PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 5, NUMÉRO 4 2017

RÉDACTEURS EN CHEF

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

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

COLLABORATEURS 2017

M. Tom Adams, Bsc, MES, Consultant en énergie, Tom Adams Energy

Mme Héloise Apestéguy-Reux, BA, LLB, BCL, Avocate, McCarthy Tétrault, Toronto

Mme Mariko Geronimo Aydin, BS, MA, Associée senior, The Brattle Group, Cambridge

Mme Nicole Bakker, BSc, JD, Avocate, Blake, Cassels & Graydon LLP, Calgary

M. Nigel Bankes, BA, MA, LLM, Professeur, Président du Natural Resources Law, University of Calgary

M. Jeremy Barretto, BSc, MEng (Env), JD, Avocat, Osler, Hoskin & Harcourt LLP, Calgary

M. Keith B. Bergner, BA, LLB, Associé, Lawson Lundell LLP, Vancouver

Dr. Brian Bietz, BSc, PhD, PBiol, Président, Bietz Resources Ltd

Mme Lorelle Binnion, BSc, JD, Stagiaire, BLG, Calgary

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

Mme Jessica-Ann Buchta, BIB, MBA, JD, Avocate, Borden Ladner Gervais LLP, Toronto

M. David Bursey, BA LLB, Associé, Bennett Jones, Vancouver

Dr. Neil Campbell, HBA, LLB, MA, SJD, Associé, McMillan, Toronto

M. Gaétan Caron, BSc, MBA, cadre supérieur, School of Public Policy, University of Calgary, BlueKite, Co-fondateur

Mme Judy Chang, BSc, MPP, Directrice, The Brattle Group, Cambridge

Mme Nardia Chernawsky, LLB, BCL, Avocate, Blake, Cassels & Graydon LLP, Vancouver

M. Jeff Christian, BSc, LLB, Associé, Lawson Lundell LLP, Vancouver

M. Ron Clark, BA, LLB, LLM, Associé, Aird & Berlis LLP, Toronro

M. Michael Cleland, BA, MPL, cadre supérieur, University of Ottawa Collaboratory on Energy Research and Policy

M. Sean Conway, BA, MA, Conseiller en politiques publiques, Gowling WLG, Toronto

M. David A. Crerar, BA, LLB, Associé, BLG, Vancouver

M. Tony Crossman, LLB, LLM, Associé, Blake, Cassels & Graydon LLP, Vancouver

M. Kalyan Dasgupta, MSc, Consultant en économie, Berkeley Research Group

Mme Elizabeth DeMarco, BSc, MSc, Associé LLB, MSEL, Partner, Demarco Allan LLP, Toronto

Mme Anne Drost, LLB, BCL, LLM, Associée, Blake, Cassels & Graydon LLP, Montréal

M. Sam Dukesz, BA, Étudiant en droit, Stikeman Elliott, Toronto

M. Tyson Dyck, BA, LLB, JSM, Associé, Torys LLP, Toronto

M. Simon Ede, BSc, MS, Directeur, Berkeley Research Group, Londre, UK

M. Amir Eftekharpour, Stagiaire, Torys LLP, Toronto

Mme Jennifer Fairfax, BA, LLB, Associé, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Toronto

Dr. Ahmad Faruqui, BA, MA, PhD, Directeur, The Brattle Group, San Francisco

M. Robert S. Fleishman, BA, JD, Avocat-conseil en litige, Morrison Foerster, USA

M. Justin Fontaine, BA, Stagiaire, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Calgary

M. Michael Fortier, BA, MES, LLB, Partner, Torys LLP, Toronto

Mr. Ludovic Fraser, LLB, MBA, LLM, Conseiller juridique, CWP Energy, Montreal

Dr. Adam Fremeth, BA, MA, PhD, Professeur adjoint, Richard Ivey School of Business, Western University

Dr. Monica Gattinger, BComm, MA, PhD, Directrice, Institut de recherché sur la science, la société et la politique publique, Université d'Ottawa

M. Jack Gibbons, BA, MA, Chair, Ontario Clean Air Alliance

Mme Silke Goldberg, Avocate, Herbert, Smith Freehills LLP, London, Paris, Berlin

Mme Reena Goyal, BA, JD, LLM, Avocate senior, Independent Electricity System Operator

Dr. Walter Graf, BS, BSE, MS, PhD, Associé, The Brattle Group, Cambridge

M. Daniel Gralnick, LLL, Stagiaire en droit, Canadian Gas Association

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

Mme Rebecca Hall-McGuire, BComm, MES, JD, Avocate, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Toronto

M. Dufferin Harper, BSc, MSc, LLB, Associé, Blake, Cassels & Graydon LLP, Calgary

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

Mme Lauren Heuser, BA, JD, Fellow, Munk School of Global Affairs, University of Toronto

Mme Marie-Christine Hivon, BCL, LLB, Associé, Norton Rose Fulbright, Montréal

Dr. Guy Holburn, BA, MA, PhD, Directeur, Ivey Business School

Mme Kimberly J. Howard, BA, LLB, MA, Avocate, McCarthy Tétrault, Calgary

M. James Hunter, Conseiller juridique, Independent Electricity System Operator

M. Martin Ignasiak, BComm, LLB, Associé, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Calgary

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

Mme Michelle S. Jones, BSoc Sc, LLB, Avocate, Lawson Lundell LLP, Vancouver

Mme Jessica Kennedy, BSc, MBA, JD, Avocate, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Calgary

Mme Donna Kennedy-Glans, c.r., BA, LLB, Ancienne dirigeante d'entreprise du secteur de l'énergie et ministre associée de l'électricité et de l'énergie renouvelable

M. Richard King, BSc, MES, LLB, LLM, Associé, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Toronto

Mme Venessa Korzan, Stagiaire, DLA Piper, Edmonton

M. Jason Kroft, BA, LLB, LLM, Associé, Stikeman Elliott, Toronto

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

M. Richard Laszlo, BEng, MES, Directeur, QUEST

Dr. Stephen Littlechild, BComm, PhD, DSc (Hon), D Civ Law (Hon), Professeur émérite, Université de Birmingham

M. Peter Love, BA, MBA, Directeur des économies d'énergie, Love Energy Consultants, Toronto

M. Sylvain Lussier, BA, LLB, Associé, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Montréal

M. David MacDougall, BSc, LLB, LLM, Associé, McInnes Cooper, Halifax

Mme Sara Mahaney, BA, JD, Avocate, McInnes Cooper, Halifax

M. Dennis Mahony, BA, LLB, Associé, Torys LLP, Toronto

M. Michael Marion, BComm, LLB, Associé, BLG, Calgary

COLLABORATEURS 2017

M. Michael Massicotte, BComm, LLB, Associé, BLG, Calgary

Mme Kalie N. McCrystal, BA, JD, Avocate, BLG, Vancouver

M. Duncan Melville, MA, JD, CFA

M. Peter Miles, Économiste à la retraite

Mme Erica C. Miller, BBA, JD, Avocate Farris, Vancouver

Mme Caitlin Milne, BSc, BA, Stagiaire, Torys LLP, Toronto

M. Ian Mondrow, BA, LLB, Associé, Gowling WLG, Toronto

Dr. Michael Moore, BS, MS, PhD, Professeur, School of Public Policy, University of Calgary

Mme Caitlin Morin, BA, BCL, LLB, Avocate, Torys LLP, Toronto

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

M. Gordon N. Nettleton, BComm, LLB, Associé, Calgary

Mme Helen T. Newland, BSc, LLB, MA, Associé, Dentons Canada LLP, Toronto

Dr. Dwight Newman, BA, LLB, BCL, M Phil, PhD, Professeur, Canada Research Chair in Indigenous Rights, in Constitutional and International Law, University of Saskatchewan

M. Mathieu Nolin, LLB, LLM, Stagiaire, Blake, Cassels & Graydon LLP, Montréal

Mme Sarah Nykolaishen, BA, MA, JD, Avocate, Blakes, Calgary

M. Terri-Lee Oleniuk, BSc, JD, Associé, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Calgary

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

M. Bruce Outhouse, c.r., BA, LLB, Associé, Blois Nickerson and Bryson LLP, Halifax

M. Johannes P. Pfeifenberger, MS, MA, Directeur, The Brattle Group, Cambridge

M. Gordon Pickering, BComm, BA, Directeur, Navigant Consulting, Sacramento

M. André Plourde, BA, MA, PhD, Professeur, Doyen, Faculty of Public Affairs, Carleton University

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

Mme Molly Reynolds, LLB, Avocate senior, Torys LLP, Toronto

M. Erik Richer La Flèche, BCL, LLB, Associé, Stikeman Elliott

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

Mme Hannah Roskey, BA, JD, Avocate, Fasken Martineau, Calgary

M. Alan L. Ross, JD, MBA, Partner, BLG, Calgary

M. Chris Sanderson, c.r., BA, LLB, Conseiller senior, Lawson Lundell LLP, Vancouver

Dr. Hugo Schotman, PhD, Consultant externe, Canadian Gas Association, Ottawa

Dr. Sanem Sergici, BS, PhD, Directrice, The Brattle Group, Cambridge

M. Rick Smead, BSc, JD, Directeur général, RBN Energy LLC, Houston

M. James H. Smellie, BA, LLB, Associé, Gowling WLG, Calgary

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

Dr. Kathleen Spees, BS, MS, PhD, Directrice, The Brattle Group, Cambridge

M. David Stevens, BA, LLB, Associé, Aird & Berlis, Toronto

M. Doug Taylor, LLB, LLM, Conseiller, Blake, Cassels & Graydon LLP, Toronto

Dr. Ralf Thaeter, Dr.iur, LLM, Associé directeur- Allemagne, Herbert Smith Freehills, Francfort, Berlin

Mme Zoë Thoms, LLB, Avocate, Aird & Berlis LLP, Toronto

COLLABORATEURS 2017

M. Philip Tunley, BA, LLB, Associé, Stockwoods LLP, Toronto

M. John Vellone, BA Sc, LLB, MBA, Associé, Borden Ladner Gervais LLP, Toronto

Dr. Leonard Waverman, BComm, MA, PhD, Doyen, DeGroote School of Business, McMaster University

M. Patrick G. Welsh, Avocat, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Toronto

M. Adam White, BA, PDG, Powerconsumer Inc

Mme Sharon Wong, LLB, Associée, Blake, Cassels & Graydon LLP, Toronto

Dr. Moin A. Yahya, BA, MA, JD, PhD, Professeur ajoint, Faculty of Law, University of Alberta

M. Jason K. Yamashita, BA, JD, Avocat, Farris, Vancouver

Dr. Adonis Yatchew, BA, MA, PhD, Professeur, Department d'économies, University of Toronto

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

M. Glenn Zacher, BA, LLB, Associé, Stikeman Elliott, 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 RÉDACTIONELLE

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 11
Rowland J. Harrison, c.r. et Gordon E. Kaiser

ARTICLES

Système en crise : la prise de décisions en matière d'énergie au Canada et la réforme éclairée nécessaire 13
Michael Cleland et Monica Gattinger

Changement des attentes relatives à l'obligation de consulter pour les organismes de règlementation du secteur de l'énergie : répercussions plus larges des décisions de la Cour suprême du Canada dans première nation *Chippewas de la Thames* et *Clyde River* 25
Dwight Newman

Entente de plafonnement et d'échange de l'Ontario avec le Québec et la Californie 35
Tyson Dyck, Dennis Mahony, Henry Ren et Caitlin Milne

Changements législatifs et règlementaires encadrant les hydrocarbures et les pipelines 39
Ludovic Fraser

Aller de l'avant avec la réforme des tarifs 45
Ahmad Faruqui et Mariko Geronimo Aydin

COMMENTAIRE DE CAS

La Cour d'appel de l'Ontario clarifie les obligations des services publics en matière de protection de la vie privée 57
Molly Reynolds, Caitlin Morin et Amir Eftekharpour

Les organismes de règlementation de l'énergie et les dépassements de coûts : la décision Maritime Link de la Nouvelle-Écosse 63
Gordon E. Kaiser

RECENSION

Arbitration Law of Canada: Practice and Procedure 71
Gordon E. Kaiser

ÉDITORIAL

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

Les difficultés qui continuent de toucher la règlementation de l'énergie au Canada sont multidimensionnelles et complexes. Cependant, il convient d'aborder ces difficultés selon trois rubriques générales interreliées, soit l'acceptation publique (ou « licence sociale »), la consultation des Autochtones et les changements climatiques. Les articles du présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* apportent beaucoup au dialogue continu sur chacun de ces domaines.

Le processus d'approbation des grands projets de pipelines, en particulier, est devenu fortement politisé. Certains ont donc conclu que le système de règlementation est « brisé » ou, dans le vocabulaire privilégié par le gouvernement fédéral, qu'il doit à tout le moins être « modernisé ». Dans ce contexte, il ne pourrait y avoir besoin plus clair que de procéder à une recherche et une analyse fondées sur des données probantes afin d'étayer tout processus de réforme. D'ailleurs, le projet Énergie positive, lancé à l'Université d'Ottawa en 2015, vise à renforcer la confiance du public à l'égard des politiques, de la règlementation et du processus décisionnel en matière d'énergie au moyen de cette recherche et de cette analyse, d'une mobilisation et de recommandations.

La *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* présentera une série d'articles s'appuyant sur la recherche et l'analyse du projet Énergie positive. Le premier est publié dans le présent numéro et offre un aperçu des activités et des résultats des études menées au cours des trois dernières années dans le cadre du projet. L'article rédigé par Michael Cleland et Monica Gattinger dans le présent numéro s'intitule *Système en crise : la prise de décisions en matière d'énergie au Canada et la réforme éclairée nécessaire*. On y cerne bien la situation actuelle du cadre de règlementation de l'énergie au Canada (le « système en crise ») et le défi à venir (le « besoin d'une réforme éclairée »).

Les organismes de règlementation de l'énergie et les promoteurs de projets sont aux prises avec d'autres difficultés découlant des lois qui ne cessent de voir le jour sur la consultation des Autochtones. Les conséquences de deux récentes décisions importantes de la Cour suprême du Canada sont abordées par Dwight Newman dans son article intitulé *Changement des attentes relatives à l'obligation de consulter pour les organismes de règlementation du secteur de l'énergie : répercussions plus larges des décisions de la Cour suprême du Canada dans première nation* Chippewas de la Thames *et* Clyde River.

Les mesures politiques et règlementaires sur les changements climatiques dominent toujours le débat sur l'énergie au Canada. Les récents progrès en Ontario sont examinés par Tyson Dyck, Dennis Mahony, Henry Ren et Caitlin Milne dans l'article intitulé *Entente de plafonnement et d'échange de l'Ontario avec le Québec et la Californie*. L'entente dont il est question entrera en vigueur le 1er janvier 2018.

Les autres articles du présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* abordent une variété de sujets. Dans son article intitulé *Changements législatifs et règlementaires encadrant les hydrocarbures et les pipelines*, Ludovic Fraser examine les récents progrès réalisés au Québec.

Dans leur article intitulé *Aller de l'avant avec la réforme des tarifs*, Ahmad Faruqui et Mariko Geronimo Aydin examinent les quatre « vagues » de réforme du tarif de l'électricité qui a, estimentils, évolué aux États-Unis depuis les années 1980. Les auteurs laissent entendre que la « prochaine vague de réforme du tarif arrivera bientôt, et elle fournira aux clients de meilleurs outils et de l'information supplémentaire, qui permettront aux clients de contribuer à une efficacité accrue de l'alimentation en énergie et donneront aux clients un plus grand contrôle à l'égard du type et du coût de l'énergie qu'ils

consomment. »

Le présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* présente deux commentaires de cas. Molly Reynolds, Caitlin Morin et Amir Eftekharpour commentent la décision récente de la cour d'appel de l'Ontario dans l'affaire *Orlandis*, qui estime qu'un service public communiquant les données de consommation énergétique des résidents avec la police, ce qui a mené à une fouille et à des accusations criminelles, est une violation de l'attente raisonnable au respect de la vie privée des résidents. Dans l'article intitulé *Les organismes de règlementation de l'énergie et les dépassements de coûts : la décision Maritime Link de la Nouvelle-Écosse*, notre co-rédacteur Gordon Kaiser commente la toute dernière décision de la Commission des services publics et d'examen de la Nouvelle-Écosse (NSUARB), découlant du projet en difficulté de Muskrat Falls et du projet Maritime Link.

Le présent numéro se termine par un examen par notre co-rédacteur Gordon Kaiser de la troisième édition de la référence normalisée intitulée *Arbitration Law of Canada: Practice and Procedure* de J. Brian Casey. ■

SYSTÈME EN CRISE : LA PRISE DE DÉCISIONS EN MATIÈRE D'ÉNERGIE AU CANADA ET LA RÉFORME ÉCLAIRÉE NÉCESSAIRE

*Micheal Cleland et Monica Gattinger**

Introduction : l'avenir de l'énergie du Canada

De nombreux facteurs détermineront l'avenir de l'énergie du Canada au cours des prochaines décennies. La tarification du carbone et les engagements en matière de climat, l'évolution constante des marchés énergétiques internationaux, les avancées technologiques potentiellement radicales allant de l'électricité, aux véhicules et à la production d'hydrocarbures ainsi que la restructuration du réseau électrique se démarquent. Un autre enjeu arrive presque en tête de liste — un enjeu étroitement lié à tous les autres — la question de la confiance du public à l'égard du processus décisionnel en matière d'énergie.

La question de la confiance du public ne date pas d'hier, mais elle a beaucoup évolué au fil des décennies, notamment en passant du « pas dans ma cour » condescendant et péjoratif à l'acceptation sociale étrangement antidémocratique (ou du moins l'antidémocratie représentative). Le terme « confiance public » est utilisé ici volontairement pour éviter les notions inutiles sous-entendues par les deux autres termes. En outre, l'attention est passée de la notion que la responsabilité première de répondre aux préoccupations du public incombe aux promoteurs de projets à l'idée qu'une plus grande part de la responsabilité incombe aux autorités publiques.

En 2015, l'Université d'Ottawa a lancé le projet intitulé « Énergie positive » (EP) dont le mandat consiste à renforcer la confiance du public à l'égard des politiques, de la règlementation et du processus décisionnel en matière d'énergie au moyen d'une recherche et d'une analyse fondée sur des données probantes, d'une mobilisation et de recommandations de mesures. Le texte qui suit présente un aperçu des principales activités menées dans le cadre du projet Énergie positive et des résultats des études menées au cours des trois dernières années. Il s'inspire d'un vaste corpus de rapports de recherche, d'études et de processus de mobilisation, présentés tout au long de l'article, et jette les fondements d'une série d'articles sur la confiance du public dans la prise de décisions en matière d'énergie, qui sera publiée dans les prochains numéros de la Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie. Le premier article est forcément un résumé de haut niveau. On invite les lecteurs qui souhaitent obtenir d'autres détails à consulter les documents de base et à rester à l'affût des prochains articles qui exploreront plus en détail bon nombre d'enjeux abordés ci-après.

L'approche du projet Énergie positive comporte plusieurs caractéristiques. Elle est axée sur les solutions, est empirique, pragmatique

* Michael Cleland est un professionnel en résidence, qui fait partie de l'équipe du programme Énergie positive à l'Université d'Ottawa. La professeure Monica Gattinger est directrice de l'Institut de recherche sur la science, la société et la politique publique et présidente du projet Énergie positive de l'Institut.

et appliquée. Les activités de recherche ont été entreprises par des chercheurs éminents (notamment des chercheurs reconnus et une liste croissante d'étudiants de cycles supérieurs et du premier cycle[1]) au Canada et aux États-Unis, qui travaillent en étroite collaboration avec les spécialistes de l'énergie — des dirigeants de sociétés énergétiques, d'organisations non gouvernementales (qu'il s'agisse d'organisations non gouvernementales de l'environnement [ONGE], d'associations commerciales ou de groupes de réflexion), d'organisations autochtones, de municipalités ainsi que d'organismes gouvernementaux chargés des politiques et de la règlementation.

Le principe directeur d'EP a été que l'on peut aller au-delà du raisonnement simpliste et de la polarisation derrière des termes tels que « pas dans ma cour » et « acceptation sociale » avec un engagement à l'égard des faits et une collaboration entre toutes les parties. Les travaux sont marqués par une vaste mobilisation de critiques extérieures et d'analystes de tous les secteurs, appuyés par des ateliers axés sur la pratique et des mesures de sensibilisation. Ces ateliers visent un approfondissement de la compréhension collective de la source et de la nature des difficultés liées à la confiance du public. Et surtout, on cherche des manières de les aborder et, finalement, à contribuer aux mesures visant à atteindre un consensus sur les réformes souhaitées aux systèmes de prises de décisions en matière d'énergie au Canada. Il s'agit assurément d'un défi de taille. Trouver des solutions que l'on peut appliquer au monde réel de la politique, des réalités administratives, des préoccupations des investisseurs et des perceptions souvent ignorées des collectivités et des citoyens est une tout autre histoire.

Dans cette optique, le projet, parti de zéro, visait d'abord à mieux faire comprendre les réponses des collectivités canadiennes aux propositions de projets énergétiques de toutes sortes. Ces travaux, entrepris en partenariat avec la Canada West Foundation et présentés en série d'études de cas, sont à la fois qualitatifs et — lorsque le nombre de participants était suffisant pour effectuer une étude statistiquement valide — quantitatifs. À partir des commentaires découlant de l'étude et d'une connaissance approfondie des écrits dans ce domaine (dont la majeure partie est axée sur les pratiques des promoteurs plutôt que celles des autorités politiques et règlementaires), des courants de pensée ont été dégagés. Ces courants sont orientés par plusieurs thèmes ou principes fondamentaux, qui mènent tous vers des idées pratiques de plus en plus abondantes.

Des thèmes principaux recensés, plusieurs ressortent. Il faut surtout rappeler que le rôle des autorités publiques pour gagner la confiance du public et la confiance des investisseurs a été négligé, mais il sera un élément central du succès ou de l'échec à venir du développement énergétique au Canada, y compris le développement de l'énergie renouvelable. Ensuite, il ne s'agit pas seulement des organismes de règlementation, mais plutôt de l'ensemble du système de prise de décisions en matière d'énergie, de la politique jusqu'à la règlementation, en passant par la planification. Il s'agit d'un système, et le fait d'en réformer une partie et d'en ignorer d'autres peut purement renforcer les problèmes. Par ailleurs, les études de cas dans les collectivités ont révélé que le système n'est pas « brisé », mais qu'il doit subir une réforme, quoique parfois une vaste réforme. Il existe de nombreux exemples au Canada d'organismes et d'approches dont les lacunes requièrent une attention immédiate, mais les bonnes approches efficaces sont généralement méconnues du public parce qu'elles n'entraînent pas la controverse. Enfin, pour être efficace, la réforme doit être entreprise en s'appuyant sur de bonnes connaissances, la reconnaissance des

---

1 En font partie les praticiens de niveau supérieur, les chercheurs et les universitaires qui suivent : Loleen Berdahl (professeure, University of Saskatchewan), Stephen Bird (professeur, Clarkson University), Michael Cleland (professionnel en résidence, Université d'Ottawa), Shawn Denstedt (associé, Osler, Hoskin & Harcourt), Stewart Fast (associé principal de recherche, Université d'Ottawa), Monica Gattinger (présidente, Énergie positive, Université d'Ottawa), Guy Holburn (professeur, University of Western Ontario), Lawrence Keyte (attaché de recherche, Université d'Ottawa), Dan McFadyen (cadre supérieur, University of Calgary), Trevor McLeod (Canada West Foundation), David Mullen (professeur émérite, Queen's University), Nik Nanos (président-directeur général, Nanos Research), Shafak Sajid (Canada West Foundation), Kim Scott (ancienne conseillère sur l'énergie et le climat pour le chef national de l'Assemblée des Premières Nations), Louis Simard (professeur, Université d'Ottawa) et Adonis Yatchew (professeur, University of Toronto). L'équipe se compose également des étudiants des cycles supérieurs et du premier cycle qui suivent : Rafael Aguirre (candidat au doctorat, Université d'Ottawa), Marisa Beck (chercheure postdoctorale, Université d'Ottawa), Josh Giesbrecht (étudiant au premier cycle, Université d'Ottawa), Erik Koskela (étudiant au premier cycle, Université d'Ottawa), Kyae Lim Kwon (étudiante au premier cycle, Université d'Ottawa), Laura Nourallah (candidate au doctorat, Université d'Ottawa), Acacia Paton Young (étudiante à la maîtrise, Université d'Ottawa), Katherine Pietroniro (étudiante à la maîtrise, Université d'Ottawa), Chris Robillard (étudiant à la maîtrise, Université d'Ottawa), Melanie Vien-Walker (étudiante au premier cycle, Université d'Ottawa) et Caroline Woodward (étudiante au premier cycle, Université d'Ottawa).

besoins des divers acteurs, des limites et des possibilités ainsi que les réalités des systèmes d'énergie physique et de marché de l'énergie. C'est ce que l'équipe d'Énergie positive appelle une « réforme éclairée ».

Le monde entourant le processus de décision en matière d'énergie

La question de la confiance du public est centrée sur le processus de décision en matière d'énergie ou du moins sur les éléments de celui-ci, qui relèvent des autorités publiques (principalement fédérales, provinciales et territoriales). Bon nombre des débats récents se sont concentrés sur les organismes de règlementation, notamment l'Office national de l'énergie (ONE), mais accordaient peu d'attention à ce que l'on pourrait appeler le processus en amont, les éléments dont les décisions précèdent les projets et leurs promoteurs. Il s'agit de la politique au sens large et de la planification, un élément de la politique, mais dont l'objectif et les mécanismes sont distincts, sous-développé au Canada et probablement l'un des éléments les plus importants et les plus complexes du casse-tête.

Ce processus et ses éléments s'inscrivent dans une culture politique, économique et sociale beaucoup plus vaste, dont la majeure partie dépasse largement la portée des mesures de réforme du processus de décision en matière d'énergie, mais qui revêt une importance cruciale si l'on vise une réforme éclairée. On pourrait peut-être mieux comprendre cette culture au moyen d'une métaphore zoologique étendue de chevaux (changement social et des valeurs), d'éléphants (lacunes dans les politiques touchant la confiance du public à l'égard des organismes de règlementation et du développement énergétique) et de canards assoupis (les processus de décision en matière d'énergie, notamment les organismes de règlementation)[2].

Commencez avec les chevaux qui ont quitté l'écurie. L'enjeu de la confiance du public illustre les vastes changements sociaux et de valeurs observés après la période de la Seconde Guerre mondiale, qui touchent toutes les sphères de l'économie et de la société. Ils font partie de la réalité des responsables des décisions en matière d'énergie, et personne n'a le contrôle sur ces changements. La perte de respect de l'autorité est un phénomène qui dure depuis des décennies, qui rend les citoyens et les collectivités beaucoup moins disposés à se faire dicter leurs comportements. Ce phénomène a été accompagné d'une perte correspondante de la confiance à l'égard des autorités et des experts de toutes sortes. La fragmentation sociale est peut-être un phénomène plus récent, certainement un phénomène dont l'importance a explosé dans un monde de populisme et de « localisme » (à diverses échelles allant du nationalisme aux quartiers individuels), qui rend les notions d'intérêt public à grande échelle de plus en plus plus difficiles à accepter. De même, les citoyens et les collectivités ont pris l'habitude d'insister pour faire partie des décisions publiques qui les touchent. Parallèlement, on a observé une baisse marquée de la tolérance individuelle au risque, ce qui illustre peut-être le changement de valeurs (par exemple les cultures communautaires traditionnelles contre le développement économique moderne), mais combinée à une tendance grandissante chez les personnes de percevoir les risques d'une manière qui diffère — parfois beaucoup — des perspectives des experts. À tout cela s'ajoute le nouveau monde des réseaux sociaux, capable autant d'habiliter les démunis et de donner accès à l'information que de présenter de l'information erronée et d'exagérer les risques.

