PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 5, NUMÉRO 3 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

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

M. Gaétan Caron, BSc, MBA, Executive Fellow, School of Public Policy, University of Calgary, BlueKite, Cofondateur

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

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

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

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

M. Michael Cleland, BA, MPL, Senior Fellow, 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. Simon Ede, BSc, MS, Directeur, Berkeley Research Group, Londre, UK

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 (Bob) 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

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

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 Conservation Officer, Love Energy Consultants, Toronto

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

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

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

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

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

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

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

COLLABORATEURS 2017

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

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

M. Mark Rodger, BA, LLB, Senior Partner, 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 sénior, 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

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 9
Rowland J. Harrison, c.r. et Gordon E. Kaiser

ARTICLES

Rapport du comité d'experts sur la modernisation de l'office national de l'énergie et la réponse du gouvernement du Canada..... 11
Nigel Bankes

Réforme fédérale de l'évaluation en environnementale : la perspective d'un praticien 27
Michael Fortier

Le mandat de l'Office national de l'énergie 31
Peter Miles

Bête noire d'un Premier ministre : une histoire populaire de la politique sur l'électricité en Ontario.... 37
Adam White

Le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables vient à un coût (futur)..... 47
David Stevens

La Loi de 2017 sur le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables bouleverse les finances et l'administration des tarifs 51
Tom Adams

COMMENTAIRE DE CAS

Modifications contestées en matière de zone de service : la bataille pour de nouveaux clients d'électricité..... 57
John Vellone et Jessica-Ann Buchta

Compte rendu sur l'essor du gaz naturel en Ontario..... 61
John Vellone et Jessica-Ann Buchta

ÉDITORIAL

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

La législation pour réformer ou « moderniser » le processus d'examen règlementaire fédéral des grands projets d'infrastructure doit être déposée au parlement dans un avenir rapproché, peut-être même cet automne. Peu importe la portée des changements proposés, la législation établira un nouveau cadre règlementaire et elle cherchera à relever les défis qui ont émergé lors de l'examen de grands projets au cours des dernières années, de Northern Gateway au prolongement du pipeline TransMountain en passant par le renversement et le prolongement de la ligne 9 d'Enbridge. Autrement, la réussite du nouveau cadre jouera un rôle vital pour déterminer dans quelle mesure le développement des ressources d'hydrocarbures du Canada se poursuivra. Par conséquent, la législation proposée doit être soigneusement étudiée par la communauté de règlementation de l'énergie.

Tout changement proposé au rôle de l'Office national de l'énergie (ONE) doit être étudié de concert avec les changements proposés au processus d'évaluation environnementale fédéral, comme il est clairement expliqué dans le document de travail déposé en juin intitulé *Examen des processus environnementaux et règlementaires.* Le document de travail énonce l'engagement du gouvernement de « mettre en œuvre des processus d'évaluation environnementale et règlementaire qui permettent de rétablir la confiance du public, de protéger l'environnement, d'intégrer des mesures de sauvegarde modernes, de faire avancer la réconciliation avec les peuples autochtones, d'assurer la poursuite des bons projets et la mise en marché des ressources ».

Ce numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* comprend trois articles que nous croyons utiles pour se préparer au débat à venir. Dans son article « Rapport du comité d'experts sur la modernisation de l'Office national de l'énergie et la réponse du gouvernement du Canada », Professeur Nigel Bankes examine les développements à ce jour spécialement par rapport à leur relation avec l'ONE. Michael Fortier apporte sa contribution avec son article « Réforme fédérale de l'évaluation environnementale : la perspective d'un praticien. » Ensemble, ces deux articles fournissent une fondation solide pour évaluer les mérites et l'efficacité possible des changements précis qui sont proposés lorsque la législation sera finalement déposée.

À ce jour, la discussion sur les processus d'examen règlementaires et environnementaux a largement mis l'accent sur les problèmes liés au mandat, à la structure et à la procédure. Un regard insuffisant a été porté sur le **but** de la règlementation dans le contexte des projets d'infrastructure énergétique. Toutefois, la question n'a pas été entièrement ignorée. Plus tôt cette année, l'institut C. D. Howe a publié un commentaire intitulé *Defining the Public Interest in Regulatory Decisions : The Case for Economic Efficiency*, rédigé par Jeffrey Church, dans lequel l'auteur plaide que « [d]e nombreuses préoccupations concernant les décisions règlementaires et le processus règlementaire

---

1 Gouvernement de l'Alberta, *Climate Leadership Plan*, Edmonton, 22 novembre 2015, en ligne : <http://www.alberta.ca/climate-leadership-plan.cfm>.
2 Ernest & Young LLP, « Alberta climate change leadership plan announcement », Calgary, 2015, en ligne : <http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Alberta-climate-change-leadership-plan-announcement/$FILE/Alberta-climate-change-leadership-plan-announcement.pdf>.
3 Voir à titre d'exemple, Rick McConnell, «Alberta's climate-change plan selling point for pipelines, Rachel Notley says» *CBC News* (19 juillet 2016), en ligne : <http://www.cbc.ca/news/canada/edmonton/alberta-s-climate-change-plan-selling-point-for-pipelines-rachel-notley-says-1.3686055>.
4 Projet de loi 27, *Renewable Electricity Act*, 2e Sess, 29e Lég, Alberta, 2016.

pourraient disparaître, ou être atténuées, si les gouvernements articulaient clairement dans une loi que les organismes de règlementation devraient fonder leurs décisions uniquement sur des bases d'efficacité économique ». Dans « Le mandat de l'Office national de l'énergie », Peter Miles, ancien économiste principal de l'ONE, répond à la thèse de M. Church, en faisant une référence particulière aux changements proposés aux objectifs de la règlementation comme il est souligné dans le document de travail du gouvernement *Examen des processus environnementaux et règlementaires*.

Pendant ce temps, alors que la réforme règlementaire de l'énergie fédérale regarde vers l'avenir, les défis de la mise en œuvre du changement, et « faire la bonne chose », sont illustrés par une expérience récente de mise en œuvre de changements de politique en Ontario. Adam White examine les développements des politiques d'électricité en Ontario dans son article « Bête noire d'un premier ministre : une histoire populaire de la politique sur l'électricité en Ontario ». Les défis propres à la mise en œuvre du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables sont abordés par David Stevens dans son article « Le plan ontarien pour des frais d'électricité équitables vient à un coût (futur) » et par Tom Adams dans « La Loi de 2017 sur le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables bouleverse les finances et l'administration des tarifs ».

Finalement, dans leur commentaire d'arrêt de ce numéro d'*ERQ*, John Vellone et Jessica-Ann Buchta discutent de la récente décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario d'approuver une demande contestée par ELK Energy Inc. de prolonger sa zone de service sous permis pour fournir des services de distribution d'électricité à un seul client. Les auteurs sont arrivés à la conclusion que la décision est importante pour expliquer les critères que la CEO devra examiner à l'avenir lors de demandes similaires.

Dans le deuxième commentaire d'arrêt, les mêmes auteurs ont fourni un « Compte rendu sur l'essor du gaz naturel en Ontario ». ■

RAPPORT DU COMITÉ D'EXPERTS SUR LA MODERNISATION DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE ET LA RÉPONSE DU GOUVERNEMENT DU CANADA

*Nigel Bankes**

1. Introduction

Le présent article présente un résumé du *Rapport du Comité d'experts sur la modernisation de l'Office national de l'énergie*[1] (Rapport du Comité d'experts sur la modernisation de l'ONE), publié en mai 2017[2], et des commentaires préliminaires formulés à l'égard du rapport. Il s'agit de l'un de quatre rapports publiés récemment portant sur différents aspects de la manière dont le gouvernement fédéral examine et règlemente les grands projets. Les trois autres rapports portent sur un examen des processus d'évaluations environnementales[3], la protection de l'habitat en vertu de la *Loi sur les pêches*[4] et le rôle de la *Loi sur la protection de la navigation*[5].En juin 2017, quelques jours après la fin de la période de commentaires sur le Rapport du Comité d'experts sur la modernisation de l'ONE, le gouvernement du Canada a publié un document de travail intitulé *Examen des processus d'évaluation environnementale et règlementaire*[6]. Le document de travail présente les changements que le gouvernement souhaite apporter aux processus d'évaluation environnementale et règlementaire du gouvernement fédéral en réponse à ces divers rapports. Par conséquent, le présent article présente également des commentaires sur ce document de travail puisqu'il aborde les modifications proposées concernant l'Office national de l'énergie.

