Considérer certains services comme admissibles à une déréglementation totale, partielle ou conditionnelle	Considérer certaines activités comme concurrentielles, s'abstenir de recourir à des éléments de la concession de services publics lorsqu'il existe des niveaux de concurrence appropriés.

[1]L'Association canadienne de l'électricité (ACÉ), « Existe-t-il une certaine souplesse pour adapter le paysage actuel de la réglementation des services publics au Canada? De la nécessité d'entamer une conversation » (2018), en ligne : <https://electricity.ca/wp-content/uploads/2018/10/Navigant-Flexibility-to-Adapt-Regulation.pdf>, aux pp i-ii.

deux grandes catégories : les réformes des processus et les réformes du cadre. Une troisième catégorie, la « concurrence », a également été identifiée.

Navigant a ensuite évalué la validité réglementaire des options de la trousse d'outils dans chacun des treize territoires et provinces du Canada, en vertu du cadre législatif actuel (voir la *figure 2*). L'admissibilité des organismes de réglementation pour chacun des treize leviers de réglementation varie considérablement d'un bout à l'autre du Canada, allant de la Saskatchewan et du Nunavut avec une admissibilité minimale, au Québec, en Alberta et en Nouvelle-Écosse avec une admissibilité considérable. L'admissibilité est représentée graphiquement à l'aide de cercles ombrés, où l'étendue de l'ombrage représente l'étendue du pouvoir discrétionnaire de l'organisme de réglementation en vertu de la loi actuelle.

Il ressort clairement de la recherche de Navigant que ce sont les organismes de réglementation qui disposent de la plus grande marge de souplesse dans leurs actions et leurs leviers pour ce qui est de la catégorie des processus, suivie du cadre et de la concurrence. En outre, la plupart des organismes de réglementation semblent également disposer d'une grande marge de souplesse dans la conception des tarifs et de la structure tarifaire en ce qui concerne l'introduction et la modification des politiques. Bref, la législation actuelle de la plupart des provinces et des territoires offre une certaine souplesse pour permettre aux organismes de réglementation de s'adapter aux perturbations du secteur de l'énergie. Étant donné les différences entre les circonstances propres à chaque administration, les options d'adaptation et d'évolution devraient être évaluées de façon plus approfondie à l'avenir.

Figure 2 : Admissibilité des leviers réglementaires[2]

		AB	CB	MB	N.-B.	T.-N.	T.-N.-O.	N.-É.	NV	ON	Î.-P.-É.	QC	SK	YK
Processus	Optimiser les obligations de conformité et de déclaration	●	●	◐	●	●	●	●	◐	●	●	●	○	●
	Rationaliser les procédures réglementaires	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	○	●
	Mettre en œuvre des examens périodiques obligatoires des politiques	◐	◐	◐	◐	◐	◐	●	◐	◐	◐	◐	○	◐
Cadre d'action	Adopter d'autres formes de réglementation	●	●	○	◐	◐	◐	◐	○	●	◐	◐	○	○
	Restructurer les taux et les frais	●	◐	◐	●	●	●	●	○	◐	●	●	◐	●
	Mandater des ententes flexibles avec les clients	◐	○	◐	◐	○	◐	◐	○	◐	○	◐	○	○
	Modifier le régime d'interconnexion et de compensation pour les ressources énergétiques distribuées	○	○	○	◐	●	○	●	○	◐	●	●	○	◐
	Mettre en place un traitement alternatif pour les délaissements d'actifs	◐	●	◐	○	●	◐	◐	○	●	●	●	○	●
	Assouplir le traitement des organismes affiliés	◐	●	○	○	◐	○	●	○	●	○	●	○	◐
	Encourager la R. et D. appliquée et la démonstration technologique, et offrir des incitatifs en ce sens	○	○	◐	◐	○	○	◐	○	◐	◐	●	○	◐
Concurrence	Considérer certains services comme admissibles à une déréglementation totale, partielle ou conditionnelle	○	○	○	●	○	●	○	○	○	○	○	○	○

[2] *Ibid* aux pp ii-iii.

En publiant cette recherche, le secteur de l'électricité vise à amorcer une conversation sur la façon dont les services publics d'électricité peuvent être incités à mettre de l'avant les investissements et les activités non traditionnels nécessaires pour s'adapter aux pressions décrites ci-dessus. Il s'agira aussi de déterminer comment les organismes de réglementation peuvent utiliser l'ensemble de leurs outils de réglementation pour permettre au secteur de l'électricité de relever les défis du moment.

Comme on pouvait s'y attendre, les recherches de Navigant n'ont pas permis de découvrir une « solution miracle » uniformément accessible aux organismes de réglementation de tout le pays pour permettre l'innovation et la modernisation des services publics. Toutefois, le rapport montre que la plupart des provinces et des territoires disposent de certains outils, qui varient d'une administration à l'autre et que les organismes de réglementation peuvent utiliser à cette fin.

L'ACÉ espère que ces travaux contribueront à faire avancer le débat sur la façon dont les organismes de réglementation peuvent utiliser pleinement ces outils pour favoriser l'innovation et la modernisation que tant d'intervenants du secteur de l'énergie reconnaissent comme étant dans le meilleur intérêt des Canadiens.

En entamant cette conversation, nous espérons trouver une solution et assurer l'avenir énergétique du Canada. ■