Tout cela est évident, mais on ne le comprend pas toujours bien. Une chose est certaine, les chevaux ont quitté l'écurie. Aucun retour en arrière possible sur le plan des changements sociaux et de valeurs.

En même temps, touchant plus précisément l'énergie, il y a beaucoup d'éléphants dans la pièce, soit les enjeux politiques à grande échelle à l'égard desquels les responsables des politiques sont à la traîne. Les premiers enjeux, et les plus évidents, sont le changement climatique et le carbone. Dans les décisions relatives aux projets énergétiques, le gouffre immense entre les aspirations et les déclarations du gouvernement sur la gestion du carbone et l'application de politiques pratiques et le suivi laissent la place à une opposition pour des raisons politiques, plutôt qu'en raison des projets, les

2 Pour obtenir une description complète de la métaphore des chevaux, des éléphants et des canards assoupis, voir Michael Cleland & Monica Gattinger, *System Under Stress: Energy Decision-Making in Canada and the Need for Informed Reform*, Ottawa, Université d'Ottawa (Énergie positive), 2017, aux pp 11-17.

citoyens confus et encore plus méfiants, et les investisseurs plus prudents que jamais. Un enjeu tout aussi important, peut-être encore moins à la veille d'être réglé, est la réconciliation avec les citoyens autochtones, où l'histoire fait planer une ombre immense de méfiance, de promesses brisées ainsi que de discrimination et d'abus systémiques. Les relations du Canada avec les citoyens autochtones, dans le domaine de l'énergie, ne se résument pas aux projets énergétiques individuels, mais les projets et les processus de décision associés se trouvent au centre de ces débats et enjeux beaucoup plus importants. Il s'agit notamment des attentes des collectivités autochtones à l'égard du progrès social et économique, associées au désir de prendre les décisions qui les touchent, ou du moins de participer à la prise de décisions, et ce, dans un contexte légal à la fois habilitant et ambigu sur le plan des conséquences. Enfin, on trouve la question complexe, plus diffuse mais non moins importante, de déterminer la meilleure manière de gérer les effets combinés de toutes sortes de projets dans une région ou une collectivité donnée. Il s'agit d'une question qui émerge de nombreuses études de cas examinées dans les recherches menées dans les collectivités, présentées précédemment et décrites ci-après, chose que les promoteurs individuels de projets et les responsables des processus d'approbations règlementaires ne peuvent régler eux-mêmes, pas moins que les lacunes dans les politiques et la réconciliation autochtone.

Dans le contexte des chevaux qui ont quitté l'écurie et des éléphants dans la pièce, les processus décisionnels en matière d'énergie, et les organismes de règlementation de l'énergie en particulier, sont des canards assoupis, la cible d'une opposition, d'une critique et d'une polarisation importantes. Il n'y a plus rien à dire à ce sujet, mais il reste beaucoup à faire, comme il est établi ci-dessous.

Pour conclure cette courte analyse du monde qui entoure la prise de décisions en énergie, force est d'aborder rapidement un sujet connexe ignoré dans la plupart des débats publics. Il s'agit de la pénible vérité que les sociétés complexes incarnent une myriade de contradictions et de tensions. Ces tensions qui font toutes parties de la vie moderne des sociétés démocratiques en particulier touchent manifestement toutes les décisions, y compris celles visant l'énergie et les projets énergétiques. Il est cliché de caractériser l'énergie comme étant une histoire à long terme, mais c'est le cas, et les décisions comportant des conséquences à long terme représentent un enjeu croissant dans un monde de plus en plus dominé par des contraintes de vision à court terme et les demandes de la politique électorale. Les problèmes de gestion d'une grande complexité ne concordent pas facilement avec un monde abêti où la simplicité constitue le parangon et les revendications de complexité servent à laisser entendre l'aveuglement de l'élite. Une autre tension inhérente est le fait que les intérêts sociaux à grande échelle sont la plupart du temps contraires aux intérêts et aux valeurs des collectivités locales. Nous vivons dans un monde où la responsabilité démocratique est devenue en quelque sorte une valeur absolue, mais cette valeur doit être conciliée avec la nécessité d'avoir un processus décisionnel objectif, fondé sur des données probantes. Parallèlement, les institutions sur lesquelles nous comptons pour prendre les décisions s'appuient essentiellement sur l'intégrité des procédures pour contrebalancer le manque de responsabilité démocratique directe. Mais, pour de nombreux citoyens et de nombreuses collectivités, la procédure semble un moyen de taire la voix des citoyens. Et, finalement, même si bon nombre de pistes intéressantes de réforme mènent à la nécessité de planifier, il est difficile de concilier avec les décisions en temps réel des acteurs du marché, des organismes de règlementation des projets et des politiciens, une vision à long terme dans une planification orientée, complexe et fondée sur des données probantes.

Tout ce qui précède risque de sembler un cri de désespoir. Mais, la vie doit continuer, et des décisions doivent être prises d'une manière ou l'autre. Et si les efforts de réforme ne les dirigent pas vers ces tensions, les décideurs risquent de se heurter contre les écueils de la réalité pratique. Une réforme éclairée doit s'attaquer à toutes les tensions. Les données probantes découlant des six études de cas font ressortir les nombreuses manières possibles de le faire.

Six études de cas sur le rôle des collectivités dans le processus de décision en matière d'énergie

Le projet d'études de cas, entrepris en partenariat avec la Canada West Foundation, a été réalisé entre le printemps 2015 et novembre 2016. À la suite d'une recension

préliminaire des écrits[3] et de deux douzaines d'entrevues auprès de chefs de file en matière d'énergie partout au pays[4], les responsables de l'étude se sont penchés exclusivement sur sept projets dans sept collectivités (l'une des études de cas était une analyse comparative de deux projets similaires en Ontario). Le choix des collectivités a été déterminé par un désir d'avoir un échantillon large et diversifié, de partout au Canada, notamment des collectivités autochtones, non autochtones, urbaines et rurales, traitant de projets bien situés ou non, linéaires et non linéaires, portant sur l'énergie fossile et non fossile (énergie électrique, énergie éolienne). Le tableau ci-dessous présente un aperçu des six études de cas.

Voici la stratégie utilisée pour chacune des études de cas :

- reconnaissance initiale, dont un examen complet des dossiers publics;
- entrevues avec 6 à 20 informateurs, menées entre mars et juin 2016;
- études quantitatives réalisées entre juillet et septembre 2016 dans cinq collectivités dont la taille de la population est suffisante pour obtenir un échantillon statistiquement valide (Kitimat/nation Haisla, Eckville/Rimbey, Oakville, comté de King, comté de Kent/Première

Six études de cas sur le rôle des collectivités dans le processus de décision en matière d'énergie

Projet et collectivité	**Approuvé ou non, construit ou non (si construit, quand)**	**Principale compétence responsable**	**Linéaire/ régional/ local**	**Énergie/ carburant; fossile/ renouvelable**
Projet d'oléoduc Northern Gateway – Kitimat et nation Haisla, ColombieBritannique	Approuvé par l'organisme de règlementation mais renversé par la Cour suprême et le gouvernement fédéral	Gouvernement fédéral	Linéaire	Transport de carburant; fossile
Western Alberta Transmission Line (WATL) – Eckville-Rimbey, Alberta	Approuvé, construit et en service, décembre 2015	Gouvernement de l'Alberta	Linéaire	Ligne de transport d'énergie; fossile et renouvelable
Centrale hydroélectrique de Wuskwatim – Nation crie Nisichawayasihk (NCN), Manitoba	Approuvé, construit et en service, juin 2012	Gouvernement du Manitoba	Local	Électricité; renouvelable
Centrales au gaz naturel en milieu urbain – Comté d'Oakville et de King, Ontario	Oakville — non approuvé. King – approuvé et en service, mai 2012	Gouvernement de l'Ontario	Local	Électricité; fossile
Parc d'éoliennes – St-Valentin, Québec	Non approuvé	Gouvernement du Québec	Local/ régional	Énergie; renouvelable
Exploration de gaz de schiste – Comté de Kent et nation Elsipogtog, Nouveau-Brunswick	Non approuvé	Gouvernement du Nouveau-Brunswick	Régional	Carburant; fossile

3 Voir Laura Nourallah, *Communities in Perspective: Literature Review of the Dimensions of Social Acceptance for Energy Development and the Role of Trust,* Ottawa, Université d'Ottawa (Énergie positive), 2016.
4 Voir Michael Cleland, Laura Nourallah & Stewart Fast, *Fair Enough: Assessing Community Confidence in Energy Authorities,* Calgary et Ottawa, Canada West Foundation et Université d'Ottawa (Énergie positive), 2016.

nation Elispogtog);

- synthèse et analyse des résultats, présentées dans un rapport intitulé *Une question de confiance : le rôle des communautés dans le processus de décision en matière d'énergie,* publié en novembre 2016[5]. Des rapports détaillés pour chaque étude de cas ont également été préparés[6].

Le sommaire de l'étude, présenté ci-dessous, passe inévitablement à côté des subtilités du rapport final et encore plus des études de cas elles-mêmes, mais de nombreuses observations de haut niveau ressortent.

La plupart du temps, les échecs des politiques ont joué un rôle important. Des échecs des politiques de toutes sortes sont mis en cause tant pour les projets bien situés que ceux qui ne l'étaient pas. Dans la section précédente, nous avons invoqué trois enjeux politiques importants, soit le changement climatique, la réconciliation avec les citoyens autochtones ainsi que la planification régionale efficace et la gestion des effets cumulatifs. Étonnamment, dans aucun des cas le changement climatique n'était un facteur dominant de quelque façon que ce soit. Les répercussions sur l'environnement et la santé (réels ou peut-être uniquement perçus, et dans certains cas, seulement des exemples de ce que l'on pourrait appeler un « échec » des politiques) étaient beaucoup plus importantes. Trois des cas portaient sur l'expérience historique avec les traités et les revendications territoriales, et l'on peut probablement caractériser la majeure partie de cette expérience comme étant un échec politique.

Mais surtout, il existait ce que l'on pourrait appeler des échecs des processus : l'incapacité de traduire l'intention du gouvernement en un processus de mobilisation cohérent et stable avec les collectivités touchées, qui mènerait à un processus règlementaire perçu comme étant légitime, stable et clair. Ces échecs ont eu différents effets. Certains ont été maîtrisés au moyen d'une adaptation créative (Première nation Nisichawayasihk) ou d'une détermination inébranlable (Eckville/Rimbey, comté de King). Un projet qui avait été approuvé (Kitimat/nation Haisla) s'est retrouvé sans légitimité politique et, finalement, juridique. Enfin, en raison de ces effets, trois projets n'ont pas été approuvés (Oakville, St-Valentin, comté de Kent/Première nation Elsipogtog).

Le contexte est important. Le contexte interne des collectivités touchées en fait évidemment partie — parfois en fonction des économies traditionnelles dépendantes des ressources renouvelables locales, dans d'autres cas, des collectivités urbaines s'opposant aux intrusions perçues comme ayant des répercussions importantes potentielles sur la santé. Le contexte externe était tout aussi important, même s'il n'était pas — comme on l'a souvent reproché — lié aux communications de célébrités de l'extérieur sur le changement climatique, mais plus souvent attribuable à l'absence de conviction de la collectivité en question que le projet était justifié dans un contexte plus large. Le legs des évènements passés a peut-être eu une incidence directe sur la collectivité (surtout les collectivités autochtones), ou l'on a peut-être jugé que ces évènements présentaient des risques (par exemple des fuites de pipelines), que la collectivité n'était pas prête à tolérer. Ce qui semble important ici pour les décideurs et les organismes de règlementation (et les promoteurs de projets), c'est que toutes les diverses dimensions du contexte doivent être examinées attentivement et abordées dès le début du processus, la plupart du temps avant qu'on en arrive à l'étape de processus décisionnel

---

5 Voir Michael Cleland et al, *Une question de confiance : le rôle des communautés dans le processus de décision en matière d'énergie,* Calgary et Ottawa, Canada West Foundation et Université d'Ottawa (Énergie positive), 2016.

6 Voir Stephen Bird, *Une question de confiance : le rôle des communautés dans le processus de décision en matière d'énergie, Étude de cas : Centrales au gaz naturel en milieu urbain – comtés d'Oakville et de King (Ontario),* Calgary et Ottawa, Canada West Foundation et Université d'Ottawa (Énergie positive), 2016; Cleland, Fast et Nourallah, *supra* note 4; Shafak Sajid, *Une question de confiance : le rôle des communautés dans le processus de décision en matière d'énergie, Étude de cas : Oléoduc du Northern Gateway – Nations Kitimat et Haisla (Colombie-Britannique),* Calgary et Ottawa, Canada West Foundation et Université d'Ottawa (Énergie positive), 2016; Shafak Sajid, *Une question de confiance : le rôle des communautés dans le processus de décision en matière d'énergie, Étude de cas : Projet Western Alberta Transmission Line (WATL) – Eckville et Rimbey (Alberta),* Calgary et Ottawa, Canada West Foundation et Université d'Ottawa (Énergie positive), 2016; Shafak Sajid, *Une question de confiance : le rôle des communautés dans le processus de décision en matière d'énergie, Étude de cas : Centrale hydroélectrique de Wuskwatim – Nation crie de Nisichawayasihk (Manitoba),* Calgary et Ottawa, Canada West Foundation et Université d'Ottawa (Énergie positive), 2016; Louis Simard, *Une question de confiance : le rôle des communautés dans le processus de décision en matière d'énergie, Étude de cas : Parc d'éoliennes – St-Valentin (Québec),* Calgary et Ottawa, Canada West Foundation et Université d'Ottawa (Énergie positive), 2016.

officiel du projet.

Aucune collectivité n'est monolithique. Les études quantitatives ont révélé une divergence d'opinions importante d'un cas à l'autre (c'était au milieu de 2016; ce qu'aurait pu révéler une étude entreprise au moment de la controverse de chaque projet est une autre question). La majorité s'est opposée au projet dans seulement deux des cinq collectivités examinées, et l'opposition était écrasante (70 %) seulement dans une collectivité (comté de Kent/Première nation Elsipogtog). Mais même où l'on relève l'appui de la majorité, dans les résultats de 2016, les projets n'ont finalement pas été entrepris (Northern Gateway) ou ont entraîné une controverse importante et coûteuse sur le plan politique (Eckville/Rimbey, comté de King). Étonnamment, on a dénoté beaucoup moins de divergence dans les réponses à la question suivante : « faites-vous confiance aux pouvoirs publics pour prendre des décisions sur des projets énergétiques? » Dans quatre des collectivités étudiées, les niveaux de méfiance variaient entre 60 et 70 %. Curieusement, vu le résultat final, la collectivité Kitimat/nation Haisla affichait le niveau de méfiance le plus faible à l'égard des pouvoirs publics, à environ 50 %. On devra relever l'éternel défi de trouver exactement comment dégager et comprendre les attitudes de la « collectivité » en vue de mieux gérer le processus.

Les intérêts, bien qu'ils soient importants, semblaient jouer un rôle secondaire par rapport aux valeurs. Dans les études de cas, les facteurs négociables, comme les emplois, l'investissement communautaire et les bénéfices tirés des ressources jouaient au plus des rôles secondaires. En comparaison, les valeurs profondément enracinées, tant les valeurs fondamentales (telles que l'attachement au milieu naturel ou les modes de vie traditionnels) que les valeurs procédurales (être traité avec ouverture et équité) étaient importantes et constituaient de grandes sources de controverse. Il semble évidemment que les aspects économiques ne suffiront pas à ébranler les valeurs auxquelles souscrivent les intéressés, et toute tentative de le faire s'avérera probablement nuisible.

L'information importe, mais l'éducation énergétique n'est pas nécessairement le problème. Dans l'ensemble, les collectivités dont il est question dans les études de cas s'informent activement et abordent les enjeux avec au moins une certaine part d'objectivité; toutefois, le facteur temps, les voies de communication, les sources, la nature et la qualité de l'information exercent une influence sur la confiance de la collectivité à l'égard du processus décisionnel. Plus particulièrement, lorsque le processus était accompagné d'une instabilité institutionnelle (Eckville/Rimbey); ou d'une incohérence apparente entre les responsabilités politiques et règlementaires (Oakville, comté de King); caractérisé par une réticence des responsables à échanger de l'information (Oakville, comté de King); ou révélait que les pouvoirs publics n'étaient simplement pas prêts à aborder les enjeux (comté de Kent/Première nation Elsipogtog), le résultat, quelque peu prévisible, était des niveaux élevés de méfiance.

La mobilisation doit être réelle et intervenir tôt durant le processus. Dans les six cas étudiés, la mobilisation a pris de nombreuses formes, mais elle a été négligée à l'égard de plusieurs aspects. Le cas le plus familier a été dans la collectivité de Kitimat/nation Haisla où, selon l'opinion de la Cour suprême du Canada, le processus de mobilisation des Premières Nations a été négligé. Lorsqu'il était jugé qu'un projet était le résultat d'un besoin découlant de l'extérieur (Eckville/Rimbey, Oakville, comté de King, St-Valentin, comté de Kent/Première nation Elsipogtop), dont la collectivité locale n'était pas convaincue, il en a découlé des controverses, des retards et souvent des échecs. La progression est importante. Lorsque la collectivité estimait qu'un projet était précipité pour répondre à un besoin politique ou gouvernemental (Eckville/Rimbey, Oakville, comté de King, St-Valentin, comté de Kent/Première nation Elsipogtop), il était certain qu'une controverse allait suivre. Le projet de Wuskwatim (Première nation Nisichawayasihk) contraste avec la plupart des autres projets. Pour ce projet, la collectivité et le promoteur (une société d'État) se sont mobilisés rapidement et ont considérablement transformé le projet afin de réduire ses impacts environnementaux et d'améliorer les avantages pour la collectivité.

La planification est importante et doit souvent être entreprise dans un contexte régional. Bon nombre des enjeux décrits ci-dessus peuvent, en principe, être mieux abordés au moyen de processus de planification régionaux (qui précéderaient habituellement un projet) qu'au moyen de processus règlementaires officiels pour chaque projet. À l'évidence, la planification entraîne son lot de difficultés, mais lorsqu'une collectivité est confrontée à la possibilité d'un projet dans le cadre de mécanismes règlementaires officiels,

ce projet et le processus règlementaire pourraient bien être sur la voie de la controverse et peut-être de l'échec.

En somme, les études de cas apportent un précieux éclairage sur la manière dont les collectivités réagissent aux projets énergétiques, notamment des conseils utiles à l'égard des processus visant la réforme de la prise de décision. Il s'agit du fondement de la section suivante du présent article. Les gouvernements qui explorent une transition rapide vers une économie à très faible émission de carbone devraient peut-être surtout se rappeler que, dans aucun des cas, ni le climat ni le carbone n'ont été un facteur important pour la collectivité. La confiance du public dans le processus décisionnel est fondée sur de nombreux facteurs, et un processus décisionnel qui n'en tient pas compte (avec le ralentissement inévitable du processus et les augmentations ultimes des coûts) est aux prises avec une lutte difficile.

Système en crise : une réforme éclairée nécessaire[7]

Comme il a été mentionné, nous ciblons ici les pouvoirs publics — le processus public de prise de décisions en matière d'énergie dans son ensemble. La nécessité d'aborder l'ensemble du processus décisionnel public est essentielle. Les études de cas ont révélé clairement que les problèmes découlent non seulement de retards des promoteurs de projets ou des organismes officiels de règlementation, mais au moins tout autant de retards en amont dans les domaines de la politique et de la planification. Cela soulève la nécessité de mieux tracer le système et ses parties composantes.

En général, le « système » est composé de deux ensembles d'acteurs institutionnels et de trois étapes principales dans les processus décisionnels.

Le premier ensemble d'acteurs est constitué des décideurs — les autorités gouvernementales composées d'organes législatifs, d'organes exécutifs élus (cabinets) et de représentants élus conformément à l'autorité de l'organe exécutif. Cet élément est caractérisé par une responsabilité démocratique directe ainsi que les caractéristiques presque inévitables, mais moins positives telles que la fixation sur le court terme motivée par les politiques électorales, une très forte confidentialité et aversion au risque ainsi qu'une tendance vers ce qui apparaît de l'extérieur comme étant de l'inconséquence et de l'incohérence.

En ce monde, une politique claire et stable — qui peut-être une condition sine qua non d'une réforme efficace — est pour le moins ambitieuse. Mais, ce qui est encore plus difficile et peut-être même plus important pour la confiance du public à l'égard de la localisation des projets futurs est la planification. Celle-ci est un aspect distinct de la politique en raison de sa portée vers les lieux physiques qui peuvent prendre la forme de collectivités individuelles ou, plus souvent, de régions et de corridors où se trouvent une infrastructure linéaire telle que des pipelines et des lignes électriques. La planification comporte une mobilisation beaucoup plus directe des collectivités touchées que les autres processus politiques habituels.

Les controverses liées à la localisation des projets sont le plus souvent centrées sur le deuxième ensemble d'acteurs institutionnels — les organismes indépendants de règlementation et leurs processus officiels. Il ne s'agit pas de diminuer le rôle des décideurs, mais simplement de faire ressortir que les processus règlementaires — qui commencent habituellement uniquement lorsqu'une proposition de projet est lancée — sont souvent la partie la plus visible du processus, du point de vue des collectivités, et donc inévitablement, la cible la plus probable de controverse. La manière dont ces organismes travaillent avec d'autres autorités et processus gouvernementaux ainsi qu'avec les collectivités locales, voilà des questions qui nécessitent une attention urgente et sérieuse.

Bien que cet article soit axé sur les processus décisionnels publics, il est essentiel de se rappeler que ces processus sont entrepris non seulement dans les réalités sociologiques et culturelles décrites à la section précédente, mais également dans les systèmes physiques et de marché qui constituent l'activité réelle d'approvisionnement en énergie. Les systèmes physiques et leurs technologies imposent de nombreuses contraintes, qu'il s'agisse de l'emplacement physique des ressources appropriées (p. ex. hydrocarbures, régimes hydroélectriques, régimes éoliens), de l'inévitable nécessité de lier les ressources à des marchés parfois éloignés, du fait que la durée de vie de la majeure partie de l'infrastructure énergétique se mesure en décennies ou des nombreuses

7 Cette section résume Cleland & Gattinger, *supra* note 2.

exigences liées au maintien, à la sécurité, à la fiabilité et au fonctionnement en temps réel où l'équilibre entre l'offre et la demande est essentiel. La réalité physique n'est pas seulement une source de difficultés, cependant. Les technologies émergentes et les modèles commerciaux peuvent également créer des occasions de rendre le système beaucoup plus respectueux de l'environnement ou d'ouvrir la voie à des installations locales. Ces stratégies pourraient être plus efficaces et respectueuses de l'environnement et créer la possibilité de donner un plus grand contrôle aux collectivités et aux clients.

Une grande incertitude plane sur la manière dont tout cela évoluera et la vitesse à laquelle l'évolution pourra se faire, et c'est une incertitude que tous les acteurs devront apprendre à gérer. Cette incertitude teintera nécessairement les processus décisionnels, peu importe la qualité de leur élaboration. La majeure partie de ce qui se passe actuellement sera déterminée non pas par les politiques publiques ou les désirs des collectivités, mais par le changement technologique qui échappe au contrôle du Canada ainsi que par les marchés et les décisions des investisseurs. On le verra surtout si une plus large portion des activités de production et de transport de l'énergie est donnée à des entreprises privées ou si le fonctionnement quotidien est moins déterminé par la règlementation gouvernementale sur les monopoles et plus par les marchés fonctionnant librement.

Aussi évident que tout cela puisse paraître, il est moins évident que les responsables des décisions publiques ou les collectivités saisissent pleinement la mesure dans laquelle ils n'ont aucune incidence sur les résultats et que la confiance à l'égard du système règlementaire est aussi importante pour les investisseurs et les dirigeants d'entreprises du secteur de l'énergie qu'elle l'est pour les collectivités. L'élaboration de processus décisionnels publics est inévitablement formée par ces réalités.

L'analyse d'Énergie positive mène à la conclusion qu'il existe trois points de tension dans le système. Ils sont présentés ci-dessous.

Le lien entre les politiques et la règlementation : les deux solitudes du secteur de l'énergie?

La relation entre les responsables des politiques et les organismes de règlementation pourrait représenter le casse-tête le plus important auquel sont aux prises les personnes qui élaborent les processus décisionnels. En effet, ces personnes doivent jongler avec la nécessité de garantir une responsabilité démocratique appropriée lorsque les décisions touchent au cœur des choix politiques à grande échelle et tout à fait légitimes, opposés aux questions plus techniques que l'on doit régler à partir de données probantes objectives et de procédures ouvertes, justes et équilibrées. Quant à qui fait quoi à quel moment, les acteurs politiques ont une tendance naturelle à vouloir garder leurs options ouvertes, ce qui tend à engendrer un manque de clarté et de stabilité. Et pourtant, il semble probable que tout système auquel les citoyens, les collectivités et les investisseurs font confiance devra à l'avenir s'appuyer sur la clarté et la stabilité à l'égard des rôles exercés par chaque organe.

Le revers de la médaille dans la relation entre les décideurs et les organismes de règlementation, ce sont les rôles que les organismes de règlementation de toutes sortes devraient jouer dans le processus de conception et de planification des politiques en amont. Les organismes de règlementation occupent une place unique dans le système. Ils demandent souvent des sources d'information importantes et disposent également de ressources d'analyse pour interpréter cette information. Ils ont une perspective unique parce qu'ils sont près du terrain, et ils sont capables de voir et de comprendre dans les nombreuses dimensions physiques, économiques et sociologiques les régions et les collectivités locales où sont construits les projets. Ils possèdent également une vaste expérience du processus « d'audience », de l'organisation d'enquêtes ainsi que de la consolidation et de la synthèse des perspectives de sources multiples, locales ou autres. Ces ressources, toutes essentielles au processus décisionnel officiel en lien avec les projets, peuvent également être déployées en tant qu'aides directes dans les processus politiques et de planification. Si les activités sont menées dans la transparence et dans des limites bien définies, il n'y a aucune raison, en principe, que les organismes de règlementation ne puissent pas jouer des rôles plus importants en amont sans compromettre leur légitimité au cours des étapes plus officielles du processus.

Qui décide? L'équilibre entre les autorités décisionnelles locales et de haut niveau

Le rôle des autorités locales est une question

qui redoublera certainement d'importance et imposera d'autres dilemmes dans la prise de décisions en matière d'énergie. Cette question se distingue de celles qui entourent la consultation communautaire de manière plus générale. Le terme « autorités » est d'une importance capitale ici. Les autorités locales disposent de pouvoirs légaux établis de toutes sortes, qui pourraient bien gagner en importance à mesure que les solutions énergétiques décentralisées évoluent et, contrairement à la société civile, elles sont assujetties à la responsabilité démocratique. À l'évidence, les autorités municipales sont concernées, mais on l'observe plus nettement avec les autorités autochtones en raison de leur position légale unique, chose qui évolue rapidement vers un plus grand contrôle local. L'enjeu à venir est d'accroître le rôle des autorités locales en tant que parties légitimes du processus décisionnel, rôle qui tient compte des besoins locaux et les défend, mais également de déterminer la manière d'équilibrer ce rôle avec l'intérêt social général.