Le Rapport du Comité d'experts sur la

*Nigel Bankes, professeur de droit, Université de Calgary et professeur auxiliaire, University of Tromsø. Merci à Stéphanie Gagné, stagiaire en droit à l'Association canadienne du gaz, pour son aide avec les notes de bas de page.

1 Rapport du Comité d'experts sur la modernisation de l'Office national de l'énergie, *Progresser, ensemble : Favoriser l'avenir énergétique propre et sécuritaire du Canada,* Ottawa, 2017, en ligne : <https://www.rncan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/pdf/NEB%20Modernization-Report-FR-WebReady.pdf > [Rapport du Comité d'experts].

2 Le présent article s'inspire fortement d'un article antérieur : Nigel Bankes, "The NEB Modernization Report" (14 juin 2017), en ligne : ABlawg <http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2017/06/ Blog_NB_NEB_panel_recommendations.pdf> (en anglais seulement).

3 Comité d'experts pour l'examen des processus environnementaux et règlementaires, *Bâtir un terrain d'entente : une nouvelle vision pour l'évaluation des impacts au Canada, Ottawa,* LCEE, 2017, en ligne : <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/conservation/evaluation/examens-environnementaux/processus-evaluation-environnementale/batir-terrain-entente.html>.

4 Comité permanent des pêches et des océans, *Examen des modifications apportées à la Loi sur les pêches en 2012 : renforcer la protection du poisson et de son habitat et la gestion des pêches canadiennes*, Ottawa, février 2017, en ligne : <http://www.noscommunes.ca/Committees/fr/FOPO/StudyActivity?studyActivityId=9156509>.

5 Rapport du Comité permanent des transports, de l'infrastructure et des collectivités, *Une étude de la Loi sur la protection de la navigation*, Ottawa, mars 2017, en ligne : <http://www.noscommunes.ca/DocumentViewer/fr/42-1/TRAN/rapport-11>.

6 Gouvernement du Canada, *Examen des processus d'évaluation environnementale et règlementaire,* Document de travail, Ottawa, juin 2017, en ligne : <https://www.canada.ca/content/dam/themes/environment/conservation/environmental-reviews/share-your-views/proposed-approach/discussion-paper-june-2017-fra.pdf> [Document de travail].

modernisation de l'ONE commence avec une vue d'ensemble de « ce que le Comité d'experts a entendu », puis décrit une série de cinq principes qui soustendent les recommandations du Comité d'experts. Le Comité d'experts poursuit avec un énoncé de sa vision pour l'organisme de règlementation canadien relatif aux infrastructures énergétiques, puis une série de recommandations centrées sur six thèmes principaux pour concrétiser la vision du Comité d'experts. Ces recommandations constituent la substance du rapport. Voici les six thèmes principaux : (1) le mandat, (2) les relations avec les peuples autochtones, (3) la gouvernance et la prise de décision, (4) la participation du public, (5) les activités Î-kanatak Askiy (Préserver la pureté de la terre) et (6) le respect pour les propriétaires.

Le volume II présente une série d'annexes. L'annexe II du volume II présente les « Constats préliminaires relatifs aux modifications législatives et règlementaires potentielles ». Ces dispositions provisoires viennent très peu enrichir le contenu du volume I.

Voici les principales modifications proposées par le Comité d'experts :

- uniformiser le rôle de l'organisme national de règlementation de l'énergie en énonçant une politique nationale précise sur l'énergie et le climat;
- remplacer l'ONE par un nouvel organisme qui sera nommé Commission canadienne sur le transport de l'énergie (CCTE);
- adopter un modèle de gouvernance générale pour la Commission et transférer le conseil d'administration à Ottawa;
- créer une nouvelle Agence canadienne de l'information sur l'énergie;
- établir un processus décisionnel en deux étapes pour les nouveaux projets de transport d'énergie:
  - au cours de la première étape, sous la responsabilité d'un organisme tel que le Bureau des grands projets, on évaluera si un projet proposé représente un intérêt national;
  - au cours de la seconde étape, sous la responsabilité de la CCTE et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE), on entamera un processus d'approbation règlementaire plus détaillé;
- créer un Bureau des grands projets pour les Autochtones;
- accorder une plus grande attention à la règlementation du cycle de vie des projets, et dans ce contexte, le Comité d'experts adopte des termes autochtones pour aider à saisir l'importance de respecter les points de vue des peuples autochtones;
- créer un rôle d'intervenant public;
- créer des comités multilatéraux régionaux;
- offrir un rôle plus important aux municipalités dans les procédures;
- créer un poste d'ombudsman des propriétaires fonciers;
- établir des normes plus rigoureuses concernant la conduite des agents fonciers et examiner les règles de compensations pour les emprises sur l'infrastructure;
- élargir le rôle des peuples autochtones dans tous les éléments du processus.

Il s'agit certainement d'un ensemble ambitieux de modifications proposées.

Trois thèmes dominent l'analyse du Comité d'experts. Le premier thème porte sur la nécessité de rétablir la confiance de la population canadienne à l'égard de l'organisme national de règlementation de l'énergie. Le deuxième thème est axé sur l'importance d'établir une relation respectueuse avec les peuples autochtones du Canada. Il s'agit de toute évidence d'un vaste projet national qui dépasse largement les questions nationales d'énergie, mais le Comité d'experts tente d'établir ce qu'une relation revue pourrait signifier pour un organisme national de règlementation de l'énergie. Finalement, le troisième thème est qu'un organisme de règlementation de l'énergie ne peut tout faire et qu'on ne devrait pas s'attendre à ce qu'il le

fasse. Nous devons disposer d'une stratégie énergétique nationale, et nous devons également réfléchir attentivement à ces fonctions de renseignements et d'approbation de projets qui sont mieux remplies par un organisme national de règlementation de l'énergie, et à celles qui devraient être remplies par un cabinet ou un autre bureau du gouvernement.

2. Contexte du rapport

En juin 2016, le ministre Jim Carr a annoncé son intention d'établir un comité d'experts pour fournir des recommandations sur « la modernisation de l'Office national de l'énergie[7]. Il a fourni le mandat préliminaire[8] du Comité d'experts, finalisé quelques mois plus tard[9]. Dans le mandat, on précise que le Comité d'experts devait « mener un examen ciblé de la structure, du rôle et du mandat de l'Office » dans le but de positionner l'Office en tant « qu'organisme de règlementation de l'énergie moderne, efficient et efficace et de regagner la confiance du public ». Les facteurs à examiner comprennent la gouvernance, le mandat, les rôles du processus décisionnel, la règlementation du cycle de vie, la participation des Autochtones et la participation du public. D'autres éléments outrepassaient de toute évidence la portée, notamment la règlementation économique (droits et tarifs) des pipelines en vertu de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*[10] et les responsabilités de l'office à l'égard du pétrole et du gaz en amont en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*[11].

Dans l'examen de la structure, du rôle et du mandat de l'ONE, le Comité d'experts a été expressément chargé de tenir compte de la relation entre les processus de l'Office et les droits ancestraux ou issus de traités des peuples autochtones, ainsi que de la relation entre les processus de l'Office et les principes établis dans la *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*[12]. Le mandat énonçait clairement que le ministre s'attendait à une mobilisation importante des parties prenantes ainsi qu'à une participation directe des organisations et des collectivités autochtones.

Les sections qui suivent présentent un aperçu du Rapport du Comité d'experts selon les titres principaux utilisés par le Comité d'experts.