Comment décider : mobilisation, information et capacité

Outre le rôle officiel des autorités locales, il reste les nombreuses difficultés que comporte une plus vaste transmission d'information aux collectivités locales et leur mobilisation. Cela met en jeu une série de questions de longue date et une source d'expérience riche, positive ou négative, de laquelle on peut tirer des leçons. Les études de cas décrites ci-dessus illustrent une grande partie de ces éléments, et quelques points ressortent.

L'un de ces points porte sur la question de la mobilisation précoce, de la création de relations et de la compréhension mutuelle, ce qui doit presque toujours précéder les processus officiels entourant les projets individuels, mais qui doit également se poursuivre une fois lancés les processus officiels. Ce point fait ressortir l'importance d'accorder une plus grande attention aux possibilités de planification ou de mécanismes régionaux tels que l'évaluation environnementale stratégique, et que ces mécanismes peuvent s'appuyer sur des manifestations évidentes de politique gouvernementale.

Les responsables des processus de mobilisation doivent également être ouverts à la possibilité que la collectivité participe à la conception des processus décisionnels. Il peut s'agir de la manière dont les collectivités locales peuvent participer aux questions plus stratégiques telles que la planification régionale, de la manière d'élaborer les mécanismes de consultation ou d'établir des systèmes de surveillance qui donnent aux collectivités une fenêtre directe sur le suivi une fois que les projets sont construits et fonctionnels.

Tout cela doit s'appuyer sur de bien meilleurs systèmes d'information. Les sources d'information doivent être fiables, accessibles, appropriées et crédibles. Il est difficile d'y arriver pour de nombreuses raisons, notamment le coût, si le besoin d'information empiète sur les questions de confidentialité commerciale ou personnelle ou parce que l'information n'est tout simplement pas accessible ou fait l'objet de diverses sources d'incertitude. Quoi qu'il en soit, le processus de réforme au Canada reposera sur un fondement de systèmes d'information beaucoup plus sophistiqués, sans quoi il sera voué à l'échec.

Enfin, la capacité constitue également un enjeu qui touche tant la question générale de la mobilisation que le rôle des autorités locales. Le temps et d'autres priorités, pour les personnes ou les autorités locales, posent les limites les plus importantes. Les ressources représentent également une limite connexe. En effet, dans quelle mesure est-il utile aux collectivités locales de disposer de ressources d'analyse et de mobilisation? Un jour ou l'autre, on en viendra à la réalité que les décisions doivent être entre les mains d'autorités bien éclairées et spécialisées. Ce qui nous ramène exactement aux rôles et aux responsabilités des décideurs et des organismes de règlementation et à la manière dont leurs actions sont représentatives d'une vision globale à long terme de l'avenir énergétique du Canada, qui s'appuie sur un consensus politique solide.

Conclusion — Orientations futures

Il semble évident que le processus de prise de décisions en matière d'énergie se heurtera ultérieurement à des obstacles tout aussi colossaux, peut-être encore plus importants. Les systèmes fondés sur les hydrocarbures seront nécessaires pendant de nombreuses autres années, mais seront exploités sous le poids des préoccupations grandissantes à l'égard des gaz à effet de serre. Les systèmes renouvelables et les lignes électriques, aussi souhaitables qu'ils soient aux yeux des personnes principalement

préoccupées par le changement climatique, apporteront leur lot de difficultés en lien avec une variété de préoccupations prioritaires dans les collectivités locales, beaucoup plus diversifiées et complexes que le seul désir de réduire les émissions de carbone. Ces difficultés seront atténuées au moyen d'innovations qui échapperont largement au contrôle des gouvernements ou des collectivités locales. Les nouvelles sciences, les nouvelles technologies, les nouveaux modèles commerciaux et les promoteurs de projets dont les actions sont beaucoup mieux adaptées aux complexités que comporte la tentative de garantir la confiance du public devraient, dans l'ensemble, faciliter la tâche.

Cela dit, l'enjeu de la confiance du public à l'égard des processus décisionnels publics restera présent. Cet enjeu sera centré sur deux questions fondamentales : de quelle manière les collectivités locales, de manière officieuse ou officielle par l'intermédiaire des autorités locales, peuvent-elles participer de manière constructive aux processus décisionnels qui doivent maintenir l'intégrité procédurale, la rentabilité et le caractère opportun? Finalement, de quelle manière peut-on rétablir la confiance à l'égard du système complet de processus décisionnels — des politiques aux projets en passant par la planification — afin d'agir équitablement et dans l'intérêt de tous les membres de la société?

Ces questions inversent d'une certaine façon la liste des trois points de tension de la section précédente. La question « comment décider » lancerait la discussion du point de vue des collectivités locales, ce qui constitue probablement le bon endroit où commencer. Un ensemble important d'idées de réforme évolue rapidement, et cet ensemble devra faire l'objet d'une réflexion réaliste approfondie et de discussions de toutes les parties concernées et, idéalement, d'une vaste expérimentation de laquelle tirer des leçons. La question « qui décide » aborde les rôles des collectivités dans leurs fonctions légalement constituées à titre d'autorités locales. Elle s'avère sur de nombreux plans une question beaucoup plus complexe, surtout compte tenu le rôle grandissant des autorités autochtones et le défi constant d'arriver à des conclusions qui servent le mieux l'intérêt public dans son ensemble. Cette question fait également l'objet d'un ensemble d'idées qui demandent également une réflexion, des discussions et une expérimentation approfondies. Enfin, le lien entre les décideurs et les organismes de règlementation ainsi que les questions entourant la configuration appropriée des responsabilités en matière de politiques, de planification et de règlementation officielle doivent être abordés à partir, dans une certaine mesure, des réponses qui découlent des deux premières questions.

Une confiance et la confiance du public devront, au bout du compte, être accordées aux mécanismes de décisions finales, qui dans l'ensemble, surpassent toute collectivité individuelle. La confiance découlera uniquement d'une vision globale et d'une orientation pour les systèmes énergétiques du Canada, combinées à un certain consensus social à l'égard des trois questions ci-dessus, où diverses mesures et méthodes interagissent de manières complexes et parfois contradictoires. Il s'agit, tel qu'il a été mentionné, d'un système, et si l'on veut une réforme réellement éclairée, on doit adopter une perspective systémique.

Les articles à venir dans la Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie approfondiront la recherche d'Énergie positive sur les questions soulevées ici et mettront en évidence plus précisément les voies et les recommandations de réforme. ■

CHANGEMENT DES ATTENTES RELATIVES À L'OBLIGATION DE CONSULTER POUR LES ORGANISMES DE RÈGLEMENTATION DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE : RÉPERCUSSIONS PLUS LARGES DES DÉCISIONS DE LA COUR SUPRÊME DU CANADA DANS *PREMIÈRE NATION CHIPPEWAS DE LA THAMES* ET *CLYDE RIVER*

*Dwight Newman**

1. Introduction

Les décisions rendues par la Cour suprême du Canada en juillet 2017 dans deux affaires concernant l'obligation de consulter, mettant en cause l'Office national de l'énergie (ONE), la *Première Nation Chippewas de la Thames* et le *Hameau de Clyde River*[1], ont marqué, d'une certaine façon, la réaffirmation d'une jurisprudence qui prend de la maturité en ce qui a trait à l'obligation de consulter les communautés autochtones créée par les tribunaux canadiens au cours des 12 dernières années[2]. Dans d'autres affaires, ces décisions ont des répercussions complexes pour les organismes de règlementation du secteur de l'énergie dans différents secteurs, réaffirmant les aspects des opérations de certains et demandant que soient apportés des changements significatifs pour d'autres. Le présent article vise à expliquer ces deux décisions et certaines de leurs répercussions très variées.

En ce qui concerne leurs conclusions particulières, même si elles viennent réaffirmer de nombreux aspects de la doctrine sur l'obligation de consulter, les décisions reformulent des aspects du rôle de l'ONE en relation avec la consultation. Notamment, ces décisions infirment certains précédents sur l'application de cette doctrine dans une situation

* Dwight Newman est professeur à la Chaire de recherche du Canada sur les droits des Autochtones dans le droit constitutionnel et international, Université de la Saskatchewan.

1 *Première nation des Chippewas de la Thames c Enbridge Pipelines Inc*, 2017 CSC 41[*Chippewas de la Thames*]; *Clyde River (Hameau) c Petroleum Geo-Services Inc*, 2017 CSC 40 [*Clyde River*].

2 Tout a commencé dans *Nation Haïda c Colombie-Britannique (Ministre des Forêts)*, 2004 CSC 73, [2004] 3 RCS 511 [*Nation Haïda*]. Aux fins de discussions, voir Dwight G Newman, *The Duty to Consult: New Relationships with Aboriginal Peoples,* Saskatoon, Purich, 2009; Dwight G Newman, *Revisiting the Duty to Consult Aboriginal Peoples,* Saskatoon, Purich, 2014; Dwight G Newman, *The Section 35 Duty to Consult*, dans Patrick Macklem, Peter Oliver & Nathalie des Rosiers, *The Oxford Handbook of Canadian Constitutional Law,* Oxford, Oxford University Press, 2017.

où il n'y a aucune partie de la Couronne dans une décision prise par un tribunal administratif et, plus largement, affirment les rôles importants que peuvent jouer les commissions et les tribunaux administratifs à l'égard de l'obligation de consulter.

Par conséquent, les décisions ont des répercussions plus larges pour les commissions et les tribunaux administratifs autres que l'ONE. Cet article s'appuie sur deux organismes de règlementation du secteur de l'énergie pour démontrer certaines de ces répercussions, lesquelles varient de manière considérable selon la méthode utilisée antérieurement dans ce contexte. Notamment, le présent article présente des répercussions importantes pour des organismes comme l'Alberta Utilities Commission (AUC), dont le rôle requis en matière de consultation semble être grandement modifié par rapport à ce dont il a été question récemment dans ce journal[3], et des répercussions bien moins importantes pour des organismes comme la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), qui a déjà adapté ses pratiques en lien avec la consultation.

À certains égards, les décisions sont orientées de manière pratique. Elles permettent plus explicitement à la Couronne de faire confiance à un processus règlementaire pour respecter les exigences de la doctrine sur l'obligation de consulter. Elles donnent également le ton général sur la manière d'aborder les préoccupations liées à l'obligation de consulter raisonnablement. Une autre section de l'article porte sur la possibilité que ces deux décisions expriment une position sur l'incompatibilité de la loi avec la décision de 2014 de la Cour d'appel fédérale qui annule le projet Northern Gateway, soulignant par le fait même la mesure dans laquelle la jurisprudence fondée sur l'obligation de consulter peut parfois se traduire par des résultats aléatoires pouvant n'avoir aucun fondement dans la jurisprudence élargie.

Le grand éventail des répercussions variées découlant des décisions dans *Première Nation Chippewas de la Thames* et *Clyde River* n'est nullement examiné explicitement dans les décisions elles-mêmes. Bien qu'il s'agisse de décisions éclairées à de nombreux égards, ce caractère éclairé en termes juridiques peut avoir essentiellement produit des résultats éclairés pratiquement par accident. La dernière section de l'article porte donc sur le fait qu'elles peuvent ultimement n'être qu'une partie d'un phénomène d'acteurs judiciaires mettant en œuvre l'obligation de consulter et intervenant dans le secteur de l'énergie sans aucune compréhension particulière des conséquences plus larges de leurs décisions. Les décisions judiciaires qui concernent le secteur de l'énergie ont souvent des répercussions extraordinairement polycentriques, et cette réalité peut soulever des questions plus larges sur la mobilisation sectorielle appropriée dans les affaires en cause.

2. Contexte et décisions

En ce qui concerne le contexte, il est essentiel de comprendre le contexte spécialisé dans lequel les deux décisions, *Première Nation Chippewas de la Thames* et *Clyde River*, ont été rendues et la manière dont elles ont reformulé les exigences juridiques émergeant de l'obligation de consulter dans un certain type de contexte. Afin de comprendre les préoccupations particulières concernant l'obligation de consulter dans ce type de contexte, il est important de commencer par cette obligation en des termes plus généraux et, ensuite, d'aborder l'application de cette obligation dans le type de contexte spécialisé mis en cause dans *Première Nation Chippewas de la Thames* et *Clyde River*.

De façon générale, l'obligation de consulter a un sens particulier dans le cadre du droit national canadien, alors que cette obligation est enracinée dans l'honneur de la Couronne et dans les objectifs constitutionnels de l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* relativement à la réconciliation entre les Canadiens autochtones et non autochtones[4]. Il s'agit d'une obligation proactive de la Couronne provinciale ou fédérale lorsqu'une décision administrative d'un gouvernement en cours d'examen peut potentiellement avoir des effets néfastes sur un droit affirmé autochtone ou issu d'un traité lorsque le gouvernement possède une connaissance constructive ou réelle[5]. Comme

3 Voir Martin Ignasiak, Jessica Kennedy & Justin Fontaine, *L'Alberta Utilities Commission confirme qu'elle n'a pas compétence pour évaluer la consultation de la Couronne* (2016) 4:4 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 85, une discussion portant sur le *Projet de transport de 550 kV vers Fort McMurray Ouest, Décision sur la compétence de trancher des questions énoncées dans les avis de questions de droit constitutionnel*, Procédure 21030 de l'AUC.

4 Voir *Nation Haïda, supra* note 2 aux para 16, 26.

5 *Nation Haïda, ibid* au para 35; *Rio Tinto Alcan Inc c Conseil tribal Carrier Sekani,* 2010 CSC 43, [2010] 2 RCS 650, au para 31 [*Rio Tinto*].

l'a établi de manière spéciale la Cour suprême du Canada dans la décision qu'elle a rendue en 2004 dans *Nation Haïda* laquelle inaugurait une forme moderne et proactive de cette obligation, l'obligation de consulter ne s'applique pas aux tierces parties, comme les promoteurs de l'industrie; il s'agit d'une obligation de la Couronne découlant des répercussions potentielles d'une décision du gouvernement envisagée[6].

Dès les premières années de l'application de la doctrine sur l'obligation de consulter, les répercussions de cette obligation pour les commissions et les tribunaux administratifs ont soulevé une variété de questions. La Cour suprême du Canada a traité ces questions en 2010 dans la décision qu'elle a rendue dans *Rio Tinto c Conseil tribal Carrier Sekani*[7]. Ici, la Cour a réussi à bien établir que le rôle d'une commission ou d'un tribunal administratif particulier à l'égard de l'obligation de consulter serait celui établi dans sa loi habilitante. Certains tribunaux pourraient être mis en place pour mener la consultation, d'autres pour évaluer la consultation menée par les premiers, et d'autres ne jouer aucun rôle en lien avec la consultation. Dans le cas des derniers, bien entendu, l'obligation de consulter ne disparaîtrait pas, mais elle devrait simplement être exécutée d'une autre façon. Il revenait donc au gouvernement de déterminer comment l'obligation de consulter devait être respectée revenait au gouvernement, ce dernier devant déterminer comment il s'organiserait pour s'acquitter de cette obligation[8].

Avant la décision de la Cour suprême du Canada dans *Rio Tinto*, la Cour d'appel fédérale avait tranché en 2009 sur la manière de traiter une situation particulière où la Couronne n'était pas partie aux procédures devant l'ONE. Dans *Standing Buffalo*, la Cour a maintenu que l'obligation de consulter n'était pas déclenchée dans le contexte de ces demandes, auxquelles la Couronne n'était pas partie, car c'est à l'ONE que revient la décision finale[9].

Il existe de telles situations en vertu d'une disposition différente de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*[10], distincte de celles où l'ONE formule une recommandation au gouverneur en conseil – concrètement, pour une décision du cabinet fédéral – comme on l'a vu davantage dans les médias dans le contexte d'oléoducs d'envergure. Ces différentes dispositions placent l'ONE dans une position différente, alors que ce dernier appuyait la conclusion très différente qui a découlé de cette situation pointue.

Il convient de souligner que la Cour suprême du Canada était au courant de cette décision de 2009 dans *Standing Buffalo*, au moment de l'affaire *Rio Tinto*. La chronologie particulière mérite d'être soulignée : la demande d'autorisation d'interjeter appel dans *Standing Buffalo* a été présentée le 23 octobre 2009; la décision *Rio Tinto* a été rendue le 28 octobre 2010 sans aucune référence à l'affaire *Standing Buffalo;* et la demande d'autorisation d'interjeter appel a été refusée dans *Standing Buffalo* le 2 décembre 2010[11]. Or, la période de 13 mois pour accorder ou non l'autorisation d'interjeter appel dans *Standing Buffalo* s'est écoulée en même temps que la Cour rendait sa décision dans *Rio Tinto*. Néanmoins, la relation entre *Standing Buffalo* et *Rio Tinto* n'a pas été clarifiée, et la Cour suprême du Canada a laissé tout le monde se questionner sur les effets juridiques de sa décision sur le précédent de la Cour d'appel fédérale, et ce, jusqu'aux dernières affaires.

Ces deux affaires récentes concernent des circonstances précises analogues à celles de l'affaire *Standing Buffalo.* Les deux touchent principalement les préoccupations liées aux droits issus de traités pouvant potentiellement avoir été affectés par la décision de l'ONE[12]. Dans les deux cas, l'Office national de l'énergie

---

6 *Nation Haïda, supra* note 2 au para 53.
7 *Rio Tinto, supra* note 5 au para 55.
8 Voir la discussion dans Newman, *Revisiting the Duty to Consult*, *supra* note 2, 19-21.
9 *Première nation Dakota de Standing Buffalo c Enbridge Pipelines Inc*, 2009 CAF 308, demande d'autorisation à la CSC d'interjeter appel refusée (2 décembre 2010, dossier CSC nº 33480) [*Standing Buffalo*].
10 *Loi sur l'Office national de l'énergie*, LRC (1985), c N-7. Voir les articles 51 à 58 qui portent sur la présente discussion.
11 Dossier CSC nº 33480 (2 décembre 2010).
12 L'affaire *Clyde River* concerne les droits issus de traités modernes en relation avec la récolte des mammifères marins potentiellement touchés par la permission de prospection sismique en mer. L'affaire *Chippewas de la Thames* concerne principalement les droits issus de traités historiques potentiellement touchés dans le cadre de l'inversion du débit d'un oléoduc, même si la communauté avait également évalué les revendications de titres autochtones pour« sur le lit de la rivière Thames et sur son espace aérien, ainsi que sur d'autres terres de leur territoire traditionnel » *(Chippewas de la Thames, supra* note 1 au para 7), des parties de cette déclaration ont soulevé des préoccupations importantes concernant la portée du titre autochtone, mais le présent article ne peut pas traiter toutes les préoccupations soulevées.

était le décideur final, et la doctrine comprise dans *Standing Buffalo* supposerait qu'il n'y avait aucune obligation de consulter distincte de la part de l'exécutif fédéral nécessaire à l'extérieur du processus de l'Office national de l'énergie. C'est précisément le cas dans *Première Nation Chippewas de la Thames*, au titre de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*[13]. De plus, c'était probablement le cas dans *Clyde River* en raison des règles spéciales en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada (LOPC)*[14], même si la position de l'ONE dans ce contexte et acceptée par la Cour d'appel fédérale était que l'ONE avait mis en place un processus sur lequel la Couronne pouvait se baser dans le cadre de son obligation de consulter plutôt que le fait que l'obligation de consulter n'avait pas été déclenchée[15].

Étant donné que la Cour suprême du Canada n'a pu être claire en 2010 quant au caractère continu de la décision *Standing Buffalo*, il y avait une position plausible relative à la doctrine qui pouvait continuer d'être appliquée de manière à suggérer que l'obligation de consulter n'était pas déclenchée lorsque la Couronne n'est pas partie à une demande. Toutefois, le comité de juges de la Cour d'appel fédérale dans *Première Nation Chippewas de la Thames* était divisé, notamment le juge dissident Rennie suggérant que l'affaire *Standing Buffalo* avait été renversée dans la décision *Rio Tinto* en 2010.

À la Cour suprême du Canada, une position avait été prise par toutes les parties selon laquelle la décision *Standing Buffalo* ne s'applique plus, les répondants eux-mêmes plaidant pour une approche de ces affaires fondée sur le fait que l'obligation de consulter doit être respectée au moyen du processus règlementaire de l'ONE. Il s'agit de la position adoptée par la Cour d'appel. Elle a énoncé clairement que la décision *Standing Buffalo* ne s'appliquait plus[16]. De plus, elle a finalement expliqué un rôle complexe pour l'ONE. Étant donné que l'ONE prend la décision finale au nom de la Couronne, sa prise de décision déclenche l'obligation de consulter; au même moment, le processus règlementaire de l'ONE peut remplir cette obligation, et il peut et doit prendre une décision à savoir si cette obligation a été remplie[17].

Par conséquent, il faut tirer une conclusion importante de ces affaires, c'est-à-dire que l'obligation de consultation de la Couronne peut être remplie entièrement dans le cadre du processus règlementaire où un organisme règlementaire détient le pouvoir approprié[18]. La prise d'une décision finale dans l'intérêt public semble suffire pour marquer un rôle important en relation avec l'obligation de consulter. Comme le mentionne la Cour, « [u]ne décision autorisant un projet ne saurait servir l'intérêt public s'il n'a pas été respecté l'obligation de consulter de la Couronne »[19]. Cette déclaration ne fait pas en sorte que l'obligation de consulter éclipse d'autres éléments de l'intérêt public. La Cour ajoute que « [t]outefois, cela ne signifie pas que les intérêts des groupes autochtones ne peuvent être soupesés avec d'autres intérêts à l'étape des accommodements. C'est d'ailleurs pour cette raison que l'obligation de consulter n'a pas pour effet de créer en faveur des groupes autochtones un droit de "veto" sur les décisions finales de la Couronne »[20]. Par conséquent, la Cour intègre l'obligation de consulter dans le processus règlementaire, dans les circonstances où elle peut le faire.

Les faits particuliers des deux affaires ont mené à des résultats différents, bien qu'elles soient soutenues par les mêmes principes sous-jacents. Dans *Clyde River*, la cour a cerné plusieurs problèmes relativement à la manière dont la consultation est survenue, certains de ces problèmes distincts découlant du contexte au Nunavut. Les circonstances nécessitaient une consultation approfondie en raison d'une répercussion importante acceptée sur les mammifères marins, sur lesquels il existait des droits de récoltes en vertu d'un traité moderne[21]. Toutefois, les occasions de participer étaient très limitées, aucune audience et aucun financement de la part de participants. Il y avait également des preuves indiquant que les renseignements devant être présentés aux communautés

13 *Loi sur l'Office national de l'énergie, supra* note 10, art 58.
14 *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, LRC 1985, c O-7.
15 La décision de la Cour d'appel fédérale était la décision 2015 CAF 179.
16 *Clyde River, supra* note 1 aux para 27, 38-39; *Chippewas de la Thames, supra* note 1 aux para 35-37.
17 *Chippewas de la Thames, supra* note 1 au para 34; *Clyde River, supra* note 1 aux para 27-37.
18 *Chippewas de la Thames, supra* note 1 aux para 32 et s.
19 *Ibid* au para 59.
20 *Ibid.*
21 *Clyde River, supra* note 1 aux para 43-44.

n'étaient pas disponibles dans la langue locale et étaient pratiquement non disponibles dans leur ensemble, car ils avaient été livrés dans des fichiers électroniques avec une taille qui était pratiquement impossible à télécharger en raison de la bande passante disponible au Nunavut. En raison des différentes lacunes, la Cour a conclu que l'obligation de consulter n'avait pas été remplie[22].

Dans *Première Nation Chippewas de la Thames*, l'obligation de consulter avait été remplie. Le processus aurait respecté les exigences, même pour une consultation approfondie, bien que cela n'était pas requis dans les circonstances de l'affaire. Des audiences ont été tenues, en indiquant clairement aux communautés autochtones que ces audiences remplissaient l'exigence de consultation et qu'elles mèneraient à une décision et qu'elles représentaient de bonnes occasions de participer. Finalement, il y a eu accommodement étant donné que les conditions imposées sur l'inversion de l'oléoduc répondaient aux préoccupations soulevées. En fonction des circonstances et des preuves différentes, la Cour a dit que les exigences en matière de consultation avaient été respectées[23].

Même si certaines personnes ont tenté de commenter sur le manque d'uniformité allégué de la Cour qui en est arrivée à deux résultats différents, la réalité est que, sans surprise, des circonstances factuelles différentes pouvaient mener à des résultats différents. Quant aux principes, les deux affaires réaffirment et nuancent les éléments de l'obligation de consulter de manières parallèles. Les deux affirment que le processus règlementaire peut remplir l'obligation de consulter[24]. Les deux mettent l'accent sur le fait que le processus légal de l'obligation de consulter doit tenir compte des répercussions sur les droits des Autochtones et issus de traités[25]. Les deux ont permis de développer l'idée que la disposition des raisons écrites représentait un élément important de la consultation, avec une discussion importante sur ces raisons faisant preuve de respect envers les participants autochtones à la consultation et portant une attention sur les préoccupations en lien avec les droits soulevés[26]. Les deux mettent l'accent sur le besoin d'avoir des occasions adéquates de participer aux consultations, y compris grâce à la disponibilité d'un financement pour les participants, lorsqu'il est question d'une consultation approfondie[27].

Bien que les exigences de l'obligation de consulter pour une affaire particulière continuent de dépendre de l'analyse du contexte pour la profondeur de la consultation requise, il est possible de simplement remplir les exigences d'une consultation approfondie dans le cadre de celle qu'est en mesure de fournir un processus règlementaire. Ceci dit, les promoteurs de projet peuvent devoir se préparer à prendre des mesures pour veiller à ce que certains aspects soient respectés. Les deux affaires mettent de l'avant les pratiques élaborées par l'ONE pour bien tenir compte des droits des Autochtones et issus de traités, même si cela a pu permettre d'esquiver cet élément à la lumière de la jurisprudence au point de vue légal. Sans être obligé de la faire en raison d'instructions juridiques, l'ONE a lui-même élaboré une méthode efficace qui remplit largement l'obligation de consulter, même s'il devait fonctionner à l'intérieur de son mandat prévu par loi. Dans le contexte de la *LOPC* dans *Clyde River*, son mandat prévu par la loi ne lui donnait pas le pouvoir de suivre certaines étapes qui mènent maintenant à la détermination qu'il n'avait pas rempli son obligation de consulter. Il est possible que les ajustements actuellement examinés par l'ONE fassent en sorte de s'assurer qu'il a le mandat nécessaire à l'avenir, mais il est également possible que les promoteurs de projet doivent toujours être prêts à jouer certains rôles. Par exemple, un promoteur voulant réaliser son projet peut devoir tenir compte du coût d'assurer lui-même son financement à titre de participant, même s'il est convenu que cela devrait être fourni par la Couronne en principe, en supposant que cela fasse la différence à savoir si les exigences de l'obligation de consulter sont remplies.

On peut en dire encore plus à propos de ces décisions spécifiques. Ces décisions sont évidemment remplies avec beaucoup de contenu important. Par contre, elles marquent

22 *Clyde River, ibid.*
23 *Chippewas de la Thames, supra* note 1.
24 *Chippewas de la Thames, supra* note 1 aux para 44-48; *Clyde River, supra* note 1 au para 46.
25 *Clyde River, supra* note 1 au para 45; *Chippewas de la Thames, supra* note 1 au para 64.
26 *Chippewas de la Thames, supra* note 1 aux para 62-63; *Clyde River, supra* note 1 au para 41.
27 *Chippewas de la Thames, supra* note 1 au para 51; *Clyde River, supra* note 1 aux para 47-49.

la réaffirmation et nuancent les éléments de l'obligation de consulter encore plus que toute transformation apportée à la doctrine. Cependant, elles comprennent des éléments nouveaux importants sur la manière dont les organismes de règlementation doivent remplir leur obligation de consulter, les plaçant dans des rôles potentiellement complexes dans lesquels ils sont entièrement responsables de tous les aspects de cette obligation. La manière dont cela se joue dans des contextes dépassant l'ONE doit être étudiée davantage.