3. Un résumé de ce que le Comité d'experts a entendu

Sous ce titre, le Comité d'experts présente quatre points principaux[13]. D'abord, le Comité d'experts explique qu'une vaste majorité a convenu que les audiences des projets de l'ONE ont été utilisées *de facto* en tant que forums pour tous les débats autour de la politique énergétique du Canada et des changements climatiques, mais que personne n'a jugé qu'il s'agissait d'une bonne idée. Il en a été ainsi parce qu'il n'y avait aucun autre forum plus approprié. Ensuite, on a fait valoir au Comité d'experts qu'il existait une crise de confiance à l'ONE. Il semblerait que beaucoup estimaient que l'Office est « embrigadé » par le secteur qu'il règlemente, et de nombreuses personnes sont d'avis que son processus décisionnel manque de transparence. Enfin, les participants ont dit que le temps était venu d'établir une nouvelle relation avec les peuples autochtones au Canada. Finalement, le Comité d'experts précise que les Canadiens rencontrés ont dit que des solutions créatives bénéfiques pour tous sont possibles, où « les intérêts et les droits des différents intervenants [pourraient être] pris en compte dans l'intérêt de tous les Canadiens »[14].

4. Les cinq principes

Le Comité d'experts a dégagé « cinq principes fondamentaux » pour orienter ses

---

7 Ainsi, le ministre Carr respectait les instructions décrites dans sa lettre de mandat du premier ministre Trudeau, Cabinet du Premier ministre, *Lettre de mandat du ministre des Ressources naturelles*, en ligne : <http://pm.gc.ca/fra/lettre-de-mandat-du-ministre-des-ressources-naturelles>.

8 Gouvernement du Canada, *Cadre de référence provisoire du comité d'experts sur la modernisation de l'office national de l'énergie (ONE)*, en ligne : <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/conservation/evaluation/examens-environnementaux/faites-connaitre-vos-opinions/cadre-de-reference-one.html>.

9 Comité d'experts sur la modernisation de l'office national de l'énergie, *Cadre de référence*, en ligne : <http://www.modernisation-one.ca/cadre-de-reference>.

10 *Loi sur l'Office national de l'énergie*, LRC 1985, c N-7.

11 *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, LRC 1985, c O-7.

12 *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones,* 107e séance plénière, 2007, Doc NU A/ 61/ L.67, en ligne : < http://www.un.org/esa/socdev/unpfii/documents/DRIPS_fr.pdf > [*Déclaration de l'ONU*].

13 Rapport du Comité d'experts, *supra* note 1 à 6-9.

14 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 9.

recommandations [15] :

1. L'instauration d'une relation de nation à nation

2. L'harmonisation des activités de l'ONE avec les objectifs des politiques publiques nationales

3. La transparence des processus et des prises de décisions et le rétablissement de la confiance

4. La participation du public tout au long du cycle de vie des infrastructures

5. Les résultats visés : une règlementation ciblée et efficace

5. La vision du Comité d'experts

Avant de formuler des recommandations précises, le Comité d'experts a énoncé ce qu'il décrit comme étant « une vision générale de l'avenir de la règlementation des infrastructures de transport de l'énergie au Canada. » Cette « vision » semble être composée de quatre éléments ou composantes[16].

Le premier élément est « les politiques et le leadership ». Ici, le Comité d'experts demandait une stratégie énergétique canadienne « pleinement déployée », dirigée par le ministre des Ressources naturelles, en partenariat avec les peuples autochtones, les provinces et les territoires[17].

Le deuxième élément consiste en « [un] gouvernement [qui] puisse jouer un rôle élargi dans la collecte, l'analyse et la diffusion d'information concernant la production, le transport, et l'utilisation de l'énergie, ainsi que dans les tendances futures et les émissions de gaz à effet de serre qui y sont associées, afin d'éclairer et d'informer les rédacteurs de politiques publiques, les intervenants de l'industrie, les peuples autochtones, le milieu universitaire, la société civile et la population canadienne »[18]. Le Comité d'experts estime que cette fonction devrait être remplie par une nouvelle Agence canadienne de l'information sur l'énergie.

Le troisième élément comprend un dialogue approfondi avec les promoteurs et d'autres parties avant que le projet soit déposé, et ce, pour « établir des relations de bonne foi plus solides entre l'organisme de règlementation, la Couronne, l'industrie, les peuples autochtones et les parties intéressées »[19]. Il faut distinguer le dialogue de la consultation.

Le quatrième élément porte sur la division du processus d'examen et d'approbation des projets en deux étapes[20]. La *première étape* vise à évaluer si le projet est conforme à l'intérêt national. Cette évaluation ne serait pas menée par l'ONE ou son successeur proposé, la CCTE, mais plutôt par une organisation telle que le Bureau de gestion des grands projets (BGGP) actuel à Ressources naturelles Canada. L'examen mènerait à l'émission d'une recommandation publique du ministre des Ressources naturelles pour le gouverneur en conseil. Le Comité d'experts reconnaît explicitement que cette décision à la première étape représente finalement une décision politique qui doit être prise par des hauts fonctionnaires imputables, à l'échelon le plus élevé. La *seconde étape* vise à évaluer plus en détail la délivrance d'autorisations pour les projets, fondée sur l'évaluation des facteurs techniques et de l'atténuation des risques. Cette évaluation sera menée par la nouvelle CCTE conjointement avec l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE). Des commissions d'examen conjoint, composées de cinq membres, seront présidées par un « membre indépendant », c.-à-d. indépendant de la CCTE ou de l'ACEE.

Le quatrième élément de la vision du Comité d'experts met en relief la responsabilité de la CCTE à l'égard des activités subséquentes de toute infrastructure approuvée. Afin de bien décrire ces responsabilités et de reconnaître l'importance des points de vue du peuple autochtone, le Comité d'experts a adopté un terme cri, activités Î-kanatak Askiy (qui signifie « préserver la pureté de la terre »). Sous cette rubrique, le Comité d'experts renvoie à l'adoption de pratiques

15 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 10-15.
16 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 16.
17 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 19-20.
18 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 20.
19 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 21.
20 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 21-26.

exemplaires, de surveillance proactive et de préparation aux situations d'urgence (avec une transparence et une accessibilité accrues), qui s'étendraient également aux mesures d'urgence et de conformité. Un cycle d'amélioration continue devrait être présent pour chaque aspect de la CCTE.

6. Les recommandations détaillées du Comité d'experts

Finalement, le Comité d'experts a énoncé ses recommandations particulières (environ 46 en tout)[21]. Je ne reproduirai pas toutes les recommandations ici. Je résumerai plutôt et commenterai ce qui me semble les recommandations les plus importantes du Comité d'experts, sous les rubriques suivantes : (1) adéquation entre les politiques énergétiques et le rôle d'un organisme national de règlementation de l'énergie, (2) une nouvelle Agence canadienne de l'information sur l'énergie indépendante, (3) un nouvel organisme national de règlementation de l'énergie disposant d'un nouveau modèle de gouvernance, (4) un processus décisionnel en deux étapes pour les nouveaux projets et (5) relations avec les peuples autochtones.

6.1 Adéquation entre les politiques énergétiques et le rôle d'un organisme national de règlementation de l'énergie

Le rapport présente une série de recommandations visant à garantir une meilleure adéquation entre « une Stratégie énergétique canadienne, qui devrait tracer la voie à suivre en matière d'énergie au Canada et assurer un équilibre entre les objectifs environnementaux, sociétaux et économiques » et le rôle d'un organisme national de règlementation[22]. Le rapport prévoit que le ministère des Ressources naturelles jouera un rôle de leader dans la mise en œuvre d'une telle stratégie conjointement avec les provinces, les territoires et les peuples autochtones. On prétend également que cela garantira une meilleure adéquation entre les politiques climatiques et énergétiques[23].

Je suis tout à fait d'accord avec les objectifs d'adéquation entre les politiques climatiques et énergétiques ainsi qu'entre ces politiques et les rôles et responsabilités d'un organisme national de règlementation. Cela dit, le Comité d'experts ne donne au lecteur aucun aperçu du travail herculéen nécessaire pour conclure l'accord entre les provinces et les territoires (et les peuples autochtones) sur les éléments d'une stratégie énergétique canadienne. Certes, je ne trouve pas particulièrement encourageant que le Comité d'experts propose[24] que la *Stratégie énergétique canadienne*[25] lancée par le Conseil de la fédération (c.-à-d. les provinces et les territoires) présente un « énorme potentiel » pour réaliser ce qu'entrevoit le Comité d'experts. À mon avis, cette *Stratégie* (exploitée au plus petit dénominateur commun) guide très peu les décideurs et illustre ainsi à quel point il sera difficile pour les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux ainsi que les peuples autochtones d'élaborer une approche plus utile.