3. Répercussions complexes pour les autres organismes de règlementation du secteur de l'énergie : exemples de l'Alberta Utilities Commission et de la Commission canadienne de sûreté nucléaire

L'ONE, même s'il n'a probablement pas anticipé au fil des ans le rôle qui lui a finalement été donné dans ces décisions, a tout de même développé un rôle important pour tenir compte des préoccupations des Autochtones dans le cadre de son processus décisionnel. Plus particulièrement, la décision dans *Première Nation Chippewas de la Thames* affirme que les bons processus de l'ONE ont déjà rempli les exigences de l'obligation de consulter. Toutefois, d'autres organismes de règlementation du secteur de l'énergie doivent maintenant examiner la manière dont leurs processus s'alignent sur les nouvelles réalités mises de l'avant par ces décisions. Pour certains, ces décisions sous-entendront des changements et certains obstacles temporaires. Pour d'autres, leurs développements proactifs d'un rôle pour les questions autochtones peuvent bien les positionner. Deux exemples brefs démontrent bien ce contraste.

Premièrement, l'Alberta Utilities Commission (AUC) est un exemple d'organisme de règlementation de l'énergie qui devra peut-être surmonter certains problèmes à la suite de ces décisions. Notamment, une décision de l'AUC en octobre 2016 se basait sur la décision *Standing Buffalo* maintenant que l'AUC n'avait aucun rôle pour examiner ou évaluer la consultation avec la communauté autochtone dans le contexte d'une demande où la Couronne était absente, dont l'affaire a fait l'objet d'une discussion récente dans ce journal[28]. La conclusion ne peut simplement pas tenir. La décision *Standing Buffalo* a maintenant été rejetée; alors, elle ne peut plus servir de base pour prendre une telle décision. De plus, dans la mesure où l'AUC prend une décision dans l'intérêt du public, les affaires actuelles suggèrent maintenant que son examen doit en réalité s'étendre à savoir si l'obligation de consulter a été remplie, dans la mesure où une décision ne peut pas être dans l'intérêt public si cette obligation n'a pas été respectée.

Le commentaire récent dans ce journal sur la décision d'octobre 2016 de l'AUC a souligné les avantages pratiques qui en découlent. Les auteurs de ce commentaire ont rédigé ce qui suit :

Selon l'AUC, il est plus probable que les questions liées aux consultations de la Couronne et aux répercussions sur les groupes autochtones soient soulevées dans le contexte de demandes relatives aux installations, comme les lignes de transport et les centrales (éoliennes, hydroélectriques et au gaz). Cette décision offre aux promoteurs de ces projets une certaine assurance qu'à l'avenir, la Commission n'aura plus besoin de reporter le processus règlementaire pour examiner cette question. Elle vient aussi confirmer que l'AUC continuera de centrer ses efforts sur les consultations menées par les promoteurs auprès des parties intéressées, dont les groupes autochtones, conformément aux exigences et aux lignes directrices de l'AUC, ce qui peut contribuer à restreindre la portée des questions traitées dans le cadre de procédures de l'AUC lorsque des groupes autochtones interviennent[29].

Chacun de ces avantages pratiques dans le contexte de l'AUC est maintenant remis en question. Les promoteurs ne sont plus assurés que les procédures règlementaires ne seront pas ralenties par l'examen des problèmes de consultation. Au contraire, il y a maintenant un argument que ces problèmes de consultation fassent maintenant partie des procédures. Il est fort possible que les directives et les exigences de l'AUC doivent être adaptées à la lumière de la réalité d'une détermination finale en fonction de l'intérêt public demandant que l'on tienne compte de l'obligation de consulter. Et la portée de l'affaire en question peut possiblement être élargie.

---

28 Voir Ignasiak, Kennedy & Fontaine, *supra* note 3.
29 Ignasiak, Kennedy & Fontaine, *ibid.*

L'AUC n'a fait aucune intervention devant la Cour suprême du Canada dans *Première Nation Chippewas de la Thames* et *Clyde River*, ni même par le procureur général de l'Alberta; seuls les procureurs généraux de l'Ontario et de la Saskatchewan ont voulu présenter leurs points de vue dans les procédures. Par conséquent, il est possible que la Cour n'ait porté aucune attention particulière sur les répercussions potentielles sur les organismes règlementaires des systèmes énergétiques particuliers de l'Alberta. Toutefois, il y a maintenant possiblement des résultats importants pour ces organismes. Cela pose des problèmes importants pour la province, au sein de laquelle le secteur de l'énergie et la règlementation de l'énergie jouent des rôles d'envergure. Maintenant, il faudra porter attention à l'analyse de toutes les répercussions particulières découlant des décisions de la Cour suprême, sur les ajustements pouvant être nécessaires pour s'y conformer et sur la manière de traiter les différentes préoccupations temporaires pouvant survenir en termes de changements de processus et qui peuvent devenir obligatoires immédiatement à la lumière des précédents regrettables de la Cour suprême du Canada, sur lesquels se fondaient les organismes, comme l'AUC, jusqu'à récemment en 2016.

Deuxièmement, à l'inverse, certains contextes de règlementation de l'énergie peuvent devoir faire face à des problèmes moins dramatiques découlant des décisions. Le contexte de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) peut en être un exemple. Bien que cela fasse en sorte d'engager les promoteurs de manière importante dans le processus, la CCSN a néanmoins élaboré proactivement son rôle en relation avec l'obligation de consulter; par conséquent, elle a réussi à bien intégrer les déterminations de cette obligation dans le cadre du cours normal de ses opérations depuis déjà quelques années[30]. Les détenteurs de permis doivent respecter des exigences bien précises en termes de mobilisation des Autochtones, des exigences élaborées dans le cadre de la règlementation particulière de la CCSN[31] et le dossier de cette mobilisation devient spécialement partie du dossier de consultation[32]. Même si certains détails restent à examiner, le processus intégré dans la méthode de la CCSN semble être conforme aux différents aspects de l'obligation de confirmer réaffirmée dans les présentes décisions. Des travaux passés consciencieux visant à mettre en œuvre presque entièrement des éléments de l'obligation de consulter approfondie dévoilés dans des affaires passées semblent maintenant placer la CCSN de manière à devoir faire face à moins de répercussions découlant des nouvelles décisions.

Le point soulevé est qu'il peut bien y avoir un ensemble de conséquences différentes découlant de la présente décision dans différents contextes de règlementation de l'énergie. Il n'y a aucune déclaration directe à faire. Ces organismes de règlementation de l'énergie qui ont continué de se fier à la décision *Standing Buffalo*, même s'il y a une position totalement plausible relativement à la doctrine, peuvent ainsi avoir échoué à mettre en œuvre certaines dimensions à des fins précises de l'obligation de consulter de manière à faire en sorte que maintenant leur processus règlementaire peut être plus touché par des répercussions et soumis à plus de vulnérabilités à la lumière des présentes décisions. Ces organismes de règlementation de l'énergie qui ont entrepris des démarches proactives en relation avec des initiatives d'obligation de consulter plus approfondies peuvent faire face à moins de conséquences immédiates.

Ces effets variés peuvent être relativement aléatoires. Peu de choses dans le dossier des affaires suggèrent que la Cour était au courant des conséquences pratiques de ses décisions pour la plage de scénarios précis sur lesquels elles ont des répercussions. D'ailleurs, le développement de la loi tout au long de ce parcours pour ce secteur comporte quelques dimensions imprévisibles, un point qui peut être renforcé en considérant la manière dont les présentes décisions conviennent à une décision récente proéminente ayant une plus grande conséquence.

4. Une autre histoire sur Northern Gateway

Dans le contexte du projet d'oléoduc Northern Gateway de 8 milliards de dollars mis de l'avant par Enbridge au début du siècle jusqu'à l'an

30 Voir Commission canadienne de sûreté nucléaire, *Codification des pratiques actuelles : Engagement de la CCSN à l'égard des consultations auprès des Autochtones* (août 2011).
31 Voir Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), REGDOC-3.2.2, *Mobilisation des Autochtones.*
32 Voir la Commission canadienne de sûreté nucléaire, *supra* note 30.

dernier, la décision de la Cour d'appel fédérale dans *Nation Gitxaala c Canada* place une ombre importante en termes de répercussions inattendues potentielles de l'obligation de consulter[33]. Les présentes décisions peuvent souligner toute la mesure du choc aléatoire causé par la décision.

Après des travaux majeurs du promoteur, la Commission d'examen conjointe de l'ONE a recommandé le projet Northern Gateway en décembre 2013 et le Gouverneur en conseil l'a approuvé en juin 2014. Toutefois, après un plaidoyer au début d'octobre 2015 et une décision en juin 2016, une majorité divisée de la Cour d'appel fédérale dans *Gitxaala* a conclu qu'il y avait des imperfections dans la dernière phase de la consultation, qui survient entre la recommandation de la Commission d'examen conjoint et la décision du Gouverneur en conseil. Cela a fait en sorte que la Cour a annulé l'approbation du projet, tout en le renvoyant devant le Gouverneur en conseil aux fins de consultation et d'examen supplémentaires. En septembre 2016, le procureur général du Canada et le promoteur ont annoncé qu'ils ne feraient pas appel de la décision. On peut présumer que d'autres consultations ont suivi, mais en novembre 2016, le gouvernement a fait une annonce pour indiquer simplement qu'il ne procèderait pas aux autres étapes du projet et que, par conséquent, il rejetait l'oléoduc, ayant reçu la permission de la faire dans la décision de juin 2016.

Dans la décision dans *Gitxaala*, la majorité est arrivée au raisonnement que si elle renvoyait la question devant le gouverneur en conseil à des fins de consultation et d'examen, cela ne serait qu'un remède simple qui n'aurait aucun effet inhérent par rapport au projet[34]. À la lumière des délais mis en cause, on a pu constater l'irréalité de cette méthode. Les délibérations du cabinet ne seraient pas dirigées par le premier ministre Harper, mais par le Premier ministre Trudeau, lequel a fait plusieurs déclarations contre ce projet précis. Le remède a eu des effets définitifs contre le projet à la lumière de l'élection à la fin d'octobre 2015 et du changement de gouvernement.

Cette décision soulignait possiblement bien plus que d'autres une certaine imprévisibilité potentielle continue de la doctrine sur l'obligation de consulter, de ses exigences et de ses conséquences. La décision dans *Gitxaala* affirmait le caractère approprié de toutes les phases de consultation ayant mené à la recommandation de la Commission d'examen conjoint, laquelle recommandait l'approbation du projet devant respecter plus de 200 conditions. La décision de la Commission était divisée à deux contre un par rapport aux imperfections de la phase de consultation après la recommandation et avant la décision finale du gouverneur en conseil. Étant donné que le gouvernement Harper était généralement favorable au projet, on pouvait logiquement supposer que les efforts faits lors de cette étape étaient ceux que le gouvernement considérait comme étant nécessaires relativement à la loi; il n'aurait pas délibérément fait moins de consultation que nécessaire afin de couler le projet. Par conséquent, il fallait arriver aux meilleures conclusions juridiques possibles, et le gouvernement du Canada n'a pas été en mesure de le faire, à la lumière de la jurisprudence et de ses incertitudes; par conséquent, dans une décision majoritaire, la Cour d'appel fédérale a annulé la décision. Cette décision divisée n'a fait que mettre l'accent sur le fait que même un comité de juges ne pouvait s'entendre sur ce qui était nécessaire.

Les décisions dans *Première Nation Chippewas de la Thames* et *Clyde River* montrent maintenant que la Cour suprême du Canada suit une approche relativement pratique par rapport à la doctrine sur l'obligation de consulter et qu'elle affirme qu'un processus règlementaire peut remplir entièrement les exigences de cette obligation. Même si ces décisions proviennent d'un contexte spécialisé dans lequel l'ONE prend la décision finale, on peut raisonnablement se demander si un contexte différent dans lequel le gouverneur en conseil prend la décision finale peut néanmoins se fier au processus règlementaire en relation avec la consultation. Lorsque des efforts importants durant la consultation précèdent une recommandation de l'ONE, il n'y a probablement pas beaucoup à gagner par la tenue une consultation additionnelle décontextualisée entre la recommandation et la

33 *Nation Gitxaala c Canada,* 2016 CAF 187 [*Gitxaala*].

34 *Ibid* aux para 333-341 (commentant partiellement au para 335 sur la manière dont le processus à venir « ne devrait pas durer longtemps »; par conséquent, suggérant que les juges de la majorité pensaient que le remède n'avait aucune conséquence à long terme sur le projet).

décision finale du gouverneur en conseil.

Dans un contexte comme celui de la décision du Northern Gateway, il est possible de plaider que la consultation menant à une recommandation peut être la seule chose nécessaire. Les présentes décisions de la Cour suprême du Canada peuvent bien sous-entendre que la mauvaise décision a été prise dans *Gitxaala* pour des raisons fondamentales lorsqu'elle s'est traduite par l'annulation d'un projet d'infrastructure énergétique d'envergure par deux juges qui ont mis l'accent sur certaines imperfections de la consultation à une étape qui n'aurait pas été nécessaire de toute façon. Les présentes décisions peuvent très bien supposer qu'il existait en réalité un droit juridique pour la construction du Northern Gateway qui a effectivement été enlevé dans le cadre de gestes qui étaient dans les faits illégaux.

Honnêtement, l'obligation de consulter comporte toujours de nombreuses incertitudes, ce qui représente un problème considérable en ce qui a trait aux projets de développement des ressources qui dépendent d'un environnement juridique prévisible. Les présentes décisions, implicitement, minent sans toute une décision charnière qui résume l'incertitude dans ce contexte. Toutefois, elles ne viennent pas résoudre l'ensemble des questions d'incertitude. Loin de là. Il existe des étapes que les différents intervenants doivent envisager à titre de réponse.

5. La Cour suprême du Canada et le secteur de l'énergie : Le cas du polycentrisme

Les premières parties de cet article ont mis en lumière le fait que les décisions rendues dans *Première Nation Chippewas de la Thames* et *Clyde River* ont des répercussions non seulement pour l'Office national de l'énergie, mais également pour un éventail d'autres organismes de règlementation du secteur de l'énergie. Elles soulignent également le fait que, même si d'une certaine façon ces décisions cherchent simplement à réaffirmer les nombreuses dimensions que revêt l'obligation de consulter, elles ont une importance bien plus profonde dans la détermination de la position de la doctrine sur l'obligation de consulter. Ce qui ressort de tout cela, c'est que ces décisions ont eu des effets qui seraient mieux décrits par le concept de polycentrisme.

Autrement dit, ces décisions supposent de nombreuses considérations interagissantes et ont eu de nombreux effets en interaction. Parallèlement, on peut se demander si la Cour était réellement au courant de la portée de ces considérations et de ces effets potentiels. Comme il a été souligné précédemment, il n'y a eu aucune intervention de la Cour quant aux répercussions potentielles sur les organismes de règlementation du secteur de l'énergie en Alberta, qui bien sûr, risque toujours d'être considérablement touché par des décisions touchant la règlementation de l'énergie au Canada.

De nombreux cas relatifs aux droits des Autochtones présentent cette même caractéristique qu'est le polycentrisme. Parallèlement, bon nombre reçoivent beaucoup moins d'intervenants que ce à quoi on peut s'attendre en raison de cette caractéristique, du moins en ce qui a trait aux interventions du secteur de l'énergie. Lorsque la Cour suprême du Canada entendra l'appel de la décision *Première Nation crie Mikisew* au début de 2018 sur la question de savoir si une mesure législative déclenche l'obligation de consulter, par exemple, plusieurs groupes et organismes autochtones ont demandé et obtenu le statut d'intervenant, mais un seul groupe non gouvernemental (Advocates for the Rule of Law) a demandé et obtenu le statut d'intervenant pour défendre le processus parlementaire contre l'imposition de nouvelles exigences sur l'obligation de consulter.

L'obligation de consulter et les autres questions relatives aux droits des Autochtones continuent de se développer dans la jurisprudence et pourraient avoir de grandes répercussions sur la règlementation de l'énergie. Les acteurs du secteur concernés surveillent bien sûr ces développements, mais il y aurait probablement lieu de faire autre chose que de simplement surveiller les juges poursuivant potentiellement sur la même tendance, compliquant davantage l'activité économique au Canada. Chaque cas dans ce contexte mérite plus d'attention qu'il n'en reçoit. ■

ENTENTE DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE L'ONTARIO AVEC LE QUÉBEC ET LA CALIFORNIE *

La liaison entrera en vigueur le 1er janvier 2018

*Tyson Dyck, Dennis Mahony, Henry Ren et Caitlin Milne***

L'Ontario prévoit se joindre au marché du carbone Québec-Californie le 1er janvier 2018, en vertu d'une entente d'harmonisation et d'intégration (entente de liaison) annoncée le 22 septembre[1]. Le ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique (MEACC) de l'Ontario a également proposé des changements à sa réglementation de plafonnement et d'échange, qui seront ouverts aux commentaires du public jusqu'au 6 novembre 2017.

Ce que vous devez savoir

- L'entente de liaison permettra la vente aux enchères conjointe des quotas d'émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'Ontario, du Québec et de la Californie; l'harmonisation des règlements de chaque partie concernant le plafonnement et l'échange et la déclaration des émissions de GES; la reconnaissance mutuelle et l'échange d'instruments de conformité et l'utilisation d'un mécanisme de comptabilisation commun pour déterminer la part des réductions d'émissions de GES de chaque partie.

- Les modifications proposées au règlement sur le Programme de plafonnement et d'échange (*Règl. de l'Ont. 144/16*) et à la méthode de répartition des droits d'émission sans frais de l'Ontario jetteraient les fondements pour la liaison avec le Québec et la Californie; modifieraient la réglementation pour l'attribution de droits sans frais et établiraient une méthode pour déterminer les plafonds d'émissions de GES de 2021 à 2030.

- Le MEACC a également proposé un nouveau règlement concernant les sanctions administratives pécuniaires pour certaines infractions au titre de la *Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone* (CCMLEA) ainsi que des modifications au règlement sur la quantification, la déclaration et la vérification des émissions de gaz à effet de serre (*Règl. de l'Ont. 143/16*) et aux lignes directrices énoncées dans le document *Guideline for the Quantification, Reporting and Verification of Greenhouse Gas Emissions* (lignes directrices pour la quantification, la déclaration et la vérification des émissions de gaz à effet de serre – Lignes

---

* Cet article a initialement été publié par Torys LLP sur son site Web.

**Dennis Mahony et Tyson Dyck sont associés, Henry Ren est un avocat et Caitlin Milne est stagiaire, au sein du groupe environnement, énergie et changements climatiques de Torys LLP. Ils conseillent fréquemment leurs clients sur la règlementation des changements climatiques, incluant les systèmes de plafonnement et d'échange et le marché du carbone.

1 Voir : https://news.ontario.ca/opo/fr/2017/09/le-quebec-lontario-et-la-californie-unissent-leurs-forces-pour-lutter-contre-les-changements-climati.html

directrices pour la déclaration).

Liaison avec le marché du carbone Québec-Californie

Le système de plafonnement et d'échange de l'Ontario pour les émissions de GES a été élaboré dans le cadre de la Western Climate Initiative (WCI), cadre régional dans lequel la Californie et le Québec ont intégré leurs propres systèmes de plafonnement et d'échange. En 2014, une liaison a été établie entre les systèmes de la Californie et du Québec, permettant à ces derniers de tenir des ventes aux enchères conjointes de quotas de carbone. Tout au long du processus d'établissement de son système de plafonnement et d'échange, le gouvernement de l'Ontario a fait connaître son intention de participer à ce marché conjoint.

Les avantages que pourrait avoir cette liaison comprennent une liquidité accrue des quotas de carbone grâce à l'accès à un plus grand marché, des économies administratives réalisées grâce à une administration partagée des ventes aux enchères conjointes et une réduction des coûts généraux des réductions d'émissions.

Résumé de l'entente de liaison

L'entente de liaison consiste en un cadre de haut niveau pour la mise en place de marchés de carbone intégrés. L'Ontario, la Californie et le Québec suivront ce cadre en vue de franchir les étapes nécessaires vers la mise en œuvre de la liaison en date du 1er janvier 2018.

En vertu de l'entente de liaison, les trois territoires de compétence pourront tenir des ventes aux enchères conjointes de quotas d'émissions, semblables à celles tenues actuellement en Californie et au Québec. Les quotas générés dans chaque système, y compris ceux vendus aux ventes aux enchères conjointes, pourront être utilisés par les participants assujettis à un plafond dans l'un ou l'autre des trois territoires de compétence en vue de s'acquitter de leurs obligations de conformité.

Le tableau 1 illustre les récentes activités de ventes aux enchères de quotas de carbone de l'Ontario et du système conjoint Québec-Californie avant la liaison avec l'Ontario.

Une fois la liaison établie, les trois territoires de compétence auront des prix communs en ce qui concerne le prix de vente minimal et le prix de vente final; le prix de vente minimal devrait être le prix minimal le plus élevé dans l'un ou l'autre des trois territoires de compétence.

L'intégration des programmes régionaux de plafonnement et d'échange nécessitera une harmonisation des règlements et des exigences de déclaration des parties concernées. Dans le cadre de l'entente de liaison, les parties examineront leurs règlements respectifs, détermineront si des éléments divergents devront être harmonisés et se consulteront concernant l'approche d'harmonisation. L'entente de liaison prévoit également la création et la mise en place d'un mécanisme de comptabilisation pour attribuer à chaque partie sa portion du total des réductions d'émissions de GES atteintes par les programmes de plafonnement et d'échange liés. Le but est de fournir des calculs transparents et axés sur des données pour faire la somme des réductions de GES des programmes de plafonnement et d'échange à affecter aux cibles de réduction des émissions de chaque partie.

Tableau 1 : Comparaison de statistiques sommaires d'offres acceptées[2]

Statistiques sommaires des offres acceptées	Millésime présent (2017)		Millésime futur (2020)	
	Ontario – Vente aux enchères de septembre 2017	Québec-Californie – Vente aux enchères d'août 2017	Ontario – Vente aux enchères de septembre 2017	Québec-Californie – Vente aux enchères d'août 2017
Prix de vente minimal (CA)	**16,79 $**	**17,24 $**	**16,79 $**	**17,24 $**
Prix de vente final (CA)	**18,56 $**	**18,74 $**	**18,03 $**	**18,49 $**

2 Voir : https://files.ontario.ca/summary_results_report_french_2017-09-13.pdf; et : http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/2017-08-22/Vente_22-08.pdf.

Tout au long du processus d'intégration, l'Ontario pourrait apporter de plus amples modifications à son Programme de plafonnement et d'échange. Par exemple, la Californie a adopté une loi (AB 298) en juillet 2017 pour le prolongement de son programme de plafonnement et d'échange – qui devait se terminer à la fin de 2020 – jusqu'à la fin de 2030 et pour modifier certaines exigences du programme d'une façon qui s'écarte du modèle normalisé de la WCI. Les modifications comprennent la réduction de la limite pour l'utilisation de crédits compensatoires (de 8 % des obligations de conformité d'une entité réglementée à 4 % pour 2021 à 2025 et à 6 % pour 2026 à 2030) et l'établissement obligatoire d'un prix plafond et de points de confinement du prix afin de contrôler le prix des quotas.

Modifications proposées au Programme de plafonnement et d'échange

Modifications au Règl. de l'Ont. 144/16 et à la méthode de répartition des droits d'émission sans frais

Le MEACC propose certaines modifications au *Règl. de l'Ont. 144/16* et à la méthode de répartition des droits d'émission sans frais, comme suit :

- Afin d'appuyer l'entente de liaison, les modifications reconnaîtraient les instruments de conformité de la Californie et du Québec, faciliteraient les ventes aux enchères conjointes, régleraient les limites de détention et d'achat pour les droits en fonction du plafond d'émissions des trois territoires de compétence, exigeraient des personnes liées en Ontario qu'elles partagent leurs limites de détention et d'achat avec les personnes liées en Californie et au Québec et permettraient aux participants assujettis à un plafond et aux parrains d'initiatives de compensation de s'inscrire dans plusieurs territoires de compétence.

- Le MEACC propose également d'élaborer une approche en vue de fournir des droits sans frais aux participants volontaires au compte d'émissions de GES qui ne résultent pas de la combustion (p. ex., émissions de procédés résultant de réactions chimiques). Ces émissions ne sont pas admissibles aux droits sans frais en vertu de la méthode d'attribution axée sur l'utilisation d'énergie actuellement applicable aux participants volontaires.

- Ces modifications permettraient également d'établir une méthode pour déterminer les plafonds d'émissions pour les années 2021 à 2030. Le but est d'établir un plafond pour 2030 en utilisant une méthode semblable à celle utilisée pour la première période de conformité. Plus particulièrement, le plafond pour 2030 sera établi à un niveau à l'appui de la cible de réduction de GES de 2030 de l'Ontario au titre de la CCMLEA (37 % en dessous des niveaux de 1990) une fois les émissions non touchées par le plafonnement et l'échange et les émissions de l'importation d'électricité prises en compte[3]. Les modifications réglementaires finales établiront des plafonds annuels décroissants pour 2030 en fonction du plafond de 2020, donnant lieu à une réduction d'environ 26 % au cours de cette période de dix ans.

Modifications au Règl. de l'Ont. 143/16 et aux Lignes directrices pour la déclaration

Le MEACC propose d'apporter des modifications au *Règl. de l'Ont. 143/16* et aux Lignes directrices pour la déclaration, qui exigeront des déclarants qu'ils soumettent des rapports de vérification. Cette modification a pour but d'améliorer l'efficience du programme en réduisant le fardeau administratif du MEACC dans son examen des rapports d'émissions.

Règlement sur les sanctions administratives pécuniaires

Le MEACC propose également un nouveau règlement au titre de la CCMLEA pour établir un cadre en vue d'imposer des sanctions administratives pour les infractions à la CCMLEA. Le règlement proposé comprend : (1) un cadre et un processus pour imposer

3 Les émissions de production d'électricité importée (qui sont prises en compte dans le Programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario) ne sont pas comprises aux fins des cibles de réduction des émissions de l'Ontario.

des sanctions administratives au titre de la CCMLEA; (2) des plages et des montants maximaux de sanctions; (3) des facteurs à prendre en considération pour déterminer la valeur des sanctions et (4) de possibles réductions pour les mesures prises en vue de prévenir et d'atténuer une infraction.

Les commentaires concernant les modifications et les nouveaux règlements proposés peuvent être soumis en ligne au MEACC par l'intermédiaire du Registre environnemental d'ici le 6 novembre 2017[4]. ■

[4] Voir : http://www.ebr.gov.on.ca/ERS-WEB-External/displaynoticecontent.do?noticeId=MTMzNTQx&statusId=MjAzMDcx.

CHANGEMENTS LÉGISLATIFS ET RÈGLEMENTAIRES ENCADRANT LES HYDROCARBURES ET LES PIPELINES

*Ludovic Fraser**

1. Contexte

Le développement de l'industrie du gaz et du pétrole au Québec est l'objet d'une véritable saga au cours de la dernière décennie. D'une part, les réserves d'hydrocarbures exploitables au Québec sont réalisables en grande partie grâce à des techniques controversées tels la fracturation hydraulique et les forages horizontaux. D'autre part, le Québec a adopté le principe de domanialité voulant que ce soit l'État, indépendamment de la propriété foncière, qui est propriétaire des ressources minières[1] pouvant ainsi autoriser les activités minières sur un territoire. Le secteur minier et son cadre règlementaire ont été vivement critiqués, et ce sur plusieurs fronts, notamment : le respect de la propriété privée résidentielle, l'information et la participation du public dans le débat, la protection de l'environnement et particulièrement des sources d'eau, la responsabilité des entreprises, les redevances et la préséance du développement des ressources minières envers ces autres considérations.