Il aurait peut-être été plus logique que le Comité d'experts se concentre sur les enjeux qui relèvent manifestement du gouvernement fédéral. Le Comité d'experts en aurait peut-être eu davantage à dire sur la manière dont nous intégrons les politiques énergétiques et les politiques climatiques dans la prise de décision de l'organisme national de règlementation. Il ne s'agit pas d'une question banale. Un tribunal administratif ne peut tout simplement appliquer les politiques (en supposant que les politiques sont claires) comme s'il s'agissait de lois — on doit lui dire de le faire. Dans le contexte actuel, il aurait mieux valu que le Comité d'experts examine des options pour atteindre cet objectif. On pourrait notamment ajouter une exigence légale que l'organisme national de règlementation tienne compte des obligations et des engagements du Canada conformément aux accords climatiques internationaux. On pourrait également ajouter une disposition autorisant le ministre (ou le gouverneur en conseil) à donner des directives à l'organisme national de règlementation (de manière générale ou précise) à l'égard de l'intégration des politiques énergétiques et climatiques[26].

---

21 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 31-87.
22 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 33, recommandation 1.1.1.
23 Rapport du Comité d'experts *ibid* à 35, recommandation 1.2.1.
24 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 34.
25 Premiers ministres des provinces et des territoires, *Stratégie énergétique canadienne,* Ottawa, juillet 2015, en ligne : <http://www.pmprovincesterritoires.ca/phocadownload/publications/fr_canadian_energy_strategy_july17_fnl.pdf>.
26 Par exemple, les dispositions de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, LO 1998, c 15, art 27, qui portent sur les directives ministérielles en lien avec les programmes d'économie d'énergie, ou l'article 3 de la *Utilities Commission Act*, RSBC 1996, c 473 de la Colombie-Britannique, qui présente un exemple plus général.

6.2 Une nouvelle Agence canadienne de l'information sur l'énergie indépendante

Le Comité d'experts a recommandé que le gouvernement fédéral crée une nouvelle Agence canadienne de l'information sur l'énergie indépendante, dont le mandat consisterait « à recueillir et diffuser des données sur l'énergie, ainsi qu'à produire et rendre public un rapport annuel sur le système énergétique canadien. L'Agence produirait aussi des analyses quantitatives visant à vérifier que les objectifs de la Stratégie énergétique canadienne sont respectés »[27]. L'Agence relèverait du ministre des Ressources naturelles.

À mon avis, le Comité d'experts n'offre pas d'argument convaincant pour la création d'une Agence d'information distincte. Je pense que cela entraînerait un chevauchement des fonctions et, notamment, irait à l'encontre du principe de règlementation ciblée et efficace formulé par le Comité d'experts. Un organisme national de règlementation doit être capable de puiser dans une large gamme de données et de ressources. Il doit surveiller et comprendre la manière dont le secteur exerce ses activités, et il doit définir et comprendre les tendances en matière de coûts, de prix et de technologies. En demandant à un autre organisme de remplir ces fonctions et d'autres fonctions, on entraînera un chevauchement et une inefficacité puisque l'organisme national de règlementation aura quand même besoin d'une expertise interne sur ces questions. Le Comité d'experts laisse entendre qu'un organisme national de règlementation se trouve en situation de conflit d'intérêts s'il assume à la fois une fonction d'information et une fonction de règlementation de projet, mais je ne vois pas où se situe le conflit. En quoi la collecte, l'organisation, la présentation et la publication de données sur l'énergie aurait-elle une incidence sur la manière dont l'organisme de règlementation de l'énergie prend des décisions selon un processus en deux étapes sur un réseau de transport de l'énergie (et inversement). Cela dit, je conviens que l'organisme national de règlementation de l'énergie a besoin d'une meilleure orientation quant à la manière d'intégrer les politiques sur le changement climatique et les gaz à effet de serre (et les obligations légales internationales du Canada) dans ses mesures de l'information, en particulier en ce qui concerne les prévisions de l'offre et de la demande. Je pense qu'on pourrait également inciter l'organisme national de règlementation de l'énergie à produire un éventail plus large de rapports d'information portant, par exemple, sur les tendances dans le secteur des énergies renouvelables[28] ou sur les difficultés générales liées à l'énergie auxquelles sont confrontées les collectivités isolées (autochtones et non-autochtones).

6.3 Un nouvel organisme national de règlementation de l'énergie disposant d'un nouveau modèle de gouvernance

Le Comité d'experts propose également que l'ONE soit remplacé par un nouvel organisme national de règlementation de l'énergie, nommé Commission canadienne sur le transport de l'énergie (CCTE). La nouvelle CCTE sera gouvernée par un conseil d'administration responsable « d'établir des orientations stratégiques et d'assurer la supervision » des activités de la CCTE[29]. Les « commissions d'audience » et les « décisions découlant du processus règlementaire » relèveraient des « commissaires d'audiences ». Le conseil d'administration sera établi à Ottawa; les commissaires d'audience peuvent habiter n'importe où au pays[30].

Il me semble que le Comité d'experts ne justifie à aucun moment la raison pour laquelle il est nécessaire de modifier le nom de l'organisme national de règlementation de l'énergie[31]. Il s'agit peut-être simplement d'une proposition de création d'une nouvelle image afin de rétablir la confiance à l'égard de la fonction d'un organisme national de règlementation

---

27 Rapport du Comité d'experts, *supra* note 1 à 36.

28 Je reconnais que l'ONE a effectué une partie de son travail. Voir, par exemple, Office national de l'énergie, *Panorama de l'électricité renouvelable au Canada — Analyse des marchés de l'énergie,* Calgary, ONE, 2016, en ligne : < https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/lctrct/rprt/2016cndrnwblpwr/index-fra.html>.

29 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 62, recommandation 3.3.1.

30 Rapport du Comité d'experts, *supra* note 1 à 64.

31 Dans le rapport du Comité d'experts (*ibid* à 17), on lance une boutade, sous forme d'analogie avec le célèbre Saint-Empire romain, c'est-à-dire qu'aucun des éléments de son titre n'est réellement vrai. Le point me semble forcé. L'ONE a une portée *nationale*, même s'il ne traite pas avec l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie. Et l'ONE est un conseil (« board » en anglais, selon sa définition dans le contexte du droit administratif [*où le terme est synonyme de tribunal*]).

de l'énergie, très semblable à la décision de la province de l'Alberta de diviser, restructurer et renommer ses autorités de règlementation de l'énergie à la suite du soidisant « scandale d'espionnage »[32]. Mais, ce qui importe plus, ce sont les propositions liées au modèle de gouvernance et à la division géographique de l'organisme de règlementation (conseil d'administration à Ottawa, personnel de base à Calgary et commissaires dispersés partout au pays). En ce qui concerne le modèle de gouvernance (qui s'inspire visiblement du modèle de l'organisme de règlementation en matière d'énergie de l'Alberta établi en vertu de la *Responsible Energy Development Act*[33]), le Comité d'experts ne justifie aucunement son changement proposé autre que son observation que les membres du conseil de l'ONE actuel « ne fonctionnent pas comme un conseil d'administration traditionnel »[34]. Là n'est pas la question. Il me semble que le Comité d'experts a simplement accepté l'hypothèse qu'un modèle d'entreprise pour la prise de décision représente : (a) un bon (ou le meilleur) modèle de gouvernance et de prise de décision et (b) un modèle approprié pour un organisme assumant une fonction règlementaire. Mais, pourquoi en est-il ainsi? Le langage et la structure d'une entreprise sont-ils les mieux adaptés à une autorité règlementaire assumant des fonctions gouvernementales? Il n'est pas clair non plus pourquoi le Comité d'experts demeure attaché à cette approche même lorsqu'il laisse tomber le nom « Office » dans le nom qu'il propose pour le nouvel organisme.

J'estime également que la proposition de diviser géographiquement le nouvel organisme de règlementation doit être beaucoup plus justifiée. Pendant toute la durée de la première partie de sa vie, l'ONE était situé à Ottawa. L'Office a déménagé à Calgary en 1991. Je me souviens qu'une partie de la raison du déménagement consistait à partager de manière plus égale au pays les avantages des bureaux et des emplois gouvernementaux, plutôt que laisser tous ces avantages s'accumuler dans la région d'Ottawa/Hull et en Ontario et au Québec. Avec le déménagement de l'Office dans la capitale de l'énergie du Canada, les conseillers et les experts n'avaient plus autant à se rendre à Ottawa pour les audiences (même si l'ONE a longtemps tenu les audiences sur les projets dans la région du projet). Il ne s'agit pas de réflexions banales (surtout la première) dans le contexte de la fédération canadienne. La proposition du Comité d'experts anéantira cet objectif, et ce, pour des raisons qui n'ont pas encore été pleinement abordées. Par exemple, pour quelle raison le conseil d'administration doit-il être à Ottawa? Est-ce pour que le conseil soit plus ouvert aux directives politiques du gouvernement? La vraie question, comme il est expliqué précédemment, est de savoir si l'organisme national de règlementation de l'énergie reçoit les directives juridiques appropriées pour le faire.

Puisque le Comité d'experts propose que les commissaires aux audiences puissent résider n'importe où au pays, conformément aux propositions du Comité d'experts, le véritable noyau de l'organisme de règlementation, y compris son personnel, sera tôt ou tard situé là où est situé le conseil d'administration de l'organisme de règlementation, c'est-à-dire Ottawa. Il est difficile de dire précisément ce à quoi l'on adhère dans le modèle d'entreprise des « commissaires aux audiences » du Comité d'experts, et donc, les conséquences de ce modèle doivent être explorées en détail. Certes, le Comité d'experts prévoit que les commissaires auront des antécédents beaucoup plus diversifiés que ceux des membres actuels de l'Office. Il semble probable également que le nombre de commissaires sera plus élevé que le nombre de membres actuels de l'Office. On fera appel, de temps à autre, à ces nouveaux commissaires si leur expertise et leurs antécédents conviennent. On se rapproche davantage d'un modèle *ad hoc* de commissaires que d'un tribunal permanent où un plus petit nombre de commissaires ou de membres du conseil acquiert une expertise au moyen de la participation continue.

Ce modèle suscite de nombreuses observations. La première est que les travaux de l'Office ne sont pas tous axés sur les projets. Une partie importante des activités de l'Office porte sur la règlementation économique des pipelines. Ces pipelines sont des clients réguliers de l'Office, qu'il s'agisse d'audiences ou d'ententes

32 L'ancien organisme provincial de règlementation, invoquant des raisons de sécurité, a retenu les services d'une compagnie privée de sécurité, qui a ensuite « écouté » les rencontres des intervenants. Pour obtenir les discussions détaillées, voir Alice Woolley, "Enemies of the State? The Alberta Energy and Utilities Board, Landowners, Spies, a 500kV Transmission Line and Why Procedure Matters" (2008) 26 Journal of Energy and Natural Resources Law 234.

33 *Responsible Energy Development Act,* SA 2012, c R-17.3.

34 Rapport du Comité d'experts, *supra* note 1 à 17.

négociées et d'exigences de comptes rendus réguliers. La connaissance des différents types de pipelines règlementés et de leurs différents modèles commerciaux ainsi que les dispositions contractuelles devraient renforcer l'efficacité de la relation règlementaire. Le modèle de « commissaires aux audiences » ne semble pas approprié à ces éléments des activités de l'Office, qui ne sont pas liés aux projets.

Ensuite, un modèle de commissaires aux audiences ponctuels, à qui l'on fait appel moins souvent, pourrait accroître la diversité des valeurs prises en considération dans la prise de décision, mais pourrait également rendre ces mêmes commissaires plus dépendants de l'expertise du personnel. Ce pourrait être notamment le cas dans la mesure où le modèle en deux étapes proposé par le Comité d'experts entraînera nécessairement le traitement des questions politiques les plus importantes par un organisme différent dans le cadre de la première étape de l'approbation d'un projet. La seconde étape sera nécessairement de nature plus technique.

6.4 Un processus décisionnel en deux étapes pour les nouveaux projets

Tel qu'il a été expliqué dans l'introduction, puis mentionné dans le dernier paragraphe, le Comité d'experts propose un processus décisionnel en deux étapes pour les nouveaux grands projets énergétiques. La première étape viserait à déterminer si le projet proposé est conforme à l'intérêt national[35]. Il reviendrait au gouverneur en conseil de déterminer l'intérêt national, à partir d'une recommandation du ministre des Ressources naturelles, selon une perspective pangouvernementale. L'évaluation ne serait pas entreprise par le nouvel organisme national de règlementation de l'énergie, mais par une entité telle que le bureau actuel des grands projets. En supposant que le projet franchit cet obstacle, la seconde étape de l'évaluation comprendrait l'examen et l'approbation du projet au moyen de processus détaillés[36]. Cette étape serait généralement entreprise par une commission d'examen conjoint composée de cinq membres — dont au moins un membre représentant les collectivités autochtones — deux commissaires de la CCTE, deux de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE) et d'un « dernier commissaire indépendant »[37].

Les décideurs politiques, les avocats et les universitaires concernés par la prise de décision liée aux grands projets s'intéressent depuis longtemps à savoir s'il est souhaitable est possible de séparer la décision d'aller de l'avant ou non de l'évaluation technique plus détaillée d'un projet. En principe, l'idée est séduisante dans la mesure où elle sert à se concentrer sur les questions importantes dès le début et devrait, si cela fonctionne, éviter un investissement important inutile. Cependant, dans la pratique, je pense qu'il sera difficile de mettre en œuvre l'idée, en partie en raison de la difficulté à fournir la base d'information nécessaire aux décisions du premier ordre et à établir de manière convaincante la distinction entre ce qui est en jeu à chacune des deux étapes du processus décisionnel. Non seulement il sera difficile de bien le faire, mais je pense également que le résultat prévu, quel qu'il soit, entraînera de nombreux litiges puisque les parties débattront à savoir si les questions devaient être abordées au cours de la première étape ou reportées à la seconde étape[38].

---

35 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 36-37, recommandation 1.4.1 à 57-58 et recommandation 3.1.1.

36 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 38-39 et recommandation 1.5.1.

37 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 41, recommandation 1.5.2. Le concept de « commissaire indépendant » doit être précisé. Que signifie « indépendant » dans ce contexte? La primauté du droit exige que toute commission d'examen conjoint s'acquitte de ses obligations statutaires dans le cadre des lois qu'elle applique dans l'exercice de ses fonctions. Le commissaire indépendant ne peut être exempté de cette obligation. Et si tout ce que le Comité d'experts laisse entendre avec ce terme est que le commissaire indépendant ne devrait pas avoir de lien institutionnel avec l'ACEE ou l'organisme national de règlementation de l'énergie, il doit énoncer la valeur que cette proposition ajoutera aux recommandations du Comité d'experts sur la diversité des commissaires aux audiences.

38 Et les possibilités de litiges dans le système actuel où l'Office présente une recommandation au gouverneur en conseil sont nombreuses. Pour obtenir deux exemples, voir *Nation Gitxaala c Canada*, 2016 CAF 187 (projet Northern Gateway) et la toute dernière décision administrative dans les difficultés continues liées à l'approbation du projet d'agrandissement du réseau de TransMountain : *Nation Tsleil-Waututh c Procureur général du Canada*, 2017 CAF 128. Dans cette décision, le juge Stratas le résume ainsi aux paragraphes 2 et 5 : Quinze demandes d'examen judiciaire sont présentées à la Cour, maintenant consolidées, où, de manière collective, vingt-sept parties souhaitent faire annuler certaines décisions administratives approuvant le projet d'agrandissement du réseau de TransMountain. Les décisions sont un rapport daté du 19 mai 2016 de l'Office national de l'énergie, agissant supposément en vertu de l'article 52 de la *Loi sur l'office national de l'énergie,* LRC 1985, c N-7 et de l'ordonnance CP 2016-1069, daté du 29 novembre 2016, pris par le gouverneur en conseil… Ces demandes consolidées progressent rapidement. En l'espace d'environ trois mois, les conseillers juridiques ont travaillé ardemment pour que l'affaire soit prête pour les audiences, guidés par 3 ensembles de motifs détaillés, 8 ordonnances et 14 directives (y compris les motifs et l'ordonnance relatifs à ces motions).