En février 2011, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (ci-après BAPE), organisme indépendant chargé de conseiller le gouvernement, a publié un premier rapport[2] évoquant un manque de connaissances scientifiques pour en arriver à une conclusion éclairée. Le BAPE propose « de procéder à une évaluation environnementale stratégique [durant laquelle], la fracturation hydraulique ne serait autorisée que pour les travaux requis par l'évaluation. Les travaux d'exploration pourraient continuer, mais sans l'utilisation de la fracturation hydraulique. »[3] Le gouvernement accueille favorablement le rapport en adoptant la *Loi limitant les activités pétrolières et gazières*[4] en interdisant la fracturation hydraulique le temps d'une évaluation environnementale stratégique.

En septembre 2012, le Parti Québécois est élu sous un gouvernement minoritaire et instaura un moratoire *de facto* sur l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste au Québec. En décembre 2013, ce nouveau gouvernement amenda la *Loi sur les mines*[5], qui incluait le gaz et le pétrole comme « substance minérale », en apportant quelques réponses aux critiques adressées. Aux élections d'avril 2014, le Parti libéral est reporté au pouvoir et, quelques mois plus tard, un deuxième rapport du BAPE conclut à des risques d'impacts majeurs sur les communautés au niveau de la pollution des eaux, de l'air, du bruit ainsi qu'une insuffisance des redevances « pour compenser les coûts et les

---

* Ludovic Fraser est un avocat québécois spécialisé en droit règlementaire du secteur de l'énergie, notamment au niveau du *trading* d'électricité. Il détient un MBA et une maîtrise en droit de l'énergie.

1 *Loi sur les mines*, RLRQ c M-13.1, art 3.

2 *Loi sur la qualité de l'environnement*, RLRQ c Q-2, art 6.3.

3 Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec : Rapport d'enquête et d'audience publique*, Rapport 273, 2011, à la p 245.

4 *Loi limitant les activités pétrolières et gazières*, LQ 2011, c 13.

5 *Supra* note 1.

externalités pour la société et l'environnement ou pour assurer la rentabilité de l'industrie. […] Au surplus, l'acceptabilité sociale de l'exploration du gaz de schiste, […] était loin d'être acquise. »[6] Les libéraux accueillirent ce rapport en maintenant la suspension jusqu'à l'adoption d'un nouveau cadre règlementaire[7].

2. Politique énergétique et *Loi sur les hydrocarbures*

En décembre 2016, le parlement adopta la *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*[8]. Celle-ci se divise en deux différentes lois-cadres : la *Loi sur Transition énergétique Québec* et la *Loi sur les Hydrocarbures*.

Le principe cardinal de la *Loi sur les hydrocarbures* (ci-après la « Loi ») est d'exclure le gaz et le pétrole de l'autorité de la *Loi sur les mines,* cette dernière ayant désormais juridiction uniquement sur les substances minérales solides[9]. Le cadre règlementaire est ainsi entièrement repris, mais en apportant les adaptations nécessaires. Ainsi, le permis de recherche de la *Loi sur les mines* sera réputé être une licence d'exploration[10] donnant à son titulaire le droit de rechercher des hydrocarbures [d'en extraire] et d'en disposer ou d'utiliser un réservoir souterrain pour une période d'essai. » Cette licence est valide pour cinq ans, renouvelable. Quant à elles, la licence de production et la licence de stockage seront valides pour vingt ans, renouvelable. La nouvelle Loi reprend également d'autres autorisations (levé géophysique/géochimique, sondage stratigraphique, forage, complétion, parachèvement et reconditionnement, fermeture temporaire ou définitive).[11] En comparant avec la *Loi sur les mines*, on constate que, sur la forme, l'essentiel des amendements législatifs est de nature adaptative afin de représenter de façon cohérente le nouveau cadre législatif.

Sur le fond, l'objet de la *Loi sur les hydrocarbures* indique que le gouvernement semble avoir écouté les préoccupations exprimées. « Le préambule de la présente loi a pour objet de régir le développement et la mise en valeur des hydrocarbures tout en assurant la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource […]. » Cet énoncé se concrétise par certaines mesures qui méritent d'être soulignées.

Tout d'abord, la Loi ajoute une obligation de divulgation au ministre pour toute personne qui découvre dans son terrain du gaz naturel dont le débit est continu[12]. Les citoyens (et agriculteurs) réfractaires sont passibles d'une amende de 10 000$ à 100 000$ (30 000$ à 600 000$ dans le cas d'une municipalité)[13]. La Loi reprend l'amendement de 2013 de la *Loi sur les mines* en attribuant les licences d'exploration par processus d'adjudication[14]. C'est la Régie de l'énergie (ci-après la Régie) qui par la suite devra rendre une décision favorable afin que soit émise une licence de production et licence de stockage[15]. Enfin, la Loi établit un régime de responsabilité sans faute à l'encontre du titulaire d'une licence d'exploration, de production ou de stockage ou d'une autorisation de raccordement en incluant expressément « en raison d'émanation ou de migration de gaz ou d'écoulement de pétrole ou d'autres liquides. » Ce régime est toutefois limité à un certain montant (déterminé par règlement), mais s'évalue par événement. Le titulaire ne pourra s'exonérer par la force majeure[16]. Le droit minier (antérieur) manquait de précision quant à la responsabilité foncière de l'exploitant se résumant aux droits et obligations d'un simple propriétaire foncier[17].

---

6 Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, *Les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent* : *Rapport d'enquête et d'audience publique*, Rapport 307, 2014, à la p 396.
7 *Loi modifiant la Loi limitant les activités pétrolières et gazières et d'autres dispositions législatives*, LQ 2014, c 6.
8 *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives*, LQ 2016, c 35.
9 *Loi sur les hydrocarbures,* art 207, al 3. Voir également art 5, « substances minérales ».
10 *Ibid*, art 252.
11 *Ibid*, section VI, c III.
12 *Ibid*, art 6.
13 *Ibid,* art 189.
14 *Ibid,* art 14.
15 *Ibid,* art 38. La Régie de l'énergie se prononce également sur les demandes d'utilisation et de construction d'une canalisation de raccordement, *ibid*, art 110.
16 *Ibid*, art 119.
17 *Supra* note 1, art 105.

Les dispositions transitoires ne clarifient pas si l'exploitant actuel sera tenu au nouveau un régime de responsabilité sans faute.

Ces modifications législatives n'ont toutefois pas su répondre aux contestations. Les intervenants y condamnent la continuité du régime minier demeurant essentiellement le même qu'il soit solide, liquide ou gazeux.

Implications de la communauté

Malgré la nécessité d'un permis pour toute activité minière[18], le principe de domanialité est conservé[19]. Les citoyens dénoncent le droit d'accès de l'industrie au territoire faisant l'objet de la licence[20] et leur droit d'expropriation (à défaut d'entente)[21] de sorte que les citoyens affectés n'ont pratiquement aucun pouvoir de négociation. Citoyens et municipalités seront avisés sans être consultés lors de l'attribution des licences d'exploration et d'exploitation[22]. De plus, est toujours en vigueur la prépondérance des objectifs du droit minier sur les décisions d'aménagement et d'urbanisme des municipalités[23]. Enfin, le titulaire de la licence à l'obligation de constituer un comité de suivi « composé d'au moins un membre représentant le milieu municipal ». Cette obligation n'est toutefois pas un ajout[24] et c'est le titulaire de la licence qui en choisit les membres[25].

Préoccupations environnementales

Même si un plan de restauration préalable à l'autorisation est également nécessaire sous la *Loi sur les hydrocarbures*[26], celle-ci n'apporte aucun encadrement spécifique concernant l'exploitation par fracturation hydraulique. Quant à la protection de l'eau, il est stipulé qu' « [est] exclue du territoire d'une licence toute partie de cours d'eau d'une puissance naturelle égale ou excède 225 kilowatts ainsi qu'une bande de terre de 20 mètres de largeur. »[27] Le ministre a un pouvoir discrétionnaire de suspension ou d'arrêt des activités minières pour des questions d'intérêt public (pouvant inclure la production de l'eau potable). Ce pouvoir se retrouve également dans la *Loi sur les mines*[28]. D'ailleurs, l'article 250 de *Loi sur les hydrocarbures* prévoit spécifiquement l'exclusion des activités de gaz et pétrole du *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* (comme sous l'ancien régime).

La principale critique était le nombre (plus d'une centaine) de dispositions restant à être déterminées par règlement (ou décret) dont un grand nombre ont trait aux éléments les plus controversés du secteur des hydrocarbures.

3. Projets de règlements

Le 20 septembre 2017, le ministre publia quatre projets de règlements. Les trois premiers reprennent les dispositions du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*[29] qui sera prochainement abrogé par le quatrième[30]. L'articulation des règlements consiste dans un premier temps à déterminer les conditions d'octroi des licences et, par la suite, leurs conditions d'exercice.

Le *Règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et autorisation de construction ou d'utilisation de pipeline*[31] apporte une première réponse en listant une série de critères pour évaluer l'indépendance des membres du comité indépendant. Ceux-ci ne peuvent pas, entre autres, avoir directement ou indirectement des « relations ou des intérêts de nature financière ou commerciale avec le titulaire de la licence », être un employé des ministères impliqués ou de la Régie[32]. Ce règlement précise également la mécanique de mise en

18 *Supra* note 9, art 8.
19 *Ibid,* arts 2, 13 al 2, 27.
20 *Ibid,* arts 27, 55.
21 *Ibid,* art 55; *Supra* note 1, art 235.
22 *Supra* note 9, arts 26, 55.
23 *Ibid,* art 203.
24 *Ibid,* art 25 comparé à la *Loi sur les mines,* art 101.0.3.
25 *Supra* note 9, art 25.
26 *Ibid*, art 75 comparé à la *Loi sur les mines,* arts 101, 232.1 et s.
27 *Supra* note 9, art 11.
28 *Ibid,* art 131 comparé à la *Loi sur les mines*, art 304.
29 *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains,* LRQ c M-13.1, r 1.
30 *Règlement abrogeant le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains.*
31 Projet de règlement, *Règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et autorisation de construction ou d'utilisation de pipeline* (2017) GOQ II, 4449.
32 *Ibid,* art 7.

enchère des licences d'exploration, dont un des critères pour l'inscription à la liste est la preuve de la solvabilité financière pour un montant déterminé (allant entre 10 millions et 1 milliard en fonction du milieu de l'activité)[33].

Tel que mentionné, un titulaire de licence d'exploration doit, pour obtenir une licence de production ou une licence de stockage, recevoir une décision favorable de la Régie[34]. À cette fin, le titulaire doit fournir une série de documents prévus, dont une évaluation des réserves et des ressources contingentes, un plan d'intervention d'urgence, une évaluation économique du projet, un plan de retombées locales et régionales, un bilan des consultations publiques réalisées préalablement au dépôt du projet, la description des mesures d'atténuation envisagées pour harmoniser l'utilisation du territoire et pour minimiser les perturbations sur les communautés locales et sur l'environnement.[35] Lors de son examen, la « Régie doit notamment tenir compte des éléments suivants : 1° la rentabilité du projet; 2° la création d'emplois; 3° l'estimation des revenus pour l'État; 4° les impacts économiques négatifs du projet; 5° la probabilité de réalisation du projet. »[36] Pour compléter sa demande au ministre, le titulaire doit également fournir une preuve de solvabilité pour les mêmes montants que pour la licence d'exploration[37].

Ce processus soulève plusieurs questions. D'abord, comment s'assurer de l'objectivité du bilan des consultations publiques si celui est rédigé par le demandeur de licence? Pourquoi ne pas avoir confié ce mandat au BAPE ou directement à la Régie? Quant aux documents fournis, est-ce que la Régie a un pouvoir d'enquête pour évaluer leur exactitude? Il serait surprenant de voir des citoyens ou des municipalités les contester, car ils ne semblent pas avoir de droit d'accès. Les dispositions portant sur les obligations d'aviser ne sont pas très détaillées[38], d'autant que l'avis est envoyé après que la licence ait été accordée. Dans le même ordre d'idée, comment est-ce que les critères d'évaluation de la Régie sont pondérés? Comment comparer la perte (financière) d'un agriculteur avec les profits générés par une pétrolière? Concernant la rentabilité du projet, la Régie doit-elle inclure les dommages octroyés dans le cadre du régime de responsabilité sans faute? Enfin, est-ce qu'un plan d'intervention d'urgence établi par l'industrie (norme CSA-Z731) est suffisamment exigeant pour remplir ses objectifs? L'autoréglementation pétrolière et gazière est loin de répondre aux inquiétudes des citoyens. Ces questionnements n'ont pas pour but de critiquer l'industrie, mais seulement d'augmenter la transparence du processus dans une optique d'acceptabilité sociale.

Mentionnons que le règlement apporte des précisions quant aux éléments manquants de la loi, notamment la formule de redevances mensuelles pétrolière et gazière selon le débit[39], les rapports de production[40], les critères de renouvellement[41] (ainsi que l'équivalent pour les licences de stockage) et d'abandon d'une licence.[42] Le règlement fixe également le processus et les exigences des autorisations de construction et d'utilisation d'un pipeline. Ceux-ci sont similaires à l'obtention d'une licence de production quant à la participation de la Régie[43] à la différence que le ministre doit donner son autorisation sur la base des garanties financières apportées (les mêmes déjà mentionnés) et des preuves de conformité des normes de l'industrie[44]. Le demandeur à l'obligation d'aviser le ministre de tout incident en lui fournissant un « rapport détaillé comprenant notamment les mesures correctives réalisées ou prévues et leur échéancier ».[45]

Une fois les licences octroyées, le *Règlement sur les activités d'exploration, de production et de*

33 *Ibid*, arts 19(4), 161.
34 *Supra* note 9, art 48. Certaines licences de production sont attribuées par adjudication. Voir à ce sujet *Règlement sur les licences, supra* note 31, arts 53 et s (pour la production), 80 et s (pour le stockage); *Supra* note 9, art 38.
35 *Règlement sur les licences, supra* note 31, arts 62 (pour la production), 89 (pour le stockage).
36 *Ibid,* arts 64 (pour la production), 91 (pour le stockage).
37 *Ibid,* arts 51(1), 161, 166.
38 *Supra* note 9, arts 27, 54, 55; *Règlement sur les licences, supra* note 31, arts 5, 6, 129.
39 *Ibid*, art 68.
40 *Ibid,* arts 72 et s.
41 *Ibid*, arts 75 et s.
42 *Ibid*, arts 114,108.
43 *Ibid,* arts 120-122.
44 *Ibid,* art 127. Ce sont les mêmes normes utilisées par l'Office national de l'énergie pour les pipelines de sa juridiction. Voir le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (DORS/99-294).
45 *Règlement sur les licences*, *supra* note 31, art 140.

stockage d'hydrocarbures en milieu terrestre[46] (ci-après, *Règlement sur les activités en milieu terrestre*) et le *Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu hydrique*[47] (ci-après *Règlement sur les activités en milieu hydrique*) fournissent les conditions d'exercices des différentes activités. Ces règlements ont la même structure et sont analogues sur la majorité des dispositions à l'exception des adaptations aux différents milieux (terrestre et hydrique).

Les dispositions les plus attendues étaient les distances protectrices minimales. On peut ainsi y lire qu'aucune activité de sondage stratigraphique (carottage), forage, complétion (nettoyage à l'acide) et fracturation ne peut être réalisée à moins de :

- 40 m de la voie navigable du fleuve Saint-Laurent (était à 400 m);
- 40 m d'un chemin public ou d'un chemin de fer (était à 100 m);
- 100 m d'une ligne de transport d'électricité d'une tension égale d'une infrastructure de télécommunication, d'une éolienne, d'un pipeline ou de toute autre installation ou infrastructure de même nature (était à 100 m);
- 100 m d'un cimetière ou d'un ouvrage d'amélioration de la surface à des fins sportives ou récréatives (était à 100 m);
- 175 m d'une concentration d'activités résidentielles, commerciales, industrielles ou de services (était à 100 m);
- 150 m de tout bâtiment de moins de 3 étages ou ayant une superficie de plancher inférieure ou égale à 10 000 m^2;
- 180 m d'un barrage à forte contenance;
- 275 m d'un établissement de santé et de services sociaux, d'un établissement d'enseignement, d'un bâtiment où sont offerts des services de garde à l'enfance, d'un site patrimonial, de tout bâtiment de 3 étages ou plus ou ayant une superficie de plancher supérieure à 10 000 m^2;
- 1 000 m d'un aéroport ou d'un aérodrome (était à 1000 m)[48];
- 60 m d'un parc national ou d'une aire protégée[49].

Les conditions d'exercice d'une licence d'exploration ne sont pas les mêmes que celles des autorisations de levé géophysique. Par exemple, lorsque le levé est fait avec une charge explosive de moins de 12 kg, la distance est de 32m d'un pipeline, 180 m d'un bâtiment ayant une fondation en béton et 200m d'un site de prélèvement d'eau effectué à des fins de consommation humaine[50]. Cette dernière distance est réduite à 50m lorsque le levé n'implique pas de source explosive. À ce titre, aucune disposition ne concerne les milieux immergés[51].

Le *Règlement sur les activités en milieu hydrique* confirme la volonté du gouvernement d'autoriser les activités pétrolières et gazières dans les lacs et rivières du Québec, et ce même par fracturation. Quant à la protection de la vie privée, la « concentration d'activités résidentielles, commerciales, industrielles ou de services » dont il est question est définie comme « un regroupement de 5 lots ou plus sur lesquels une ou plusieurs activités résidentielles, permanentes ou saisonnières, commerciales, industrielles ou de services sont présentes, ainsi qu'un lot comprenant 5 bâtiments résidentiels ou plus »[52]. Villes, banlieues et autres territoires densément peuplés seront donc exclus, mais pas les résidents plus isolés qui tomberont dans la catégorie « bâtiment de moins de 3 étages ». Cette distance est de 25m de moins, mais mesurée à partir de la bâtisse et non de la limite

46 *Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu terrestre* (2017) GOQ II, 4326.
47 *Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu hydrique* (2017) GOQ II, 4212.
48 *Supra* note 46, art 81 (sondage stratigraphique), art 133 (forage), art 201 (fracturation); *Supra* note 47, art 64 (sondage stratigraphique), art 120 (forage), art 169 (complétion), art 194 (fracturation); *Supra* note 29, art 22.
49 *Supra* note 46, art 135.
50 *Ibid*, art 40.
51 *Ibid*, sauf pour l'emprise de la voie navigable du fleuve Saint-Laurent.
52 *Ibid*, art 2.

du terrain. Enfin, il est prévu que le « ministre peut permettre la réduction des distances si le titulaire de l'autorisation lui démontre qu'une mesure de protection efficace permet de réduire les risques. »[53]

4. Conclusion

Le Premier ministre du Québec a affirmé qu'il n'y aurait pas de développement des hydrocarbures sans acceptabilité sociale. Malgré les nombreuses mises à jour et l'augmentation des mesures de protectrices, les critiques quant à la propriété privée résidentielle et la protection des plans d'eau n'ont pas reçu de réponse. Il est fort à parier que les municipalités contesteront le nouveau cadre règlementaire. Autant le Ministre de l'énergie[54] que le Ministre de l'environnement[55] sont dit ouverts à des amendements suite à la période de consultation. ■

53 *Supra* note 47, arts 120, 169, 194; *Supra* note 46, arts 40, 81, 133, 201.
54 Ministre de l'énergie et des Ressources naturelles.
55 Ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.

ALLER DE L'AVANT AVEC LA RÉFORME DES TARIFS

*Ahmad Faruqui et Mariko Geronimo Aydin**

I. Introduction

Pour une grande partie du dernier siècle, les consommateurs résidentiels aux États-Unis et dans de nombreux autres pays ont payé pour l'électricité selon un tarif en deux parties qui a collecté les revenus selon des frais forfaitaires liés au volume. À l'inverse, une grande part du coût de production et de livraison de l'électricité ne varie pas en fonction du volume d'électricité consommé. En ne reflétant pas les coûts, de tels tarifs n'ont rien fait pour promouvoir l'efficacité ni l'équité économique dans la facture des clients. Même si ces limites ont été reconnues par l'industrie, la réforme tarifaire au sein de l'industrie a été irrégulière, caractérisée par des hauts et des bas stimulés principalement par des crises énergétiques et des évolutions technologiques. Depuis les années 1980, quatre vagues de réformes tarifaires ont été observées. Dans la quatrième vague, l'occasion se présente d'aller de l'avant avec des tarifs reflétant les coûts efficaces en raison du déploiement à grande échelle des compteurs intelligents. Le besoin d'avoir des tarifs reflétant les coûts est maintenant pressant en raison des mouvements importants de l'industrie, y compris le ralentissement de la croissance des ventes de service public et des tendances se tournant vers une production mieux distribuée. Nous sommes sur le point d'arriver à une cinquième vague de réforme tarifaire qui verra les clients s'engager dans un marché d'« énergie transactive », semblable à la manière dont les entités plus importantes s'engagent aujourd'hui dans les marchés de la capacité et de l'énergie de vente en gros. Mais nous ne sommes pas en mesure d'atteindre le plein potentiel de cet avenir sans premièrement mettre en œuvre des tarifs efficaces reflétant les coûts. Nous allons discuter dans le présent document des moyens que peut prendre l'industrie pour profiter au maximum des investissements réalisés dans les réseaux intelligents jusqu'à maintenant, pour aller de l'avant avec la réforme tarifaire et pour mettre la table en vue d'assurer un avenir réussi pour l'énergie transactive.

De nos jours, les évolutions de l'industrie de l'électricité ont mené beaucoup de personnes à contester le caractère durable du mode de fonctionnement des services publics classiques. Les consommateurs individuels peuvent installer des panneaux solaires sur leur toit ou d'autre système de production distribuée qui peuvent réduire la quantité d'énergie fournie par les services publics titulaires. Ceux que l'on nomme les « consommateurs proactifs » peuvent même retourner leurs surplus d'électricité sur le réseau de distribution et dans les marchés de gros. Dans certains États, les regroupements de choix au détail et de choix de la communauté donnent l'occasion aux consommateurs de contourner leur service public titulaire afin de mieux personnaliser l'approvisionnement en électricité et les services connexes, en fonction de leurs préférences en matière de coût, d'attributs environnementaux et de développement de la communauté locale. Même les consommateurs d'électricité parmi les plus petits développent un appétit pour la production et la consommation d'électricité sur

* Les auteurs sont des économistes de The Brattle Group basé à San Francisco. Les points de vue exprimés dans ce document sont ceux des auteurs et ne reflètent pas nécessairement ceux de The Brattle Group. Nous remercions les personnes suivantes pour avoir pris le temps de lire le document et de formuler des commentaires : Janice Beecher, James Bennett, Cara Lee Mahany Braithwait, Tim Brennan, Lynne Gallagher, Léa Grausz, Ryan Hledik, William Hogan, Gordon Kaiser, Valérie Lesgards, Neil Lessem, Stephen Littlechild, Robert Metcalfe, Michael Picker, Pedro Pizarro, Jim Taylor, Burcin Unel, Peter VanDoren et Jürgen Weiss. Toutes les erreurs qui demeurent sont la responsabilité des auteurs.

mesure afin de mieux convenir à leurs besoins, et ils soutiennent et investissent dans des méthodes et des outils novateurs pour y arriver.

Notre document porte sur les tarifs au détail qui sont facturés par les services publics intégrés verticalement ou par les services publics de distribution et de transmission règlementés fournissant le service d'approvisionnement par défaut aux consommateurs[1]. L'élargissement des options d'approvisionnement en électricité pour le consommateur est confronté à la méthode en fonction du volume classique (¢/kWh) de recouvrement des coûts qui sous-entend que le consommateur n'a aucun choix. Les frais volumétriques ne correspondent pas avec justesse à la structure du coût réel de l'approvisionnement en électricité payé par le consommateur. Ce coût est principalement une combinaison de coûts fixes, de coûts dépendant de la demande électrique en période de pointe (kW) et de coûts dépendant des conditions du système au moment et à l'emplacement de la consommation électrique (kWh).

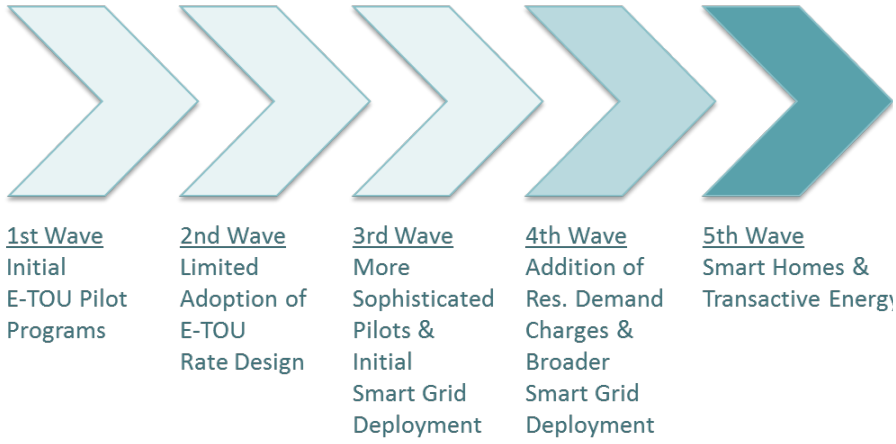
Historiquement, les frais volumétriques classiques représentaient un véhicule de recouvrement des coûts suffisant pour les services publics dans un monde avec une technologie limitée du côté des consommateurs, des options de consommateur limitées pour l'approvisionnement en électricité en dehors du service public titulaire, et une croissance de charge stable. Aujourd'hui, les frais volumétriques créent accidentellement un mécanisme pour que les consommateurs proactifs et les charges de départ soient en mesure de contourner les coûts fixes (fondés sur la consommation en période de pointe) et fondés sur la demande d'être raccordés à un système plus important. Les frais volumétriques créent également un obstacle lorsque vient le temps de profiter des nouvelles technologies qui peuvent aider les services publics à affecter les coûts aux consommateurs de manière plus efficace et plus juste en fonction de leurs tendances de consommation.

Les chocs énergétiques des années 1970 ont mené à un intérêt renouvelé des tarifs en fonction de l'heure de consommation, ce qui a fini par déclencher les quatre vagues de réforme tarifaire dans la décennie qui a suivi. Aujourd'hui, nous sommes au bord d'une cinquième vague, comme il est illustré dans la figure 1.

II. Leçons apprises lors des quatre premières vagues de réforme tarifaire

Depuis la fin des années 1970, l'industrie a fait des expériences avec des structures de tarifs alternatives lesquelles, non seulement permettaient d'affecter les coûts aux consommateurs de manière plus

Figure 1 : Les cinq vagues de réforme tarifaire



[1] La majorité des consommateurs aux É.-U. achètent l'électricité auprès de services publics intégrés verticalement en passant par le fournisseur par défaut avec la présence de la concurrence au détail. Cela est également vrai pour un grand nombre de pays dans le monde entier.

efficace, mais qui donnaient également l'habileté aux consommateurs d'ajuster leurs tendances de consommation pour éviter la production d'électricité au coût le plus élevé. L'industrie a mis l'accent principalement sur le développement de frais énergétiques variant en fonction de l'heure (tarification différenciée dans le temps pour l'énergie). Au cours des dernières années, les services publics ont également fait l'expérience d'augmenter les frais fixes pour qu'ils reflètent le coût des relevés, de la facturation et du service à la clientèle.