Je pense que la meilleure manière de l'illustrer dans le contexte actuel est en réfléchissant à la manière de concrétiser l'obligation de consultation dans un processus décisionnel en deux étapes. De toute évidence, le Comité d'experts estime, à juste titre, qu'il faudra consulter les collectivités autochtones au cours des deux étapes du processus, et peut-être obtenir leur consentement. Mais, de quelle manière les obligations seront-elles réparties entre ces deux étapes du processus décisionnel? Par exemple, si une entente sur les répercussions et les avantages sert en partie à s'acquitter de l'obligation de consultation ou comme preuve de consentement, à quel moment une telle entente serait-elle ou devrait-elle être négociée? Quel degré de détail du projet serait nécessaire pour appuyer de telles négociations? Quel degré de détail du projet serait nécessaire pour appuyer une évaluation de l'intérêt national, surtout si au moins une collectivité autochtone tout au long du parcours continue de s'opposer au projet?

La tension inhérente à ce dernier point est bien illustrée par le passage suivant du rapport du Comité d'experts, où le Comité d'experts explique la raison pour laquelle il utilise le terme « intérêt national » plutôt que le terme « intérêt public »[39].

> Nous avons utilisé ici le terme « intérêt national » pour décrire un principe plus inclusif que la notion traditionnelle « d'intérêt public ». Expliqué simplement, cela revient à dire que pour déterminer si un projet quelconque est dans l'intérêt public, il convient d'arriver à un équilibre dans la décision après avoir soupesé une multitude de facteurs, dont les projections concernant les retombées économiques, les risques pour l'environnement et plusieurs autres. Pour chaque projet, la recherche d'un certain équilibre entre ces intérêts fondamentaux et une décision bien éclairée consiste avant tout à soupeser tous ces facteurs et à juger de leur bien-fondé. En ce qui a trait aux peuples Autochtones cependant, il importe d'insister sur une distinction importante, car ils ne font pas simplement faire valoir leurs intérêts dans le cadre des discussions. Les peuples Autochtones détiennent un ensemble de droits, traités et titres en vertu de la Constitution. Ainsi, alors que les intérêts peuvent faire l'objet de tractations lors de la recherche d'un compromis, les droits, traités et titres pour leur part, demeurent intouchables.

Le Comité d'experts a ajouté[40] :

> *Pour cette raison,* nous considérons l'intérêt national à la fois comme un principe englobant l'intérêt public traditionnel, lequel est fondé sur une politique publique claire et déterminé après avoir procédé à une étude exhaustive et à des dialogues avec l'ensemble des parties prenantes, et l'intérêt public spécifique des peuples Autochtones par rapport à l'impact que le projet entraîne sur les droits, traités et titres des peuples autochtones, lequel repose sur une Consultation formelle de nation à nation.

En somme, il semblerait que l'intérêt national soit l'intérêt public plus le respect des droits des Autochtones. Mais, même avec cette explication, je pense que la question de respect d'une norme appropriée de consultation à ce stade du processus décisionnel est loin d'être claire. Le Comité d'experts laisse-t-il entendre que le concept de violation injustifiable (récemment approuvé par la Cour suprême du Canada dans la décision *Tsilhqot'in Nation c British Columbia*[41]) ne s'applique pas aux grands projets? Il est difficile de répondre à ces questions, mais il m'apparaît que le Comité d'experts les esquive de manière générale et dans le contexte particulier du paradigme de processus décisionnel en deux étapes.

Les difficultés peuvent être tout aussi évidentes lorsque nous passons à l'examen d'autres

39 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 36.
40 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 36 (Le soulignement a été ajouté).
41 *Tsilhqot'in Nation c British Columbia*, 2014 CSC 44.

éléments d'une proposition de projet. Comme le note au passage[42] le Comité d'experts, l'ONE assume, en plus de ses compétences relatives à l'approbation de projets, des responsabilités relatives aux droits et aux tarifs en vertu de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, pour les pipelines interprovinciaux et internationaux. Au cours des dernières années, l'ONE a été convaincu qu'il doit tenir compte des questions de méthodologie d'établissement de droits dans le cadre de son évaluation visant l'approbation des projets (c.-à-d. la recommandation d'un certificat d'utilité publique). Dans certains cas (p. ex. Komie North[43] et North Montney[44]), ces questions se sont révélées d'une importance capitale. Ces questions se situent également au cœur de la compétence principale de l'ONE. À quel moment devrait-on aborder ces questions dans une méthode divisée d'approbation? Au premier niveau parce qu'il s'agit de questions cruciales pour déterminer si l'on va de l'avant ou non? Ou au second niveau parce qu'il s'agit de questions liées à la compétence principale de l'ONE et à la règlementation économique continue de l'installation une fois construite? Il existe de nombreux arguments pour les deux perspectives.

En somme, même si je pense qu'il est utile de discuter d'un processus décisionnel par étapes, je ne suis pas certain qu'une telle approche soit réalisable ou qu'au bout du compte elle entraînera une meilleure efficience. Cependant, je suis convaincu que la décision finale à l'égard de l'intérêt public devrait être prise au plus haut niveau politique pour des raisons de responsabilité démocratique. Ultimement, l'évaluation de l'intérêt public n'est pas une question technique mais politique, même si elle peut (et devrait effectivement) être éclairée par des données scientifiques pertinentes et des conseils techniques pertinents. Il s'agit de diverses façons de structurer la prise de décision pour atteindre ce résultat. Les deux itérations principales de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (avant et après les modifications de 2012 apportées avec la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable*[45]) offrent deux modèles différents. Je préfère le modèle d'avant la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable* en partie parce que le modèle actuel entraîne des litiges doubles et en partie parce que la décision finale du Cabinet cache des demandes de confidentialité du Cabinet[46]. On pourrait améliorer le modèle d'avant la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable* si l'organisme national de règlementation de l'énergie recevait des directives claires (comme il a été suggéré précédemment) sur les politiques énergétiques et climatiques nationales.

6.5 Les relations avec les peuples autochtones

Tel qu'il a été expliqué dans l'introduction, le Comité d'experts a été chargé précisément de tenir compte de la « relation entre les processus de l'Office et les droits ancestraux ou issus de traités des peuples autochtones, ainsi que de la relation entre les processus de l'Office et les principes établis dans la *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones* ». Il est évident que le Comité d'experts a pris cette responsabilité très au sérieux, même s'il a également compris qu'un groupe de travail ministériel dirigé par le ministre de la Justice avait été chargé de fournir des orientations à cet égard »[47]. Finalement, le Comité d'experts en avait beaucoup à dire sur la relation entre les peuples autochtones et l'organisme national de règlementation de l'énergie et, effectivement, la politique énergétique nationale. Certaines de ces recommandations sont exploitées à un niveau assez général, comme la recommandation 2.1.1, qui explique que « [l] es peuples autochtones devraient, sur une base de nation à nation, participer à l'élaboration de la Stratégie énergétique nationale du Canada. Nous nous tournons vers le ministre des Ressources naturelles afin de déterminer comment y arriver… »[48] De même, certaines recommandations portent sur l'engagement

42 Le Rapport du Comité d'experts, *supra* note 1 à 17 présente, je pense, la seule reconnaissance des compétences relatives aux droits et aux tarifs de l'ONE.

43 Pour consulter le rapport de l'ONE sur Komie Nord, voir Office national de l'énergie, *NOVA Gas Transmission Ltd, GH-001-2012*, en ligne : <https://apps.neb-one.gc.ca/REGDOCS/%C3%89l%C3%A9ment/D%C3%A9p%C3%B4t/A50255>.

44 Pour consulter le rapport de l'ONE sur North Montney, voir Office national de l'énergie, *NOVA Gas Transmission Ltd, GH-001-2014*, en ligne : <https://apps.neb-one.gc.ca/REGDOCS/%C3%89l%C3%A9ment/D%C3%A9p%C3%B4t/A69520>.

45 *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable*, CS 2012, c 19.

46 Voir *Nation Gitxaala c Canada, supra* note 37.

47 Rapport du Comité d'experts, *supra* note 1 à 36 et recommandation 1.4.1.

48 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 37.

précoce (au lieu de la consultation) avec les collectivités autochtones[49]. Cependant, d'autres recommandations étaient beaucoup plus précises, dont la proposition (recommandation 2.2.1) que le gouvernement finance un Bureau des grands projets pour les Autochtones (BGPA)[50] et crée un Conseil consultatif externe des aînés[51]. D'autres recommandations portaient sur l'obligation de consulter[52], l'intégration nécessaire du savoir autochtone à la prise de décision[53], la participation des peuples autochtones à la surveillance des infrastructures énergétiques[54] et la reconnaissance de la vision du monde des Autochtones par l'utilisation de terme en langue autochtone (cri) pour le renvoi à la responsabilité permanente de règlementer le fonctionnement des infrastructures « afin de préserver la pureté de la terre » (les activités Î-kanatak Askiy)[55].

Il existe de nombreux aspects positifs dans ces recommandations. Par exemple, je pense que les recommandations du Comité d'experts portant sur la consultation (en particulier que la CCTE ne devrait pas avoir l'obligation de consulter, qui serait plutôt remplie par le Bureau de gestion des grands projets (BGGP) sont judicieuses. Je pense que le Bureau de gestion des grands projets convient particulièrement bien à ce rôle, précisément parce qu'il devrait être responsable de tous les secteurs du gouvernement et avoir les pouvoirs nécessaires, et par conséquent, il devrait être bien placé pour garantir que l'honneur de la Couronne est préservé[56].

Cependant, je pense que d'autres éléments des recommandations doivent être mieux réfléchis ou détaillés, et dans un cas, le Comité d'experts semble avoir raté l'occasion de donner son avis sur le rôle approprié de la CCTE (ou d'un autre organisme national de règlementation de l'énergie) à l'égard de deux questions connexes touchant l'exécution de l'obligation de consulter.

Une série de recommandations qui doit faire l'objet d'une réflexion approfondie est celle liée au BGPA. Selon le Comité d'experts, les responsabilités du BGPA (lequel serait géré par les Autochtones comme ils le jugent approprié) comprendraient « l'élaboration de processus clairs, de lignes directrices et de responsabilités en lien avec la Consultation formelle du gouvernement portant sur les infrastructures de transport d'énergie, les processus règlementaires et la vérification de la conformité à ces lignes directrices »[57]. Le Comité d'experts a également examiné la possibilité que le BGPA représente et appuie les communautés autochtones « dans le cadre de la phase stratégique et de prise de décision concernant l'octroi d'autorisations. Ce Bureau faciliterait la participation des Autochtones tout au long de la mise en œuvre des projets selon le degré d'engagement souhaité par les communautés »[58]. De plus, ce Bureau élaborerait et diffuserait les pratiques exemplaires, y compris en ce qui a trait à la coordination et au soutien des évaluations environnementales et des examens règlementaires, de façon à aider les communautés autochtones intéressées à rehausser leur participation aux processus formels de Consultation et aux sessions de dialogues[59].

En somme, le Comité d'experts entrevoit que le BGPA devrait jouer au moins trois rôles principaux : (1) élaboration de lignes directrices en matière de consultation, (2) la défense des intérêts et (3) la formulation de recommandations à l'égard des pratiques exemplaires. Les deux premiers rôles sont problématiques. Le rôle proposé du BGPA à l'égard des lignes directrices en matière de consultation se prête à l'objection que la conception des processus de consultation devrait être entreprise en collaboration. Jusqu'ici, l'établissement de lignes directrices en matière de consultation a été un exercice unilatéral du pouvoir discrétionnaire des gouvernements

49 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 54 et recommandation 2.4.1.
50 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 51.
51 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 66, recommandation 3.4.3.
52 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 52-53 et recommandation 2.3.1.
53 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 64, recommandation 3.4.1.
54 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 80 et recommandation 5.2.2.
55 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 76.
56 Il est difficile pour un organisme de règlementation de s'acquitter de ses responsabilités quasi-judiciaires et de ses obligations fiduciaires associées à l'honneur de la Couronne : *Québec (Procureur général) c Canada (Office national de l'énergie),* [1994] 1 RCS 159.
57 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 51.
58 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 51.
59 Rapport du Comité d'experts, *ibid* à 51.

des sociétés coloniales, mais le transfert de cette responsabilité au BGPA qui reçoit ses directives des peuples autochtones — surtout lorsque ces enjeux s'étendent aux questions de responsabilités — ne m'apparaît pas une solution. À mon avis, les rôles de défense des intérêts qu'entrevoit le Comité d'experts pour le BGPA semblent tout aussi problématiques. Les peuples autochtones d'un océan à l'autre (comme on le reconnaît dans le Rapport) présentent des intérêts et des structures de gouvernance très différents et sont confrontés à différentes contraintes liées à l'exploitation des ressources (et possibilités économiques). Je peux comprendre qu'il est important d'élaborer des ressources documentaires qui peuvent être largement échangées entre les différentes collectivités (le troisième rôle), mais il sera beaucoup plus difficile pour un tel Office de prendre des décisions sur la manière d'affecter des ressources limitées, où cet Office doit nécessairement prendre part à la décision de représenter la collectivité A plutôt que la collectivité B, ou d'adopter la position X plutôt que la position Y. Les conflits d'intérêts qui peuvent survenir laissent entendre que cette proposition est plus susceptible d'être une source de conflit que de réconciliation.

En ce qui concerne les éléments manquants dans le document du Comité d'experts, il s'agit des questions de responsabilité en matière de consultation de la Couronne si le promoteur n'est pas la Couronne et de la responsabilité de l'organisme de règlementation de déterminer si la Couronne s'est acquittée de ses responsabilités en matière de consultation. Il est vrai que la Cour suprême du Canada est saisie de ces questions dans deux appels en instance (*Première Nation des Chippewas de la Thames c Enbridge Pipelines Inc et al*[60] et *Hameau de Clyde River et al c Petroleum Geo-Services Inc (PGS) et al*),[61] mais quelle que soit la réponse de la Cour à ces questions, il aurait été intéressant de connaître les points de vue du Comité d'experts sur ces deux questions importantes. À mon avis, lorsque l'organisme national de règlementation de l'énergie joue un rôle décisionnel, il devrait, dans le cadre de l'exécution de ses responsabilités, agir conformément aux lois, et si son pouvoir va jusqu'à trancher les questions de droit (ce qui repose sur les clauses des lois)[62], alors il doit établir si la Couronne s'est acquittée de ses responsabilités avant de prendre sa décision. Ainsi, peu importe si c'est un agent de la Couronne ou une partie privée qui demande l'approbation — l'un ou l'autre souhaite obtenir une autorisation statutaire pour aller de l'avant avec son projet[63].

6.6 Observations finales sur le Rapport du Comité d'experts

Le ministre Carr a donné au Comité d'experts une tâche difficile à assumer, et ce, en très peu de temps. En effet, l'annonce originale de la décision de créer le Comité d'experts en juin 2016 prévoyait que le Comité d'experts rende son rapport au plus tard le 31 janvier 2017. Finalement, l'échéance a été prolongée jusqu'au 15 mai 2017 en raison de retards dans l'établissement final des membres du Comité d'experts. Mais, il s'agissait tout de même d'une échéance trop serrée pour s'attendre à ce que le Comité d'experts présente un rapport réfléchi et fondé sur un bon raisonnement, tout en s'appuyant sur une participation importante des parties prenantes et des collectivités autochtones.

Je pense que le Comité d'experts a présenté des recommandations utiles, tant pour le gouvernement du Canada que pour la population générale du Canada, en particulier les peuples autochtones du Canada. Ces recommandations méritent qu'on en discute. Mais, les recommandations du Comité d'experts ne sont pas toutes accompagnées de motifs complets justifiant les conclusions et les recommandations précises du Comité d'experts.