Un troisième composant des tarifs, les frais liés à la demande en fonction de la période de pointe, a été mis en place pour les petits et les gros clients commerciaux dans le monde entier pour une grande partie de la dernière décennie. Les services publics ont fait d'autres expériences en introduisant une tarification fondée sur la demande aux clients résidentiels au cours des dernières années. Les frais liés à la demande sont fondés sur la consommation en kW en période de pointe, et ils reflètent les coûts de construction de l'infrastructure électrique avec une capacité suffisante pour respecter les niveaux de consommation maximaux. L'un des facteurs définissant les frais liés à la demande consiste à savoir si la demande en période de pointe est mesurée au moment de la période de pointe dans l'ensemble du système (consommation de pointe atteinte en combinant tous les consommateurs), durant une période de « pointe » désignée ou selon la demande maximale de chaque consommateur individuel. Un autre facteur important consiste à savoir si les frais liés à la demande recouvrent (a) les coûts de la capacité de distribution (b) les coûts de la capacité de production ou (c) des combinaisons variées de ces coûts. Enfin, la période de temps pendant laquelle la demande de kW en période de pointe est mesurée représente une autre variable. Il peut s'agir d'une période de 15 minutes, de 30 minutes ou d'une heure[2].

Cette structure tarifaire en trois parties, composée des frais fixes, des frais liés à la demande et de la tarification différenciée dans le temps, reflète mieux la structure actuelle des coûts de l'alimentation électrique. Une structure tarifaire en trois parties peut encourager une meilleure utilisation de la capacité du réseau, diminuer l'interfinancement entre les consommateurs et favoriser l'adoption des technologies évoluées[3].

On attribue les obstacles historiques au développement et à la mise en œuvre d'une tarification en trois parties principalement au manque de données et de technologies à la disposition des services publics pour observer et comprendre les tendances d'utilisation des consommateurs individuels. Pendant plusieurs décennies, l'industrie a développé et amélioré des méthodologies pour comprendre le comportement et les préférences des consommateurs par le biais d'expériences ou dans le cadre de programmes pilotes. Peu importe les réactions des consommateurs, une structure de tarification en trois parties a aidé les services publics à aborder certaines préoccupations liées à l'interfinancement. De plus, l'industrie a découvert que la tarification de l'électricité différenciée dans le temps donnait aux consommateurs la capacité d'éviter de consommer de l'électricité lorsque le coût est très élevé et de réduire leurs factures mensuelles, ce qui peut également être un ingrédient essentiel pour éviter une escalade des situations d'urgence comme la crise énergétique de la Californie en 2000-2001. Ces avantages pour la société peuvent faire plus que simplement compenser le coût de l'investissement dans de nouveaux outils de tarifications et de nouvelles technologies, si seulement la conception de la tarification évoluée pouvait inciter les consommateurs à répondre efficacement aux signaux des prix. L'industrie a acquis une expérience considérable au cours des dernières décennies dans les essais, la conception et la mise en œuvre d'une tarification différenciée dans le temps pour optimiser la réponse des consommateurs.

A. Première vague de réformes tarifaires dans les années 1970 : expérimentation avec la tarification d'énergie différenciée dans le temps

La tarification différenciée dans le temps de l'utilisation de l'énergie a été mise à l'essai à la fin des années 1970 dans le cadre de 12 projets pilotes financés par la Federal Energy Administration (FEA) (administration fédérale de l'énergie), une organisation qui est devenue par la suite l'U.S. Department of Energy. Les conceptions

2 Pour voir d'autres commentaires sur les frais liés à la demande, veuillez consulter : Ryan Hledik & Ahmad Faruqui, « Competing Perspectives on Demand Charges » (2016) Public Utilities Fortnightly 20.
3 Ahmad Faruqui et al, « Curating the Future of Rate Design for Residential Customers » (2016) Electricity Daily.

expérimentales de la FEA étaient les premières du genre et leur qualité était inégale. Les résultats des répercussions à court terme de la tarification différenciée dans le temps sur l'utilisation de l'électricité des consommateurs étaient encourageants, mais non uniformes[4]. Dans la plupart des cas, les consommateurs réduisaient matériellement leur consommation en période de pointe en réponse à la tarification différenciée dans le temps, avec très peu (le cas échéant) de déplacement de la demande lors de l'inter-saison ou en dehors des périodes de pointes. Cependant, certaines expériences se sont traduites par des réductions sans impacts significatifs au point de vue statistique de la consommation en période de pointe. La FEA a découvert que les ratios de prix plus élevés entre les heures de pointe et les heures creuses et des périodes de pointes plus courtes ont habituellement mené à une réponse plus forte des consommateurs. Il reste à faire les essais suivants : la réponse des consommateurs à long terme, la réponse par rapport à une tarification multipartie (p. ex. qui comprend un tarif en fonction de la demande et des frais fixes) et les répercussions sur le bien-être des consommateurs. La majorité des commissions d'État ont choisi de continuer avec un tarif forfaitaire de ¢/kWh, mais en vertu de la *Public Utility Regulatory Policies Act de 1978 (PURPA)*, les États ont dû tenir compte périodiquement de la tarification différenciée dans le temps. L'industrie a principalement mis de l'avant l'idée que la mise en œuvre de la tarification différenciée dans le temps soit mise en attente jusqu'à ce que les avantages et le comportement des consommateurs puissent être mieux compris.

B. Deuxième vague dans les années 1980 et 1990 : preuve de la réponse des consommateurs à une tarification énergétique dynamique, mais une technologie limitée

Au milieu des années 1980, l'Electric Power Research Institute (EPRI) a pris les résultats des cinq meilleurs projets pilotes et a découvert une preuve uniforme du comportement des consommateurs[5]. Malheureusement, il n'y a pas eu beaucoup de changements depuis la fin des années 80 et durant les années 90 aux États-Unis compte tenu de l'absence d'infrastructure de compteurs intelligents et parce que l'industrie mettait l'accent sur la restructuration de détail et en raison de l'élargissement des marchés d'électricité de gros[6]. Par contre, quelques services publics sont allés de l'avant avec la tarification différenciée dans le temps obligatoire pour les grands consommateurs résidentiels. Pratiquement tous les services publics sont allés de l'avant en choisissant la tarification différenciée dans le temps, mais seulement une poignée de consommateurs était réellement touchée par ces tarifs.

C. Troisième vague dans les années 2000 : Crise énergétique de la Californie et investissement dans la tarification dynamique de l'électricité

La crise énergétique en Californie de 2000-2001 a donné le ton à la prochaine vague de projets pilotes mettant en jeu la tarification dynamique[7]. Comparativement à la tarification différenciée dans le temps, la tarification dynamique est un terme plus générique pour les tarifs d'électricité variant dans le temps. Contrairement aux tarifs selon l'heure de consommation, alors que les périodes de temps et les prix pour chaque période sont connus d'avance, les prix dynamiques peuvent être connus d'avance ou non, et la période de temps pour invoquer les tarifs peut être fixée ou non à l'avance[8]. Dans la troisième vague, les projets pilotes sur la tarification dynamique comprenaient des études de la tarification différenciée dans le temps ainsi

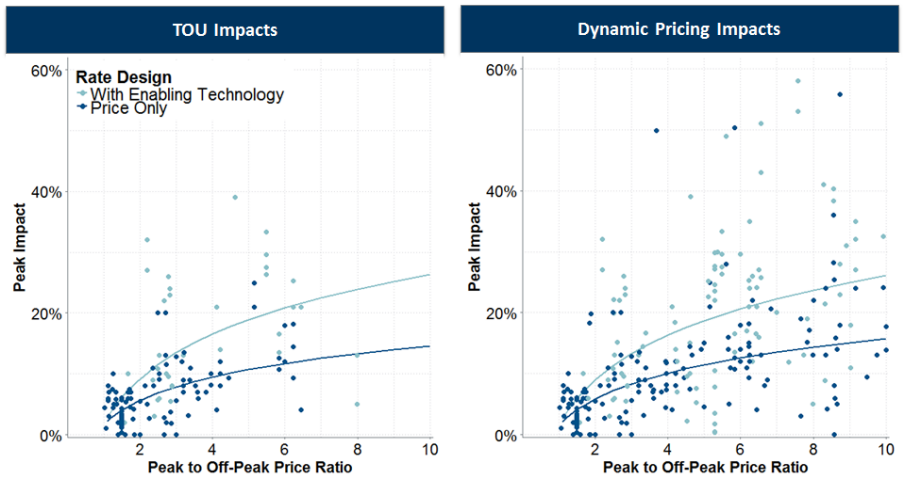
4 Ahmad Faruqui & J Robert Malko, « Residential Demand for Electricity by Time-of-Use: A Survey of Twelve Experiments with Peak Load Pricing » (1983) 8:10 Energy 781.
5 Douglas W Caves et al, « Consistency of Residential Customer Response in Time-of-Use Electricity Pricing Experiments » (1984) 26:1-2 J of Econometrics 179.
6 Dans le monde entier, certaines formes de tarification différenciée dans le temps étaient en place, comme la tarification « Economy 7 » (période de pointe/creuse) au Royaume-Uni. Par contre, la technologie de compteur et de traitement de données était très limitée comparativement à aujourd'hui.
7 Ahmad Faruqui et al, « Analyzing California's Power Crisis » (2001) 22:4 The Energy Journal 29.
8 Pour voir d'autres commentaires sur la tarification dynamique, veuillez consulter : Ahmad Faruqui, Ryan Hledik & Jennifer Palmer, « Time-Varying and Dynamic Rate Design », Global Power Best Practice Series (The Regulatory Assistance Project, 2012).

que d'autres types de tarification dynamique.

Certains de ces projets pilotes mettaient en vedette des technologies habilitantes, comme les affichages à domicile et les thermostats intelligents. À partir de 2013, plus de 30 projets pilotes mettant en vedette plus de 160 régimes de tarification de l'énergie uniquement ont été mis en œuvre dans le monde[9]. Dans le cadre de ces projets pilotes, les services publics et les organismes de règlementation en ont appris plus sur les avantages en matière d'efficacité que les tarifs variant selon l'heure avaient à offrir et sur les facteurs qui améliorent la réponse des consommateurs durant les périodes de pointe. Nous avons appris que le déplacement de la charge augmente à mesure que le signal de prix augmente, mais à une vitesse décroissante. Spécialement en Californie, un projet pilote d'envergure à la grandeur de l'État mené en 2003-2004 a fourni une démonstration concluant que les consommateurs réduisaient leur consommation d'électricité durant les périodes de pointe en réponse aux prix variant selon l'heure[10].

L'élan de la troisième vague d'expériences pour comprendre le comportement des consommateurs continue même de nos jours. Depuis 2013, de nombreux autres projets pilotes ont été mis en œuvre autour du monde, pour donner un total de 60 projets pilotes avec plus de 300 régimes de tarification de l'énergie uniquement. Ce nombre continue de grimper. La figure 2 résume les répercussions de la réduction de la période de pointe de ces projets pilotes menés en 2017, dont chacun des points de données représentent une étude. À mesure que le rapport entre le prix en période de pointe/creuse des consommateurs augmente, ces derniers réduisent encore plus leur consommation en période de pointe, même à un rapport déclinant. Les marqueurs en bleu foncé montrent les répercussions en réponse aux prix uniquement et sans technologie habilitante. Des technologies habilitantes, comme les thermostats intelligents, ont été montrées pour améliorer la réponse des consommateurs, comme il est démontré par les marqueurs bleu pâle dans la figure 2. Ces résultats ont renforcé les conclusions précédentes faisant état que les consommateurs répondaient aux signaux du prix et que les technologies habilitantes amélioraient cette réponse. Une enquête et une étude des résultats de ces projets pilotes durant 2017 sont attendues[11].

Figure 2 : Réductions de consommateurs en période de pointe en réponse à la tarification différenciée dans le temps et à la tarification dynamique



Source : Ahmad Faruqui et al, « Arcturus 2.0. » [à paraître].

9 Ahmad Faruqui & Sanem Sergici, « Arcturus: International Evidence on Dynamic Pricing » (2013) 26:7 The Electricity Journal 55.
10 Ahmad Faruqui & Stephen George, «Quantifying Customer Response to Dynamic Pricing » (2005) 18:4 The Electricity Journal 53.
11 Ahmad Faruqui et al, «Arcturus 2.0. » [à paraître].

On a également découvert durant la troisième vague que les consommateurs à faible revenu répondaient au prix, mais à un degré différent que le consommateur résidentiel moyen[12]. Les consommateurs pouvaient vendre ou acheter les écarts par rapport au niveau de base sur le marché de gros à l'aide de systèmes de gestion de l'énergie sophistiqués ou d'agents. Certaines expériences ont été réalisées avec un déploiement à pleine échelle de tarifs variant selon l'heure, comme en Californie, en France, en Chine et au Vietnam. Une étude de 2012 résume ces expériences et les leçons apprises sur le comportement réel des consommateurs[13] :

- En 2010, PG&E a organisé 13 événements dans le cadre de son programme de tarification en période de pointe critique. Même s'il a été impossible d'observer des répercussions sur la conservation, la réduction moyenne en période de pointe était de 14 % (avec un déplacement de la charge dans les heures subséquentes) et les consommateurs ont économisé 8,2 % en moyenne sur leurs factures. On a observé, chez les consommateurs à faible revenu, le même pourcentage de réduction de la demande en période de pointe que les autres consommateurs.

- En France, le programme de tarification en période de pointe critique d'EDF a été mis en œuvre sous une certaine forme depuis 1996. En 2012, le programme a démontré un niveau élevé de réponse au prix comparativement à d'autres parties du globe. Les consommateurs ont rapporté avoir économisé 10 % en moyenne comparativement à d'autres options de tarif.

- La Chine est passée du délestage mandaté par le gouvernement à une forme de tarification différenciée dans le temps et à une structure tarifaire croissante par bloc. Dans plusieurs provinces, les consommateurs ont répondu avec plusieurs centaines de MW de réduction en période de pointe, l'équivalent d'une ou deux grandes centrales électriques.

- Au Vietnam, la croissance rapide de l'utilisation de l'électricité dans les années 1990 a donné un élan important pour introduire une tarification différenciée dans le temps en 1998. Le service public national a rencontré des obstacles importants au départ avec le marketing pour les consommateurs et les campagnes de sensibilisation.

Nous avons également appris des leçons importantes sur la manière de concevoir des projets pilotes efficaces, selon le budget, le temps et les ressources disponibles ainsi qu'en fonction d'autres considérations[14]. Nous avons appris à mieux choisir le type de projet pilote approprié (démonstration, quasi-expérience ou expérience contrôlée) ainsi que la manière de définir exactement ce qui les motive, ce qui sera examiné et la manière dont le tout sera mesuré. Nous avons appris à mieux établir des groupes de contrôle, recruter des consommateurs et collecter et analyser les données des projets pilotes.

Globalement, la troisième vague de réforme tarifaire a permis à l'industrie d'obtenir une richesse de renseignements sur la manière dont les consommateurs répondent à la tarification variable. Des projets pilotes de la troisième vague ont fourni la preuve scientifique et donné l'élan à des investissements étendus dans l'infrastructure de compteur évoluée aux États-Unis. Toutefois, notre compréhension de certains aspects du comportement des consommateurs, comme leur manière de répondre dans certaines régions des États-Unis, les préférences des consommateurs pour différents types de tarification et les risques et défis associés au déploiement à pleine échelle des tarifs variable, est toujours incomplète. Ces écarts restants concernant les renseignements contribuent aux obstacles qui nous empêchent de réaliser le plein potentiel des tarifications en trois parties aujourd'hui.

D. La quatrième vague est devant nous : la réforme tarifaire sur le recouvrement des coûts fixes et les défis continus touchant la mise en œuvre de la tarification différenciée dans le temps

12 Lisa Wood & Ahmad Faruqui, «Dynamic Pricing and Low-Income Customers» (2010) Public Utilities Fortnightly 60.
13 *Supra*, note 8.
14 *Ibid.*

La croissance de l'efficacité énergétique, de l'énergie solaire distribuée et d'autres ressources du côté de la demande a fait ressortir le spectre d'une tendance à long terme du déclin des ventes d'électricité pour les services publics. Les tarifs au détail en deux parties qui font en sorte de facturer les consommateurs résidentiels sur une base uniquement volumétrique (¢/kWh) ne fourniront pas de manière substantielle les revenus nécessaires pour que les services publics soient en mesure de recouvrer leurs coûts fixes et en immobilisation. Cette situation a mené à un intérêt croissant dans les frais liés à la demande et dans les ajustements pour fixer la portion des tarifs au détail afin de mieux refléter les vrais coûts d'investissements servant à maintenir un système fiable et à combler la demande en période de pointe.

Il est possible de mieux aligner les frais liés sur la demande avec les prix et les coûts, offrir des mesures incitatives pour la gestion de la charge plus intelligente, améliorer le recouvrement des coûts du service public et réduire l'interfinancement dans une même classe. Ces frais sont déjà bien établis pour les consommateurs commerciaux et industriels.

Un sondage sur les frais liés à la demande résidentielle existante en 2014 a révélé que neuf services publics offrant des frais liés à la demande avec une plage de 1,5-18,1 ¢/kW par mois[15]. Notre propre recherche suggère que ce nombre comprend maintenant au moins 32 services publics de facturer des frais liés à la demande, parfois avec une tarification dynamique basée sur l'énergie, pour atténuer l'interfinancement occasionné par les consommateurs proactifs et par le ralentissement de la croissance des ventes. Toutefois, il s'agit d'une preuve empirique très limitée sur la réponse des consommateurs aux frais liés à la demande. La figure 3 montre les résultats de trois projets pilotes moins récents sur les frais liés à la demande résidentielle[16]. Ces projets pilotes ont été mis en œuvre en Norvège, en Caroline du Nord et au Wisconsin. Les réductions moyennes en période de pointe de ces projets ont varié de 5 à 29 %, des réductions occasionnées par des frais liés à la demande de 10,13 $ à 10,80 $ par kW.

Durant la quatrième vague, la mise en œuvre de tarifs variables dans la majeure partie des États-Unis n'a pas suivi le rythme de l'installation d'une infrastructure de compteur évoluée. La Federal Energy Regulatory Commission (commission de règlementation de l'énergie fédérale des États-Unis) estime que 41 % de tous les compteurs de consommateur sont des compteurs évolués, mais seulement 5 % étaient

Figure 3 : Trois projets pilotes sur les frais liés à la demande résidentielle

Study	Location	Utility	Year(s)	# of participants	Monthly demand charge ($/kW)	Energy charge (cents/kWh)	Fixed charge ($/month)	Timing of demand measurement	Interval of demand measurement	Peak period	Estimated avg reduction in peak period consumption
1	Norway	Istad Nett AS	2006	443	10.28	3.4	12.10	Peak coincident	60 mins	7 am to 4 pm	5%
2	North Carolina	Duke Power	1978 - 1983	178	10.80	6.4	35.49	Peak coincident	30 mins	1 pm to 7 pm	17%
3	Wisconsin	Wisconsin Public Service	1977-1978	40	10.13	5.8	0.00	Peak coincident	15 mins	8 am to 5 pm	29%

Notes:
All prices shown have been inflated to 2014 dollars
In the Norwegian pilot, demand is determined in winter months (the utility is winter peaking) and then applied on a monthly basis throughout the year.
The Norwegian demand rate has been offered since 2000 and roughly 5 percent of customers have chosen to enroll in the rate.
In the Duke pilot, roughly 10% of those invited to participate in the pilot agreed to enroll in the demand rate.
The Duke rate was not revenue neutral - it included an additional cost for demand metering.
The Wisconsin demand charge is seasonal; the summer charge is presented here because the utility is summer peaking.

Source: Ryan Hledik, *Rediscovering Residential Demand Charges* (2014) 27:7 The Electricity Journal 82.

15 Ryan Hledik, *Rediscovering Residential Demand Charges* (2014) 27:7 The Electricity Journal 82.
16 *Ibid.*

inscrits dans un type de programme de tarifs variables en 2014[17].

Les obstacles au déploiement de services publics et des organismes de règlementation de tarifs intelligents sont principalement causés par des incertitudes liées à la manière dont les consommateurs réagiront à un nouveau paradigme dans la structure de tarification au détail et par conséquent, à savoir le niveau d'avantages pour la société qui peuvent être attendus. Les consommateurs sont toujours inquiets d'être touchés d'une certaine manière ou de ne pas être en mesure d'intégrer le nouveau paradigme. Voici certains des obstacles communs à surmonter lors de la mise en œuvre de la tarification variable :

- **Preuve insuffisante d'avantages :** Les intervenants peuvent avoir la perception que les projets pilotes ou d'autres preuves à ce jour ne donnent aucun signe d'avantages pouvant être réalisés lors d'un déploiement à pleine échelle. Cela peut être dû à un manque d'essais ou à l'absence de connaissances sur la preuve existante. À moins d'avoir une preuve évidente des avantages, les organismes de règlementation, les services publics et les consommateurs auront peur qu'un groupe plus important de consommateurs ne réponde pas aux nouveaux tarifs, et que ces derniers ne soient pas en mesure de promouvoir l'efficacité ou l'équité.

- **Insatisfaction et réaction indésirable des consommateurs :** Le passage de tarifs à forfait à des tarifs variables fera en sorte d'affecter plus efficacement et équitablement les coûts entre les consommateurs individuels. Les factures augmenteront pour certains consommateurs qui auparavant étaient subventionnés par l'interfinancement d'autres consommateurs. Il faudra un peu de temps pour que les consommateurs dont la facture augmente comprennent la manière de gérer leur consommation d'électricité relativement à la nouvelle structure tarifaire[18]. Un investissement additionnel dans l'éducation et la sensibilisation des consommateurs sera nécessaire pour aider ces derniers à bien comprendre les nouveaux tarifs, la manière de choisir parmi les options tarifaires qui leur sont offertes et d'ajuster leurs tendances de consommation pour réduire leurs factures.

- **Répercussions sur des consommateurs sensibles ou désavantagés :** Il est possible d'avoir d'autres incertitudes sur la manière dont les nouveaux tarifs auront des répercussions sur les consommateurs à faible revenu, les petits consommateurs et les consommateurs avec des défis physiques ou technologiques qui les empêchent de bien comprendre ou de bien réagir aux nouveaux tarifs.

Il n'y a pas de solution convenant à tous pour aborder ces préoccupations. La meilleure approche peut varier grandement en raison de facteurs propres aux territoires du service; cela dépend également beaucoup sur (a) la mesure à laquelle le comportement des consommateurs a déjà été étudié dans une région et (b) quelles parties (organisme de règlementation, service public, consommateurs) sont hésitantes à changer le *statu quo* et pourquoi. Par exemple, l'Arizona a déjà une grande expérience avec les tarifs variables, et une part relativement importante des consommateurs de services publics sont déjà inscrits dans ces programmes. À l'inverse, de nombreux autres secteurs de service aux États-Unis ont peu d'expérience et d'autres n'en ont aucune avec la mise en œuvre actuelle de la tarification différenciée dans le temps, et ces secteurs de service pourraient profiter de projets pilotes ou d'autres formes d'essais pour mesurer les répercussions sur les consommateurs et leur manière de répondre à ces changements. La nature très politisée de l'énergie et de ses coûts pour les consommateurs a une répercussion importante sur la manière et le moment où ces préoccupations sont soulevées et dans quelle mesure le public souhaite aborder et surmonter les obstacles perçus de la réforme tarifaire.

Mais avant d'examiner des solutions pour surmonter les obstacles aux tarifs variables, il peut être utile de prendre un peu de recul et d'examiner ce que nous tentons de faire. Dans la prochaine section, nous présentons notre vision de l'avenir de la réforme tarifaire, laquelle est

17 États-Unis, Federal Energy Regulatory Commission, *Assessment of Demand Response and Advanced Metering,* Staff Report, (Washington: FERC, 2016).
18 Ahmad Faruqui, «An Economist's Dilemma: To PV or Not to PV, That Is the Question » (2016) Electricity Daily.

fondée sur la technologie et une conception de tarifs efficace pour habiliter les consommateurs à contrôler leurs factures, à répondre au marché de l'électricité et aux conditions du système et à contribuer à une consommation électrique efficace d'une manière dynamique et agi.

III. La cinquième vague de la réforme tarifaire : vers un avenir d'énergie transactive et de maisons intelligentes

Comprendre et habiliter les consommateurs résidentiels pour qu'ils réagissent aux tarifs évolués sera fort probablement un défi et un travail continu, même au cours de la cinquième vague. Une fois les tarifs reflétant les coûts en place, il y aura certains obstacles technologiques à l'engagement complet des consommateurs, y compris des données limitées à la disposition du consommateur sur un marché de gros complexe, ainsi que des outils limités pour que les consommateurs soient en mesure de réagir et de participer à ces marchés. Nous nous attendons à ce que la prochaine vague technologique, la cinquième, donne ces données et ces outils aux consommateurs dans le soi-disant marché futur de l'énergie transactive.

La nouvelle technologie a déjà commencé à dévoiler aux consommateurs dans quelle mesure le coût de l'électricité peut varier selon les tendances de consommation au fil du temps. Les politiques et les initiatives publiques ouvrent la porte aux foyers pour qu'ils aient un plus grand contrôle sur la source de leur électricité, au-delà du choix, grâce à la production distribuée. Des applications, des appareils ménagers et des thermostats intelligents donnent aux consommateurs résidentiels plus d'outils pour contrôler et personnaliser les tendances de consommation. Les consommateurs auront toujours le droit à un accès à une alimentation électrique fiable. Mais, ces changements continueront de donner aux ménages plus de pouvoir pour optimiser leur consommation électrique individuelle, le coût de leur électricité et leur empreinte sur l'environnement. Les améliorations et les innovations technologiques donneront vie à des maisons intelligentes qui seront en meilleure position pour coordonner leur consommation électrique avec les préférences des consommateurs ainsi qu'avec le système électrique et les conditions du marché.

Nous nous attendons également à des améliorations continues en ce qui concerne l'échange de données à partir des maisons intelligentes et vers celles-ci pour donner aux consommateurs résidentiels des occasions de tirer de la valeur directement des marchés d'électricité en gros. Cela veut dire que les consommateurs pourront, non seulement réagir aux conditions du système et du marché de gros, mais ils pourront également participer activement aux marchés de gros grâce à des agents ou des technologies qui leur permettent de communiquer et de faire la coordination directement avec les administrateurs des marchés et les exploitants des systèmes. L'engagement dans les décisions à ce niveau concernant l'alimentation électrique ne sera pas l'affaire de tous les consommateurs, mais les générations plus récentes de consommateurs qui utilisent les médias sociaux, des communications complexes et rapides et une suite d'applications pour gérer leur vie ne seront pas trop dépaysés. Certains consommateurs fourniront une production distribuée et des services de réduction de charge au réseau et concurrenceront directement les formes d'alimentation électrique plus classiques pour aider à réduire les coûts de production d'électricité, pour contribuer à la fiabilité du système et, peut-être, réduire les coûts d'investissement en immobilisation à long terme.

Selon un point de vue sur la manière dont cela peut évoluer pour un consommateur, ces derniers s'abonneraient à une forme de charge « de base » en fonction de leurs tendances de consommation types[19]. Les consommateurs pouvaient vendre ou acheter les écarts par rapport au niveau de base sur le marché de gros à l'aide de systèmes de gestion de l'énergie sophistiqués ou d'agents. Au départ, cela s'appelait l'abonnement à la demande, mais l'idée s'est transformée en « énergie transactive ». Cette vision a gagné un certain intérêt chez les milléniaux grâce aux thermostats Wi-Fi, aux électroménagers

19 Stephen Barrager & Edward Cazalet, *Transactive Energy: A Sustainable Business and Regulatory Model for Electricity*, 1re éd, (Baker Street Publishing, 2014).

numériques et aux systèmes de gestion d'énergie de maison. Peu importe la méthode précise, nous croyons que dans l'avenir, les écarts entre les consommateurs, les marchés de détail et les marchés de gros seront réduits de manière considérable.

Mais, il est impossible de réaliser cet avenir si les consommateurs n'ont même pas les renseignements de base sur la relation entre leurs tendances de consommation et la vraie structure du coût de l'électricité. Les consommateurs ne peuvent pas réagir à des coûts élevés d'investissement et de production de l'électricité durant les périodes de demande de pointe s'ils ne sont pas en mesure d'observer ces coûts au point de consommation. Les consommateurs à qui l'on facture un tarif classique et principalement forfaitaire au volume pour l'électricité seront immobilisés dans l'énergie transactive future. Ils n'auront pas les mesures incitatives ou les renseignements nécessaires pour réduire leurs factures de manière efficace, de participer aux services importants du côté de la demande dans les marchés de gros ou de contribuer activement à une production d'électricité et à des investissements plus efficaces dans l'avenir.

IV. Faire la transition aux tarifs évolués

L'industrie des services publics est confrontée à un défi, soit la manière de prendre les mesures finales dans la mise en œuvre de tarifs en trois parties (faute d'autre chose, par défaut) obligatoires qui reflètent plus précisément la structure de coût associée à la fourniture d'une électricité plus fiable aux consommateurs résidentiels individuels. Seulement certains acteurs de l'industrie sont préparés à passer à cette étape. Même si les tarifs évolués sont déjà largement utilisés pour les moyens et grands consommateurs commerciaux et industriels dans tout le pays, la question continue d'être posée à savoir s'ils conviennent bien aux consommateurs résidentiels. C'est le cas même si près de la moitié de tous les compteurs de consommateur ont été remplacés par des compteurs évolués, lesquels offrent la technologie nécessaire pour offrir des tarifs résidentiels évolués.

Comme il est fait mention dans le présent rapport, l'industrie a acquis une connaissance importante sur la réponse des consommateurs par rapport aux tarifs intelligents, y compris la tarification différenciée dans le temps et, dans une certaine mesure, les tarifs en trois parties comportant les frais liés à la demande. Il reste toujours certaines questions et incertitudes sur la manière dont les consommateurs réagiront à un déploiement à pleine échelle, mais les études et les expériences de l'industrie ont montré que les tarifs évolués produisaient des avantages quantifiables en matière d'efficacité pour les consommateurs. Malgré cette preuve, le progrès a été miné par les peurs persistantes sur la réaction indésirable des consommateurs ou de l'échec de réaliser les avantages prévus. Il y a deux manières de surmonter ces peurs, notamment :

- **Études des répercussions sur la facture des consommateurs :** Les services publics et les organismes de règlementation peuvent mener des études pour comprendre la manière dont les factures de consommateurs changeront si les nouveaux tarifs sont mis en œuvre et s'il n'y a pas de changement dans le comportement des consommateurs, c'est-à-dire que les profils de charge demeurent inchangés. Ces études peuvent aider à cerner la manière dont les factures augmenteront pour les petits utilisateurs. Ensuite, les services publics et les organismes de règlementation peuvent trouver des manières d'atténuer ces répercussions sur les factures. Ces dernières sont discutées plus en détail ci-dessous.

- **Études sur le comportement des consommateurs :** Aujourd'hui, des modèles sont disponibles pour réaliser des simulations sur les répercussions des tarifs afin d'étudier la réponse possible des consommateurs. Ces modèles sont tirés des conclusions d'études de projets pilotes antérieurs.

- **Éducation et sensibilisation des consommateurs :** Les services publics peuvent s'engager dans des programmes de sensibilisation des consommateurs pour expliquer la raison pour laquelle les tarifs ont changé et la manière de fonctionner des nouveaux tarifs. Il sera important de s'assurer que ces derniers sont présentés dans un langage clair et compréhensible. Les services publics peuvent inviter des parties neutres à endosser le changement et

ils peuvent utiliser les médias sociaux modernes pour diffuser le message. Rejoindre les nouvelles générations de consommateurs avides de technologies sera crucial. Les services publics peuvent élaborer de nouvelles manières plus efficaces de communiquer avec leurs consommateurs, aider à développer des applications et des outils énergétiques intelligents et, autrement, explorer des méthodes d'améliorer l'expérience client avec la technologie.

Voici quelques options pour faciliter la transition :

- **Tarifs de transition :** Les services publics et les organismes de règlementation peuvent concevoir des tarifs de transition qui changeront les tarifs graduellement sur une période de trois à cinq ans.

- **Protection de la facture** : Autrement, il est possible d'offrir aux consommateurs des protections de facture qui s'effaceront graduellement au fil du temps.

- **Ajout de protections pour les consommateurs sensibles** : Pour les cinq premières années, les tarifs peuvent être optionnels pour les consommateurs sensibles ou désavantagés, comme les consommateurs à faible revenu, les petits utilisateurs et les consommateurs avec une incapacité. Ou encore, on peut offrir de l'aide financière à ces consommateurs pour un temps limité.

- **Offre de renseignements et d'options supplémentaires aux consommateurs** : Il y a des manières d'offrir d'autres options pour assurer la participation des consommateurs. Par exemple, on peut examiner un concept d'abonnement dans le cadre duquel les consommateurs « achètent » leur consommation historique et le prix historique et achètent ou vendent les écarts de leur consommation aux nouveaux tarifs. Cette option pourrait également aider à la transition à la cinquième vague de la réforme tarifaire mettant en cause l'énergie transactive discutée précédemment.

- **Essais empiriques sur la réponse des consommateurs** : Les services publics peuvent réaliser d'autres projets pilotes pour vérifier l'acceptation des consommateurs et la réponse de la charge par rapport aux nouveaux tarifs. Ces projets pilotes devraient suivre certains principes de base que l'industrie a élaborés au cours des années précédentes. Ils doivent être réalisés comme des expériences scientifiques, et doivent produire des résultats valides sur la conservation de l'énergie et la réponse liée à la demande. Ces projets doivent être conçus pour produire des estimations sur l'élasticité des prix, dont les résultats pourraient être extrapolés aux autres prix que ceux mis à l'essai dans le cadre du projet pilote. Les échantillons de clients doivent avoir une taille suffisante pour produire des résultats valides sur la population. Idéalement, ces projets pilotes seraient conçus pour produire des renseignements granulaires recueillis par segment de consommateurs. De plus, ils doivent faire l'essai de l'efficacité des différentes technologies de marketing, d'éducation et de communication.

Historiquement, l'électricité des ménages a été principalement un bien uniforme pour les consommateurs, peu importe la source ou l'heure de consommation. Traditionnellement, les services publics pourraient principalement établir le prix de l'électricité comme s'il s'agissait d'un bien uniforme sans avoir d'incidence sur leurs résultats. Certains chocs et changements de l'industrie ont fait en sorte qu'il était clair que ce *statu quo* n'est pas toujours ce qu'il y a de mieux pour les consommateurs ou les services publics, et que le *statu quo* n'est pas soutenable à l'avenir.

La première de quatre vagues de réforme tarifaire a aiguisé l'expérience avec les consommateurs et permis aux services publics d'établir le prix de l'électricité de manière plus efficace en tant que produit diversifié qu'elle est. Au même moment, les consommateurs se réveillent devant la diversité de l'approvisionnement en électricité en fonction du lieu, de l'heure du jour et des attributs environnementaux. Il y a encore beaucoup de travail à faire pour mettre plus largement en œuvre les tarifs en trois parties pour les

consommateurs résidentiels et pour obtenir la meilleure utilisation des investissements dans le réseau intelligent que nous avons fait dans l'ensemble du pays.

La prochaine vague de réforme tarifaire devrait arriver bientôt et elle fournira aux consommateurs de meilleurs outils et plus de renseignements pour leur permettre de contribuer aux améliorations efficaces de l'alimentation électrique et plus de contrôle sur le type et le coût de l'électricité qu'ils consomment. Afin d'aborder les préoccupations concernant la manière dont les consommateurs peuvent se comporter dans ce monde, nous pouvons profiter de l'expérience importante acquise dans les programmes pilotes. ■

LA COUR D'APPEL DE L'ONTARIO CLARIFIE LES OBLIGATIONS DES SERVICES PUBLICS EN MATIÈRE DE PROTECTION DE LA VIE PRIVÉE

Molly Reynolds, Caitlin Morin** et Amir Eftekharpour****

Introduction

Le 10 août, la Cour d'appel de l'Ontario a publié sa décision dans l'affaire *R c Orlandis-Habsburgo (Orlandis)*[1]. La Cour a maintenu qu'un organisme de service public partageant les données sur la consommation énergétique des résidents avec la police, partage qui a mené à une fouille et à des accusations criminelles, avait violé l'attente raisonnable de protection de la vie privée des résidents.

Bien que l'affaire *Orlandis* soit survenue dans un contexte criminel, la décision de la Cour aura deux répercussions importantes sur les services publics. Premièrement, l'affaire *Orlandis* contribue à une tendance croissante de la reconnaissance judiciaire des préoccupations en matière de protection de la vie privée touchant la collecte, l'utilisation et la divulgation des données de consommation énergétique. Bien que les données sur la consommation semblent peu sensibles, les tribunaux ont commencé à reconnaître que des suppositions délicates peuvent être faites à partir de renseignements qui seraient autrement potentiellement non sensibles. Deuxièmement, l'affaire *Orlandis* a permis d'établir d'autres nouvelles obligations pour les organisations du secteur privé et du secteur public qui divulguent des données sur la consommation énergétique à la police ou à d'autres tiers.

Les faits et la décision

Dans l'affaire *Orlandis,* les locataires d'une maison en Ontario faisaient de la production de marijuana. Leur fournisseur d'électricité, notant une consommation d'électricité pouvant faire croire à une production de marijuana, a transmis à la police les renseignements sur la consommation d'électricité. À l'aide des renseignements fournis par le service public, la police a obtenu un mandat pour fouiller la résidence, a trouvé les plants de marijuana et accusé les résidents de différentes offenses criminelles. Au cours du procès, les accusés ont plaidé qu'en obtenant les données sur la consommation énergétique du service public sans leur consentement ou avant l'autorisation judiciaire, la police avait violé leur droit, en vertu de la section 8 de la Charte, d'être protégés contre une fouille et une saisie déraisonnable.

Le juge a rejeté le plaidoyer des accusés voulant qu'ils aient une attente raisonnable de protection de leurs renseignements personnels sur leur consommation énergétique, maintenant que

* Molly Reynolds est une associée principale chez Torys LLP à Toronto, elle est autorisée à pratiquer en Ontario et à New York. Sa pratique porte sur les litiges et la conformité juridique en matière de confidentialité, sur les pratiques exemplaires en matière de sécurité et sur l'encadrement de l'intervention en cas d'infraction.
**Caitlin Morin est une associée chez Torys LLP à Toronto. Sa pratique porte sur tous les aspects des questions relatives à l'emploi, aux avantages sociaux et aux régimes de retraite. Mme Morin a complété sa formation en droit à l'Université McGill et elle est autorisée à pratiquer en Ontario.
***Amir Eftekharpour est un stagiaire en droit chez Torys LLP à Toronto. Il a terminé son droit à l'Université de Toronto, et a obtenu un baccalauréat avec honneur (science politique) de l'Université Western.

1 *R c Orlandis-Habsburgo,* 2017 ONCA 649 [*Orlandis*].

les données « [Traduction] n'entraient pas dans le cœur biographique des détails personnels et intimes du mode de vie et des choix personnels des demandeurs ».

Au cours de l'appel, la Cour a maintenu que les accusés étant en droit de s'attendre raisonnablement à la protection de leurs renseignements personnels, et que l'examen et l'utilisation des données par la police n'étaient pas permis par la loi. Toutefois, la Cour a ultimement refusé d'exclure la preuve obtenue lors de la fouille, en fonction de l'état du droit au moment de la fouille.

Discussion

La décision de l'affaire *Orlandis* est importante pour deux raisons : la reconnaissance explicite d'un intérêt de protection de la vie privée à l'égard des données sur la consommation énergétique et les commentaires de la Cour sur les relations de partage de renseignements acceptables avec les autorités.

Attente raisonnable de protection de la vie privée

La Cour d'appel a maintenu qu'il y avait une attente raisonnable de protection de la vie privée des données sur la consommation d'énergie pour deux raisons. Premièrement, les données sur la consommation énergétique sont des renseignements en mesure d'appuyer des suppositions que certaines activités soient menées à l'intérieur de la maison. Deuxièmement, la relation contractuelle entre le service public et le consommateur n'était pas en contradiction avec une attente raisonnable de protection de la vie privée.

Les données sur la consommation énergétique peuvent produire des renseignements personnels sensibles

La conclusion de la Cour voulant que les données sur la consommation énergétique appuient l'attente de protection de la vie privée n'est pas très éloignée du raisonnement des tribunaux précédents[2]. Cependant, la reconnaissance sans équivoque par le tribunal d'un intérêt de protection de la vie privée dans l'affaire *Orlandis* est un signe de la reconnaissance accrue dans la jurisprudence des répercussions de la protection de la vie privée dans la collecte, l'utilisation et la divulgation des données sur la consommation d'énergie.

Bien que le juge du procès dans l'affaire *Orlandis* ait conclu que les renseignements sur la consommation d'électricité ne comportaient pas de données biographiques importantes, la Cour d'appel, de son côté, est arrivée à la conclusion que « [Traduction] les données sur la consommation énergétique avaient une capacité jugée suffisante pour dévoiler des activités personnelles à l'intérieur de la maison, particulièrement l'existence d'une plantation de marijuana, de soutenir potentiellement l'existence d'une attente raisonnable de protection de la vie privée »[3]. Au bout du compte, étant donné que les renseignements divulgués comprenaient les données d'utilisation brutes et des suppositions susceptibles d'être tirées à partir de ces données, la Cour a maintenu que les accusés avaient une attente raisonnable de protection de la vie privée relativement aux renseignements sur la consommation énergétique.

La relation contractuelle peut appuyer une attente de protection de la vie privée

Dans l'affaire *R c Gomboc,* la Cour suprême a maintenu que la nature de la relation entre le consommateur et le service public n'appuyait pas une attente raisonnable de protection de la vie privée. Dans cette affaire, la règlementation régissant le service public mettait la responsabilité sur le dos du consommateur d'interdire au fournisseur d'électricité de partager des renseignements avec la police. En conséquence, la Cour suprême a maintenu que le consommateur ne pouvait pas s'attendre raisonnablement à une protection de la vie privée.

À l'inverse, la Cour d'appel dans l'affaire *Orlandis* a noté que les documents régissant la relation entre le consommateur et le service ne pointaient pas dans une autre direction que celle d'une attente raisonnable de protection de la vie privée. Bien que la Cour n'était pas arrivée à la conclusion qu'une attente de protection de la vie privée existait uniquement sur la force des documents, les services publics devraient prendre note du raisonnement de la Cour voulant que la relation contractuelle entre

2 *R c Gomboc*, 2010 SCC 55.
3 *Orlandis, supra* note 2, paras 66-68.

le client et le fournisseur de service et la cadre règlementaire régissant les services aident à déterminer les conditions relatives à la collecte, à l'utilisation et à la divulgation.

Dans le cadre de l'affaire *Orlandis,* la politique sur la protection de la vie privée du service public faisait référence à l'utilisation et à la divulgation des renseignements personnels uniquement « [Traduction] aux fins de fournir les services »[4] moyennant six exceptions pour la divulgation à des tiers. De plus, la licence de distribution du service public faisait mention que le « [Traduction] détenteur de la licence ne doit pas utiliser de renseignements concernant un client […] obtenus pour une seule fin ou à d'autres fins sans obtenir le consentement écrit du client »[5]. La Cour a également constaté que la section 4.3.1 du Code des réseaux de distribution de la Commission de l'Énergie de l'Ontario (CEO) autorisait la divulgation d'un « [Traduction] possible usage d'électricité non autorisé » à Mesures Canada, à l'Office de la sécurité des installations électriques, aux autorités policières et aux « [Traduction] détaillants touchés par les consommateurs du service qui font un usage d'électricité non autorisé ou à toute autre entité »[6].

Relations de partage de renseignements acceptables avec la police

La Cour dans l'affaire *Orlandis* s'est plus particulièrement concentrée sur la relation entre le service public et la police, et a commenté les formes acceptables de relations de partage de renseignements entre les services publics et des tiers.

Dans l'affaire *Orlandis*, un spécialiste sur la protection des revenus employé par le service public surveillait les données de consommation pour relever des tendances de consommation « élevée » et « faible », et partageait ces données régulièrement avec la police lorsqu'il suspectait la présence d'une plantation de marijuana, à la lumière des tendances. Le service public et la police ont finalement développé une « pratique usuelle » où la police pouvait demander des renseignements à l'occasion (souvent sans ordonnance de communication) et, à d'autres occasions, le service public pouvait envoyer volontairement les renseignements sans une demande initiale de la police. Ces communications initiales menaient souvent à des demandes de renseignements plus détaillés auxquelles le service public obtempérait toujours.

La Cour a évalué cette relation de partage de renseignements à la lumière des obligations du service public en vertu de la *Loi sur l'accès à l'information municipale et la protection de la vie privée (LAIMPVP)*[7] et de la *Loi sur la protection des renseignements personnels et les documents électroniques (LPRPDE) fédérale*[8]. Les deux lois interdisent la divulgation de renseignements personnels sans consentement, mais elles contiennent certaines exceptions permettant la divulgation de ces renseignements à la police dans certaines circonstances. Dans son évaluation du régime de partage de renseignements du service public, la Cour a fait des commentaires qui pouvaient restreindre la portée de telles exceptions règlementaires à l'avenir. Ces commentaires concernent la divulgation à la suite d'une demande de la police, et la divulgation sur la propre initiative du service public.

Demandes de la police

En premier lieu, la Cour a tenu compte de l'exception prévue au sous-alinéa 7(3)(c.1)(ii) de la *LPRPDE*, lequel permet la divulgation sans consentement préalable à un établissement gouvernemental qui a mentionné la source de « l'autorité légitime » étayant son droit d'obtenir ses renseignements. Le sous-alinéa 7(3)(c.1)(ii) de la *LPRPDE* oblige la police à faire une demande « aux fins du contrôle d'application du droit canadien [...] de la tenue d'enquêtes liées à ce contrôle d'application ou de la collecte de renseignements en matière de sécurité en vue de ce contrôle d'application ».

La Cour a reconnu que la *LPRPDE* obligeait le service public à protéger la confidentialité des renseignements de ses clients en l'absence d'une demande légitime de la police. Elle a maintenu que la pratique non officielle suivie par le service public et la police n'était pas

4 *Orlandis, ibid,* n 3.
5 *Orlandis, ibid,* para 87.
6 Commission de l'Énergie de l'Ontario, *Distribution System Code,* section 4.3.1.
7 *Loi sur l'accès à l'information municipale et la protection de la vie privée,* LRO 1990, c M.56.
8 *Loi sur la protection des renseignements personnels et les documents électroniques,* LC 2000, c 5.

conforme aux exigences d'« autorité légitime » de la *LPRPDE.*

En second lieu, la Cour a évalué la relation de partage de renseignements à la lumière de l'exception de divulgation de la police prévue dans la sous-section 32(g) de la *LAIMPVP.* La Cour a noté que l'exception de la *LAIMPVP* semblait plus large que celle de la *LPRPDE* du fait qu'elle n'obligeait pas la police à déterminer une source d'« autorité légitime » pour obtenir les renseignements. À la place, la sous-section 32(g) de la *LAIMPVP* permet la divulgation par une institution publique à la police « aux fins de faciliter une enquête menée en vue d'une action en justice ou qui aboutira vraisemblablement à une action en justice ». Il n'y a aucune exigence règlementaire à l'effet que l'organisation ait des motifs suffisants de croire que les renseignements concernent un crime, ou que les renseignements aient été demandés officiellement par la police.

Toutefois, la Cour d'appel a réduit l'interprétation de la *LAIMPVP* pour l'aligner sur la *LPRPDE*. La Cour a souligné que le but des deux lois consistait à protéger la vie privée, et que ce but serait annulé par une lecture très large des exceptions concernant l'exigence d'un consentement pour divulguer des renseignements personnels. En conséquence, la Cour a maintenu que la sous-section 32(g) n'envisage pas une entente continue de partage de renseignements personnels avec la police. D'ailleurs, la Cour a été très claire relativement à la sous-section 32(g) notant qu'elle n'envisageait pas la « pratique habituelle » non officielle qui a été développée entre le service public et la police, alors que les renseignements étaient fournis sur la croyance que « [Traduction] la police pouvait avoir un certain intérêt pour les renseignements ». À la place, en vertu de la *LAIMPVP*, l'institution publique devait rendre un jugement indépendant et éclairé, après avoir reçu une demande précise dans le contexte d'une enquête criminelle particulière, à savoir si elle exerçait sa discrétion de divulguer les renseignements.

Divulgation à la propre initiative de l'organisation

L'alinéa 7(3)(d) de la *LPRPDE* permet à une organisation, à sa propre initiative, de divulguer des renseignements personnels à une institution gouvernementale sur « des motifs raisonnables de croire que le renseignement est afférent à une contravention au droit fédéral [...] ».

La Cour a maintenu que cette disposition ne permettait pas l'entente de partage de renseignements non officiel entre le service public et la police. Le service public avait développé une pratique qui consistait à simplement transmettre les renseignements s'il croyait que les données pouvaient intéresser la police. La Cour a mentionné que l'alinéa 7(3)(d) obligeait une organisation à « [Traduction] prendre [...] des décisions indépendantes de divulguer des renseignements, en fonction de sa conclusion que des motifs raisonnables existants permettaient de croire que les appelants étaient engagés dans une activité criminelle ». De plus, la Cour a noté que les organisations pouvaient divulguer des renseignements si elles avaient mis en place une politique officielle permettant la divulgation des données de consommation d'énergie ou d'autres renseignements dans les circonstances prescrites par la *LPRPDE*, mais n'a pas mesuré les éléments d'une telle politique ou le niveau de certitude requis pour établir des « motifs raisonnables » de croire.

Conséquences de la décision

Les organisations devraient prendre note que les tribunaux sont de plus en plus enclins à reconnaître que les consommateurs ont une attente de protection de la vie privée relativement à leurs données de consommation d'énergie, ce qui peut l'emporter sur l'intérêt du service public ou du public de signaler une activité criminelle potentielle à la police. En raison de cette attente de protection de la vie privée, les services publics doivent examiner soigneusement leurs politiques et procédures internes ayant trait à la divulgation de renseignements de client à des tiers.

<u>Établissement des procédures pour la divulgation à des tiers</u>

Police

L'affaire *Orlandis* suggère que les services publics ne peuvent pas simplement transmettre des conseils ou des renseignements suspects. La décision de la Cour laisse entendre que les organisations du secteur privé et les institutions publiques ont le lourd fardeau de prendre des décisions juridiques et factuelles indépendantes que les renseignements personnels, peu importe le niveau de sensibilité, sont une preuve d'activité criminelle avant de fournir de tels renseignements à la police.

De plus, bien que la Cour reconnaisse qu'une organisation puisse divulguer des renseignements à la police de sa propre initiative, il est clairement établi qu'une telle divulgation volontaire doit être faite en se basant sur des motifs raisonnables de croire que les renseignements sont liés à un crime.

En conséquence, les organisations doivent mettre en place des politiques claires et uniformes de divulgation de renseignements personnels en conformité avec les exceptions de divulgation législatives interprétées plus étroitement. Les employés doivent recevoir une formation spécifique sur ce qui constitue des motifs raisonnables de croire que les renseignements concernent un crime. De plus, afin de mieux se conformer aux commentaires de la Cour sur la *LPRPDE* et sur la *LAIMPVP*, les services publics devraient désigner un représentant de la protection de la vie privée pour gérer tous les régimes de partage de renseignements avec les autorités. Le Commissariat à la protection de la vie privée du Canada a publié des directives sur la manière de choisir un représentant, précisant qu'il faut qu'il s'agisse d'un « décideur principal » en mesure d'« intervenir sur les questions de protection de la vie privée dans l'ensemble de l'organisation » et des ressources dédiées pour mettre en œuvre les obligations en matière de confidentialité[9].

Autres tiers

Les services publics peuvent être particulièrement préoccupés par leur capacité à divulguer des renseignements sur les clients à des tiers autres que la police, comme des propriétaires, compte tenu des risques que des activités nécessitant une consommation énergétique importante peuvent poser aux gens et aux biens. Le juge de l'affaire *Orlandis* a noté qu'une utilisation énergétique excessive peut poser un danger d'incendie ou électrique aux habitations voisines, ou causer des dommages importants à la propriété. Ainsi, les services publics peuvent souhaiter divulguer l'utilisation non autorisée à des tiers comme des propriétaires d'immeubles à logements habités par des locataires. Tel que clairement énoncé dans le raisonnement de la Cour, la relation contractuelle du service public avec les locataires et leurs permis de distribution individuels émis par l'organisme de règlementation en matière d'énergie soulignent la portée de la divulgation afin de permettre le partage avec des tiers. Les services publics doivent examiner leurs politiques en matière de protection de la vie privée et leurs permis afin de mettre en œuvre ces plans de divulgation, tout en demeurant au courant de leurs obligations en vertu de la législation sur la protection de la vie privée applicable. ■

9 Commissariat à la protection de la vie privée du Canada, *Outil d'autoévaluation – LPRPDE* (Ottawa, Commissariat à la protection de la vie privée du Canada, 2008), en ligne : <https://www.priv.gc.ca/fr/sujets-lies-a-la-protection-de-la-vie-privee/lois-sur-la-protection-des-renseignements-personnels-au-canada/la-loi-sur-la-protection-des-renseignements-personnels-et-les-documents-electroniques-lprpde/aide-sur-la-facon-de-se-conformer-a-la-lprpde/pipeda_sa_tool_200807/>.

LES ORGANISMES DE RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE ET LES DÉPASSEMENTS DE COÛTS : LA DÉCISION MARITIME LINK DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE

*Gordon E. Kaiser**

Il va sans dire que le développement de l'infrastructure énergétique au Canada est difficile. Récemment, TransCanada a jeté l'éponge concernant le projet Énergie Est après des années de délai et d'opposition. La goutte qui a fait déborder le vase a été la décision de l'Office national de l'énergie de prendre en considération le coût des émissions de carbone pour déterminer si le projet pouvait aller de l'avant. Un tout nouveau critère qui en était trop pour TransCanada.

La décision TransCanada du 5 octobre est tombée quelques jours seulement après la décision de la Cour d'appel fédérale d'ordonner que le gouvernement fédéral réexamine des éléments de son approbation de l'oléoduc Trans Mountain. Ce projet a également été confronté à des années de délai.

Il se trouve que les défis en matière de règlementation ne sont pas terminés une fois le permis de construction octroyé. Des deux côtés du pays, les grands projets énergétiques font maintenant aux prises avec d'importants délais et dépassements de coûts.

Du côté de l'Atlantique, la Commission des services publics et d'examen de la Nouvelle-Écosse (la Commission) est aux prises avec des problèmes à la centrale hydroélectrique de Muskrat Falls et leurs implications pour la ligne de transport d'électricité Maritime Link. Du côté du Pacifique, la British Columbia Utilities Commission est aux prises avec le barrage Site C que construit BC Hydro. Le présent commentaire de cas porte sur la décision de la Nouvelle-Écosse, l'enquête en Colombie-Britannique étant toujours devant la Commission.

Le 11 septembre 2017, la Commission a rendu sa dernière décision dans *Maritime Link*[1]. Une demande pour approuver une évaluation intérimaire des coûts commençant le 1er janvier a été prise en considération. La Commission a d'abord approuvé le projet Maritime Link en 2013[2]. Plus tard en 2016 la Commission a approuvé le recouvrement de certains coûts dans les taux de 2018 et de 2019[3].

---

*Gordon E. Kaiser, arbitre et conseiller en règlement des différends, Jams Resolution Center, Toronto et Washington DC. Il est un ancien vice-président de la Commission de l'énergie de l'Ontario et professeur auxiliaire à l'Osgoode Hall Law School, le co-président du Forum canadien sur le droit en matière d'énergie et le rédacteur en chef de la présente publication (Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie).

1 *In the Matter of an Application by NSP Maritime Link Incorporated for Approval of an Interim Cost Assessment* (11 septembre 2017), 2017 NSUARB 149.

2 *In the Matter of the Maritime Link Act and in the Matter of an Application by NSP Maritime Link Incorporated for Approval of the Maritime Link Project* (22 juillet 2013), 2013 NSUARB 154.

3 *In the Matter of a Hearing into Nova Scotia Power Incorporated's 2017-2019 Fuel Stability Plan and Base Cost of Fuel Reset under the Fuel Adjustment Mechanism ("FAM") as Required under the Electricity Plan Implementation (2015) Act* (19 juillet 2016), 2016 NSUARB 129. Les montants incluant la dépréciation étaient de 162 millions de dollars pour 2018 et de 164 millions de dollars pour 2019.

Toutefois, la dernière demande de Maritime Link fait face à un nouveau défi. Il y a d'importants dépassements de coûts et retards à la centrale hydroélectrique de Muskrat Falls à Terre-Neuve[4].

Les consommateurs de la Nouvelle-Écosse n'étaient pas responsables de ces dépassements de coûts[5] mais le retard dans la construction de la centrale signifie que la ligne de transport d'électricité de Maritime Link n'entrera pas en service avant deux autres années, ce qui soulève une question quant à savoir si les immobilisations de Maritime Link seront « utilisées et utiles » le 1er janvier 2018 lorsque les nouveaux coûts entreront dans les taux.

Les parties

À titre indicatif, il importe de décrire les parties et les contrats entre eux. Le projet Maritime Link concerne le transport d'électricité du projet hydroélectrique de Muskrat Falls au Labrador vers la Nouvelle-Écosse en passant par les marchés du Nouveau-Brunswick et du Nord-Est des États-Unis. Le projet Maritime Link est construit par NSP Maritime Link Inc. (NSPML), une filiale d'Emera Inc. Le projet Muskrat Falls est réalisé par Nalcor, une société d'État de Terre-Neuve-et-Labrador.

Muskrat Falls

Muskrat Falls a une capacité de production de 824 MW. Il s'agit de la première phase du projet du cours inférieur de Churchill au Labrador, lequel, une fois terminé, aura une capacité de 3000 MW capable de fournir 16,7 TWh d'électricité par année.

Le projet de Muskrat Falls comprend aussi le lien du Labrador à l'île, qui transportera de l'électricité du Labrador à Terre-Neuve, et le projet ML de Terre-Neuve à la Nouvelle-Écosse. Lorsque ces deux liens seront en place, Terre-Neuve sera raccordée au réseau interconnecté de l'Amérique du Nord en passant par l'interconnexion Nouvelle-Écosse-Nouveau-Brunswick et les interconnexions du Nouveau-Brunswick avec les États-Unis.

Maritime Link

Le lien physique de Maritime Link couvre 360 km, ce qui comprend 170 km dans le détroit de Cabot se raccordant avec les lignes de transport existantes aux postes électriques de Bottom Brook à Terre-Neuve et de Woodbine en Nouvelle-Écosse.

La Commission devait approuver le projet Maritime Link si elle était convaincue que le projet serait l'option la moins coûteuse pour les contribuables de la Nouvelle-Écosse et qu'il respectait ses obligations en vertu de la loi spécifiée. Comme il a été indiqué, cette approbation a été accordée par la Commission en 2013.

Les contrats

En vertu de l'entente contractuelle, NSPML payera 20 % du coût pour le projet Muskrat Falls et recevra en contrepartie 20 % de la production de Muskrat Falls pour 35 ans. L'entente commerciale entre NSPML et Nalcor a été décrite comme le principe 20-20.

Au cours des premières années en service de Maritime Link, NSPML recevra un bloc supplémentaire d'électricité. Le bloc supplémentaire et le 20 % de la production de Muskrat Falls pour NSPML sont définis ensemble comme le bloc NS (de la Nouvelle-Écosse) à fournir à Nova Scotia Power Inc. (NSPI) pour la distribution à ses clients. Les coûts de NSPML pour le projet Maritime Link seront recouvrés auprès des consommateurs de la Nouvelle-Écosse dans les taux facturés par NSPI.

Les installations de Maritime Link devraient avoir une durée de vie utile de 50 ans. NSPML serait propriétaire des installations au cours de la première période de 35 ans, après quoi la propriété sera transférée à Nalcor. Pour compenser cet écart de 15 ans pour la première étape de l'exploitation de Maritime Link, Nalcor fournirait à NSPML 240 GW supplémentaires par année, désignés sous le nom d'énergie d'appoint.

Les délais à Muskrat Falls

Au moment de la demande de 2013, on présumait que le bloc d'énergie NS, y compris l'énergie d'appoint de même que l'énergie au

4 Les dépassements de coûts subis par Nalcor sur le cours inférieur de Churchill en date de juin 2016 avaient augmenté, passant de 7,4 milliards de dollars à 11,4 milliards de dollars. *Supra* note 1 à la p 12, para 31.

5 Les dépassements de coûts de Nalcor n'ont pas eu d'incidence sur les contribuables de la Nouvelle-Écosse parce que l'entente limitait l'exposition de NSPML à 1,5554 milliard de dollars. *Supra* note 1 à la p 13, para 33.

prix du marché de Nalcor, commencerait à s'écouler du Maritime Link à l'automne 2017. C'est en fonction de cette représentation que la Commission a déterminé que le projet Maritime Link serait l'option à long terme la moins coûteuse pour les contribuables de la Nouvelle-Écosse.

Dans la dernière demande, NSPML souhaite commencer à recouvrer tous ses coûts au moyen d'une évaluation intérimaire comme si le projet Maritime Link était pleinement opérationnel comme prévu.

Le problème avec cette prétention est le nouveau délai repoussant l'achèvement de la centrale hydroélectrique de Muskrat Falls à 2020. Initialement, la construction de la centrale hydroélectrique de Muskrat Falls devait se faire en même temps que le projet Maritime Link.

La vraie question devant la Commission concernant la dernière demande est que compte tenu du délai à Muskrat Falls et du délai conséquent dans les opérations du projet Maritime Link, les immobilisations de Maritime Link pourraient ne pas être « utilisées et utiles » tel qu'il avait été prévu initialement. En d'autres mots, devrait-il y avoir une réduction dans l'évaluation intérimaire par suite du délai dans la distribution d'électricité et/ou la Commission devrait-elle approuver différents coûts liés au projet Maritime Link? Ou devrait-il y avoir une réduction dans les coûts intérimaires initialement approuvés et les contribuables de la Nouvelle-Écosse devraient-ils recevoir un remboursement?

La Commission a établi les questions suivantes pour cette instance :

- Est-ce que le projet Maritime Link distribuera de l'énergie aux contribuables de la Nouvelle-Écosse comme prévu initialement? Si la réponse est non, le projet Maritime Link est-il utilisé et utile?

- Devrait-il y avoir une réduction dans l'évaluation intérimaire par suite du délai dans la distribution du bloc NS?

- La Commission devrait-elle approuver le report de certains coûts liés au projet Maritime Link?

- Quelle évaluation intérimaire la Commission devrait-elle établir pour NSPI concernant les montants demandés par NSPML pour 2018 et 2019?

- La Commission devrait-elle approuver les modifications aux conventions comptables demandées par NSPML?

- Quand l'audience pour l'évaluation finale devrait-elle avoir lieu, et quelle devrait être la portée de cette audience?

La décision

L'argument juridique s'est tourné vers le principe d'utilisation et d'utilité et le principe de prudence. Ceux qui maintenaient qu'il ne devrait pas y avoir de réduction dans l'évaluation intérimaire ont fait valoir que l'investissement était prudent au moment où il a été fait et qu'aucune réduction ne s'imposait. Les groupes de consommateurs ont soutenu que le délai de deux ans signifiait que le projet Maritime Link n'était pas utilisé et utile.

La Commission, dans ses conclusions à la page 23 de la décision, a souligné que dans l'établissement traditionnel de règles, le recouvrement de coûts n'est disponible que lorsqu'il réunit deux conditions. D'abord, les coûts doivent être engagés de façon prudente, et deuxièmement, les immobilisations investies doivent être utilisées et utiles.

Aucun des intervenants n'a laissé entendre que la décision d'investissement était imprudente. Il n'était pas non plus imprudent de poursuivre la construction du projet Maritime Link à la lumière du délai annoncé dans l'achèvement de la centrale hydroélectrique de Muskrat Falls. La Commission a convenu que le coût pour stopper la construction du projet Maritime Link dépasserait clairement les avantages.

Toutefois, la question d'« utilisation » et d'« utilité » était plus compliquée. Le demandeur soutenait que l'investissement était prudent et que les immobilisations étaient donc « utilisées et utiles ». Les intervenants n'étaient pas du même avis. La Commission a examiné la jurisprudence avec soin et a conclu avoir une « discrétion considérable » pour trancher la question, déclarant ce qui suit :

[67] Kaiser et Heggie[6], *supra*, à la p 202, déclare

6 Gordon Kaiser & Bob Heggie, *Energy Law and Policy*, Toronto, Carswell, 2011, à la p 202.

qu'une « latitude considérable » avait été accordée aux commissions et autres autorités règlementaires dans la détermination à savoir si des immobilisations étaient utilisées et utiles pour ce qui est de la capacité d'un service public à recouvrer ses coûts pour la construction d'immobilisations. À titre d'exemple, on renvoie au jugement de la Cour d'appel de l'Alberta dans *Alberta Power Limited v. Alberta Public Utilities Board*, 1990 ABCA 33 (CanLII), autorisation d'en appeler rejetée (1990), 110 A.R. 399 (note), 110 A.R. 400 (note) (S.C.C.) Dans Alberta Power, cette commission a considéré si certaines immobilisations de transport d'électricité étaient « utilisées et utiles » et si elles pouvaient être incluses dans l'assiette tarifaire, en application de la méthode d'assiette tarifaire établie à l'art. 82 de la *Public Utilities Board Act*, R.S.A. 1980, c. P-37, lequel prévoit : 82(1) Dans l'établissement de tarifs justes et raisonnables, de droits, de frais ou de barèmes de prix liés à ceux-ci, à être imposés, observés et suivis par la suite par un propriétaire de service public, la Commission doit déterminer une assiette tarifaire pour la propriété du propriétaire d'un service public utilisée ou requise en vue d'offrir le service au public en Alberta, et dans sa détermination d'une assiette tarifaire, elle doit fixer un rendement équitable de l'assiette tarifaire.

[68] La Commission des services publics de l'Alberta a rejeté l'inclusion de certaines immobilisations dans l'assiette tarifaire parce qu'elle a déterminé que les immobilisations n'étaient pas requises, y compris une ligne de raccordement entre la Saskatchewan et l'Alberta. La Commission a conclu que la ligne de raccordement n'était pas utilisée pour fournir une puissance de réserve supplémentaire à la Saskatchewan, appliquant le critère « utilisé et utile » :

> [45] L'expression « utilisé ou devant être utilisé » est bien connue dans le domaine de la réglementation des services publics.
>
> [46] Une bonne partie de l'argument dont nous sommes consistait à savoir si cette expression était conjonctive ou disjonctive. Qui plus est, il s'orientait vers la proposition voulant qu'une immobilisation soit en fait « utilisée ».

[47] La jurisprudence et le bon sens indiquent que des immobilisations qui ne sont pas nécessairement utilisées, comme du matériel d'appoint, pourraient être incluses dans une assiette tarifaire, et l'expression est souvent utilisée de façon disjonctive pour reconnaître cette situation. D'un autre côté, la simple utilisation ne suffit pas pour encombrer les consommateurs du coût. Clairement, le consommateur ne doit pas assumer la totalité des coûts d'une immobilisation qui est utilisée si, par exemple, elle constitue une dépense imprudente. Les immobilisations utilisées inutilement ne sont pas, du simple fait qu'elles sont utilisées, incluses dans l'assiette tarifaire. Sans trop insister sur l'interprétation, nous concluons que même si un objet est utilisé, il doit aussi être requis. S'il n'est pas réellement utilisé, il doit néanmoins être requis. L'expression peut être interprétée tant de façon disjonctive que conjonctive. Notre point de vue est soutenu par la jurisprudence américaine ainsi que par une considération de l'objet de la réglementation des tarifs de services publics.

[48] De nombreuses décisions aux États-Unis portent sur cette terminologie et une expression similaire « utilisé et utile ».

[49] L'expression « utilisé et utile » a permis d'importer une mesure de flexibilité pour déterminer quand des immobilisations peuvent être incluses dans l'assiette tarifaire. L'expression « Utilisé et utile » peut être interprétée à la fois de façon conjonctive et disjonctive : « Used and Useful: Autopsy of a Ratemaking Policy », (1987), 8 Energy Law Journal 303.

[50] L'objet de ces types de dispositions est de reconnaître le besoin des exploitants de services

> publics d'acquérir des biens avant qu'ils n'en aient réellement besoin, tout en reconnaissant que les contribuables ne doivent verser en retour qu'une somme pour ce bien pour lequel ils ont une garantie raisonnable de recevoir des services : *Central Maine Power Company v. The Public Utilities Commission et al.* (1981) 433 Atl. R. (2e) 331 (Cour suprême du Maine).
>
> [51] Une fois l'interprétation déterminée, la question de savoir si un article particulier doit être incorporé dans l'assiette tarifaire est essentiellement une question à laisser au jugement de la Commission qui ne concerne pas une question de territoire de compétence ou de droit : *B.C. Hydro and Power Authority v. The West Coast Transmission Co. Ltd, et al.* (1981), 36 N.R. 33 à 56. [Caractères gras dans l'original, c'est nous qui soulignons] [Alberta Power, para 45 à 51]

[69] En ce qui concerne la question précise de la ligne de raccordement entre l'Alberta et la Saskatchewan dans ce cas, la Cour d'appel a soutenu ce qui suit :

> [53] Il s'agit d'une ligne qui approvisionne la Saskatchewan Power Corporation (S.P.C.) en électricité produite en Alberta. Elle relie le réseau interconnecté de l'Alberta (A.I.S.) aux installations de la S.P.C. La S.P.C. doit payer les coûts de transport de cette ligne jusqu'à la fin de 1994. La ligne peut être utilisée pour générer des recettes pour le réseau de l'Alberta dans son ensemble, afin d'offrir un raccordement interprovincial de rechange à celui avec BC Hydro et d'assurer une certaine flexibilité.
>
> [54] Alberta Power Limited soutient que cela entre dans le concept à l'art. 82 parce que le raccordement offre des avantages et qu'il est utilisé ou qu'il doit être utilisé pour obtenir ces avantages.
>
> [55] La Commission n'a pas erré en décidant que le bien n'était pas utilisé ou qu'il ne devait pas nécessairement être utilisé pour offrir les services au public en Alberta. Il pourrait y avoir des avantages pour le public en Alberta mais cela, en soi, ne justifie pas l'inclusion du bien dans l'assiette tarifaire en ce moment.
>
> [56] Il s'agit d'un exemple classique du besoin pour l'organisme de réglementation d'équilibrer les intérêts entre les investisseurs dans les services publics et les consommateurs. Par conséquent, aucune question de droit n'est soulevée à ce point-ci.
>
> [Alberta Power, paras. 53-56]

[70] Une autre décision évoquée par Kaiser and Heggie, *supra*, est *British Columbia Hydro & Power Authority v. Westcoast Transmission Co.* (1981), 36 N.R. 33 (Fed. C.A.); leave to appeal refused (1981), 37 N.R. 540n (S.C.C.). Dans ce cas, BC Hydro, un client de Westcoast Transmission, s'opposait aux droits devant l'Office national de l'énergie (ONE), en partie parce qu'il soutenait que certains biens qui étaient inclus dans l'assiette tarifaire n'étaient pas « utilisés et utiles ». Une fois de plus, les auteurs soulignent que la cour a accordé une « discrétion considérable » à l'ONE. Pour confirmer la décision de l'ONE, la cour a déclaré ce qui suit :

> La question à savoir quels articles devraient être inclus dans l'assiette tarifaire devrait être laissée au jugement de la commission. Pour en arriver à ce jugement, la commission sans aucun doute apte à utiliser à titre de guide, si bon lui semble, le critère de l'utilisation ou de l'utilité actuelle des articles devant

> être inclus dans l'offre des services publics. Mais il n'y a pas de règle de droit exigeant qu'un tel critère soit utilisé ou suivi ou que ce soit le seul principe pouvant être appliqué. Il n'en va pas non plus de soi que l'utilisation d'autres principes dans la détermination d'une assiette tarifaire résultera en des droits qui ne sont pas justes et raisonnables. Par conséquent, il n'y a, selon moi, aucune raison de croire que ces objections soulèvent des questions de droit sur lesquelles la cour devrait intervenir ou sur lesquelles il conviendrait qu'elle intervienne [Traduction].

En fin de compte, la Commission a conclu que les immobilisations étaient utilisées et utiles, du moins en partie. Toutefois, la Commission a indiqué que cela ne mettait pas fin à la question. Il restait une question à savoir si les tarifs étaient « justes et raisonnables ». Une partie des coûts intérimaires se trouvait déjà dans les tarifs par suite de la décision de 2016.

Finalement, la Commission a apporté différentes modifications, dont certaines ont été proposées par le demandeur. La Commission, dans sa décision finale, a statué ce qui suit :

> La Commission approuve l'évaluation intérimaire, sous réserve d'un report ou d'un remboursement aux clients des coûts de dépréciation et d'amortissement différés;
>
> NSPI doit retenir 10 millions de dollars en 2018 et en 2019, sous réserve d'une preuve à la satisfaction de la Commission qu'un minimum de 10 millions de dollars par année en bénéfices pour le projet Maritime Link soit réalisé pour les contribuables de NSPI;
>
> La Commission n'est pas prête à approuver l'évaluation finale tant qu'elle ne sera pas convaincue que les contribuables obtiendront le bloc NS, l'énergie d'appoint et l'énergie au prix du marché Nalcor [Traduction].

Réductions dans l'évaluation intérimaire

La Commission, dans ce cas, en est arrivée à la conclusion que compte tenu de l'absence de toute constatation d'imprudence, il n'était pas approprié de réduire arbitrairement l'évaluation intérimaire.

Toutefois, la Commission a effectivement abordé deux questions l'occupant. La première consistait à savoir si les retards privaient les contribuables de la Nouvelle-Écosse des bénéfices qui avaient été promis. Le demandeur avait pris la position selon quoi les délais n'imposaient aucun fardeau aux contribuables. La Commission a rejeté cette représentation et a conclu au paragraphe 121 qu'une estimation conservatrice suggère qu'il y a eu à tout le moins un bénéfice annuel de 10 millions de dollars pour les contribuables de NSPI. Par conséquent, la Commission a élaboré le mécanisme de retenu énoncé au paragraphe 121 :

> [121] Une estimation conservatrice du bénéfice du projet Maritime Link fondé sur l'ensemble de la preuve, sans aucune comptabilisation pour les reports, consiste en un bénéfice annuel minimum de 10 millions de dollars pour les contribuables de NSPI. Les bénéfices à tirer de l'utilisation du projet Maritime Link sont ceux décrits au paragraphe 114 ci-dessus. Afin de stimuler la réalisation de ces bénéfices estimés de façon conservatrice et de prendre en considération, de façon modeste, les risques décrits au paragraphe 336 de la décision de 2013 de la Commission concernant le projet Maritime Link, NSPI est enjoint de retenir 10 millions de dollars dans l'évaluation pour chacune des années 2018 et 2019. À la fin de chaque année, NSPML et NSPI sont enjoints de fournir une preuve à la satisfaction de la Commission qu'un minimum de 10 millions de dollars par année en bénéfices

> a été réalisé. Si le 10 millions de dollars en bénéfices est réalisé, la Commission enjoindra NSPI de ne payer, comme l'exigera la Commission, que la portion du 10 millions de dollars qui a été réalisée et le solde sera remboursé aux contribuables dans le cadre du MAF. NSPI et NSPML ont suggéré que les bénéfices pourraient grandement dépasser les 10 millions de dollars. Bien sûr, NSPML et NSPI sont tenus de réaliser tout bénéfice dépassant 10 millions de dollars par année s'il est réalisé de façon prudente dans les intérêts des contribuables [Traduction].

L'autre modification concernait la charge d'amortissement et comprenait des concessions par le demandeur.

La demande originale comprenait des charges d'amortissement dans le montant d'évaluation intérimaire de 51 millions de dollars pour chacune des années 2018 et 2019. La Commission avait une préoccupation concernant l'équité intergénérationnelle en raison du délai de deux ans étant donné qu'il y aurait un délai dans les bénéfices pour certaines classes de contribuables.

En réponse, NSPML a accepté de reporter une charge d'amortissement de 51 millions de dollars pour chacune des années 2018 et 2019 et de reporter environ 1,5 million de dollars en charges d'amortissement différées à chacune de ces deux années.

Par conséquent, NSPML a accepté de reporter la collecte de la charge d'amortissement de Maritime Link à 2020 lorsque la distribution du bloc NS devait commencer. NSPML a réduit son évaluation intérimaire proposée de Maritime Link de 52,5 millions de dollars pour chacune des années 2018 et 2019, résultant en un montant d'évaluation révisé de 109,5 millions de dollars pour 2018 et de 111,5 millions de dollars pour 2019. NSPI a proposé de remettre ces collectes différées incluant les intérêts aux contribuables. Le crédit sur facture proposé retournerait les montants de dépréciation et d'amortissement de 2018 et 2019 du Maritime Link recueillis auprès de NSPI aux contribuables par l'intermédiaire du RPR.

Conclusion

Il s'agit d'un cas difficile pour lequel il a fallu trouver un juste équilibre des intérêts entre toutes les parties. Le plan de retenue élaboré par la Commission s'est avéré une approche intéressante et novatrice qui a permis de répondre aux préoccupations soulevées sans préjuger le résultat. Il s'agissait en fait d'un cas où les délais ne résultaient pas d'actions de NSPML et du projet Maritime Link.

Le report de l'amortissement s'explique par le fait que le terme de 35 ans de propriété pour NSPML ne commençait qu'une fois la distribution du bloc NS entamée. Le délai n'a aucune incidence sur le terme. Les Néo-Écossais obtiennent le bloc NS pour les 35 ans prévus au contrat, mais les 35 ans commenceront plus tard.

C'est une chance que le coût pour les contribuables était limité au coût du délai et ne sous-entendait pas d'assumer une partie quelconque du coût des dépassements de coûts subis à Muskrat Falls. Ces coûts, comme il a été indiqué plus haut, ont été limités dans les contrats originaux. ■

ARBITRATION LAW OF CANADA: PRACTICE AND PROCEDURE

(TROISIÈME ÉDITION)

par J. Brian Casey
Juris Publishing Inc.

*Compte rendu de Gordon E. Kaiser**

La plupart des litiges dans le secteur de l'énergie sont finalement réglés soit par un organisme de règlementation, soit par un comité arbitral. Les tribunaux arrivent habituellement en troisième place, loin derrière. Les organismes de règlementation ont la compétence principale, mais la majorité des différends contractuels échouent entre les mains des arbitres.

L'arbitrage a connu une croissance exceptionnelle au cours des 20 dernières années, en particulier l'arbitrage dans des dossiers énergétiques nationaux. C'est la raison pour laquelle le tout dernier livre de Brian Casey intéressera particulièrement les avocats canadiens spécialistes de l'énergie.

Le 10 septembre 2016 a été une journée importante dans les cercles d'arbitrage au Canada. En effet, c'est la journée où Brian Casey a envoyé la troisième édition du livre *Arbitration Law of Canada, Practice and Procedure* aux éditeurs à New York. Le Livre rouge, tel que nous le connaissons, est devenu un incontournable de l'arbitrage au Canada. C'est la bible des arbitres et des avocats.

Le livre a grossi depuis sa première édition en 2004 et la deuxième édition en 2011. La première édition contenait seulement 358 pages. La deuxième avait augmenté à 459 pages, et la troisième atteint maintenant 578 pages.

Les annexes, très utiles malgré l'ajout d'épaisseur et de poids, ne sont pas comptées dans ces pages. Ces annexes étaient essentielles au succès initial de ce livre, et elles le sont toujours. Ce livre est un guichet unique. Les annexes comprennent toutes les références nécessaires aux lois et aux règles pertinentes.

L'une des caractéristiques uniques de ce livre et probablement l'une de ses caractéristiques les plus importantes sont les Notes de pratique. On ne voit pas ça dans tous les livres. Les Notes de pratique sont inestimables, que vous soyez un jeune avocat en début de carrière ou un arbitre d'expérience qui s'objecte dans la salle d'audience. Le nombre de Notes de pratique a augmenté au cours des années, mais elles demeurent concises et actuelles.

L'actualisation fréquente est importante et rare. Peu d'arbitres aussi occupés que Brian Casey pourraient rédiger trois éditions d'un livre de cette taille en si peu de temps. Dans chaque édition, Brian remercie Eva d'endurer les nombreuses soirées et les nombreux week-ends perdus sans rechigner. C'est nous qui devrions

---

*Gordon E. Kaiser, arbitre et conseiller en règlement des différends, Jams Resolution Center, Toronto et Washington DC. Il est un ancien vice-président de la Commission de l'énergie de l'Ontario et professeur auxiliaire à l'Osgoode Hall Law School, le co-président du Forum canadien sur le droit en matière d'énergie et le rédacteur en chef de la présente publication (Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie).

remercier Eva.

La troisième édition est composée des 10 mêmes chapitres que la première édition. Ils constituaient les chapitres fondamentaux en 2004, et ils le sont toujours. M. Casey a évité la tentation de déborder dans l'ésotérique.

Toutefois, du contenu plus international s'est glissé dans le livre. Peut-être parce qu'on observe plus d'arbitrages internationaux de nos jours. Ou les Canadiens et les Canadiennes reçoivent plus de dossiers internationaux. Peu importe. L'augmentation du contenu international est également importante.

Il existe des différences entre l'arbitrage national et l'arbitrage international. Ces différences sont mises en évidence dans le chapitre 10, qui porte sur la reconnaissance et l'exécution des sentences. Le chapitre de Casey sur ce sujet vaut tous les autres à ce sujet.

Si vous ne pouvez exécuter la sentence, l'arbitrage ne sert à rien. Il existe ici des différences réelles entre l'arbitrage international et l'arbitrage national, et une armée croissante d'avocats et d'enquêteurs ayant en mains de nouvelles demandes d'annulation.

Tant les avocats que les arbitres devraient acheter ce livre. Dès que possible. En fait, ils devraient en acheter deux. Quelqu'un l'empruntera et ne le rendra jamais. ■