7. Le document de travail

Tel qu'il a été expliqué dans l'introduction, le gouvernement du Canada a décidé de répondre aux quatre rapports qu'il a reçus, dont celui du Comité d'experts sur la modernisation de l'ONE en publiant un document de travail. Celuici décrit les changements qu'examine le

60 *Première Nation des Chippewas de la Thames c Enbridge Pipelines Inc et al,* 2015 CFA 222.
61 *Hameau de Clyde River et al c Petroleum Geo-Services Inc (PGS) et al,* 2015 CFA 179.
62 *Rio Tinto Alcan Inc c Carrier Sekani Tribal Council,* 2010 CSC 43.
63 Voir Nigel Bankes, « La Cour suprême du Canada accueille une demande d'autorisation dans deux dossiers mettant en cause l'Office national de l'énergie et les droits des peuples autochtones » (2016) 4:2 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 41.

gouvernement afin « de rétablir la confiance du public; de protéger l'environnement; de faire avancer la réconciliation avec les autochtones et d'assurer la poursuite des bons projets et la mise en marché des ressources »[64]. Dans le document, on souligne que certains éléments du processus règlementaire global fonctionnent et devraient être maintenus, et dans ce contexte, on renvoie précisément dans le document qu'il faut continuer de permettre aux « organismes de règlementation chargés du transport de l'énergie, de l'énergie nucléaire et des projets de gaz et de pétrole extracôtiers de jouer un rôle de premier plan »[65]. Dans le document, on adopte cinq principes directeurs, divisés en sept domaines de changement transversaux. Voici les cinq principes[66] :

1. Des processus d'évaluation environnementale et règlementaire qui sont équitables, prévisibles, transparents et fondés sur ce qui fonctionne.

2. Une participation des peuples autochtones à toutes les étapes qui permet au gouvernement de mieux respecter la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones et la réconciliation.

3. Une consultation publique qui est inclusive et véritable.

4. Des décisions qui sont opportunes, fondées sur des données probantes et prises en tenant compte des meilleures connaissances scientifiques et autochtones accessibles.

5. Une évaluation par projet, l'échelle de l'évaluation étant adaptée à la portée et aux impacts potentiels du projet.

Voici les sept domaines de changement transversaux : (1) Prise en compte des effets cumulatifs, (2) Consultation et planification en début de processus, (3) Transparence et participation du public, (4) Science, données probantes et savoir autochtone, (5) Évaluation des impacts (6) Partenariat avec les peuples autochtones et (7) Collaboration avec les instances. Dans le document de travail, on ne renvoie pas directement aux divers rapports auxquels il répond, et l'on ne trouve pas de compilation des réponses où l'on résume les recommandations pertinentes et présente la réponse proposée du gouvernement.

Je ne présenterai ni d'aperçu détaillé ni d'évaluation critique du document de travail, mais je vise aborder les mêmes questions importantes mises en évidence dans mon examen du Rapport du Comité d'experts sur la modernisation de l'ONE, soit la correspondance entre les politiques énergétiques et les politiques climatiques, un organisme indépendant d'information sur l'énergie, la gouvernance, la prise de décisions relatives à des projets et les relations avec les peuples autochtones[67].

Le document de travail ne répond pas directement à la demande d'une meilleure correspondance entre les politiques énergétiques et le rôle d'un organisme national de règlementation de l'énergie. Cependant, la section intitulée « Prise en compte des effets cumulatifs » peut sembler faire un pas dans cette direction dans la mesure où le document examine l'utilisation de cadres environnementaux nationaux, évaluations environnementales stratégiques (EES) et les évaluations régionales comme moyen d'aborder les répercussions cumulatives. Par exemple, dans le document, on propose qu'une « évaluation stratégique du Cadre pancanadien [sur la croissance propre et les changements climatiques] fournirait des directives sur la façon de déterminer comment le cycle de vie des émissions de gaz à effet de serre associées aux projets individuels est évalué »[68]. Cependant, il manque l'établissement clair d'un lien entre les obligations internationales de réduction des GES du Canada et le rôle d'un organisme de règlementation de l'énergie. J'estime qu'une utilisation accrue des EES doit être saluée[69], mais je ne suis pas certain que la série de mesures auxquelles on renvoie dans la rubrique sur les répercussions cumulatives entraînera une

64 Document de travail, *supra* note 6 à 3.
65 *Ibid* à 6.
66 *Ibid* à 7.
67 Cette section de l'article s'inspire de la publication de Nigel Bankes, intitulée «The Federal Response to the Report of the Expert Panel on the Modernization of the National Energy Board» (14 juillet 2017), en ligne: ABlawg, <http://ablawg.ca/wpcontent/uploads/2017/07/Blog_NB_Discussion_Paper.pdf>.
68 *Ibid* à 9.
69 Voir *Meinhard Doelle, Nigel Bankes & Louie Porta*, «Using Strategic Environmental Assessments to Guide Oil and Gas Exploration Decisions in the Beaufort Sea: Lessons Learned from Atlantic Canada» (2013) 22:1 RECIEL 103 – 116.

meilleure correspondance entre les politiques énergétiques et le rôle d'un organisme national de règlementation de l'énergie. En d'autres mots, de mon point de vue, les questions de correspondance des politiques énergétiques et climatiques et de correspondance des politiques avec les décisions d'un organisme national de règlementation de l'énergie sont différentes des questions associées aux répercussions cumulatives sur le paysage (dont la majorité des besoins portent sur une variété de questions écologiques et économiques qui vont bien au-delà des enjeux liés au changement climatique).

En ce qui concerne la question précise d'un organisme d'information sur l'énergie, le gouvernement semble ouvert aux recommandations du Comité d'experts dans la mesure où on laisse entendre dans le document que le gouvernement explore l'élaboration d'un « modèle distinct pour offrir aux Canadiens de l'information crédible et en temps opportun »[70]. Le gouvernement est peut-être moins impressionné par la proposition du Comité d'experts d'un nouvel organisme national de règlementation de l'énergie tel que la CCTE. Ainsi, dans le document de travail, on renvoie à la modification de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* plutôt qu'à la création d'un nouvel organisme. Cependant, dans le document de travail, on semble favoriser beaucoup des modifications à l'organisation et à la gouvernance recommandées par le Comité d'experts, notamment séparer les rôles de président et de premier dirigeant de l'Office; créer un conseil d'administration « de type entreprise » pour fournir une orientation stratégique à l'ONE et le diriger; mettre en place des commissaires d'audiences séparés chargés d'examiner les projets et de fournir des autorisations règlementaires; accroître la diversité des membres du conseil d'administration et des commissaires d'audiences; accroître la représentation des Autochtones au sein des commissaires de l'Office et des audiences et exiger des compétences en matière de savoir autochtone et éliminer l'obligation en matière de résidence pour les membres du conseil d'administration et les commissaires d'audience[71]. Dans le document de travail, l'on n'approuve pas la suggestion de diviser l'Office et de déménager les dirigeants à Ottawa[72].

Dans le document de travail, on ne semble pas non plus approuver le concept de processus décisionnel relatif aux projets en deux étapes, quoiqu'on mentionne la nécessité d'une « nouvelle étape de la planification en début de processus dirigée par les promoteurs avec une direction claire du gouvernement » même si on le perçoit peut-être mieux comme une participation précoce plutôt que la première étape d'un processus d'évaluation des projets en deux étapes[73]. Toutefois, dans le document de travail, on favorise les évaluations conjointes des grands projets de transport de l'énergie, l'énergie nucléaire et les projets de pétrole et de gaz extracôtiers[74] ainsi que la validation politique finale pour les grands projets[75], même si l'on envisage également que l'ONE aura le pouvoir de prendre des décisions finales sur « certaines fonctions telles que les permis d'importation et d'exportation et les écarts ou les transferts aux certificats et aux permis » (vraisemblablement au motif que celles-ci ne soulèvent pas de questions politiques importantes).

Le document de travail aborde les relations avec les peuples autochtones dans toutes les rubriques ou presque. On renvoie donc au savoir autochtone dans la rubrique portant sur les répercussions cumulatives, et on l'aborde de manière approfondie dans la section intitulée « Science, données probantes et savoir autochtone »[76], et la section portant sur la consultation et la planification en début de processus aborde la « participation directe entre les représentants de la Couronne et les peuples autochtones pour discuter et comprendre les effets potentiels des projets, ce qui permettra de mieux planifier en début de processus et de mieux déterminer les enjeux »[77]. Cela semble répondre directement aux recommandations présentées dans le Rapport du Comité d'experts sur la modernisation de l'ONE. Dans

70 Document de travail, *supra* note 6 à 20.
71 *Ibid* à 20.
72 *Ibid* à 20.
73 *Ibid* à 18. Dans le document, on renvoie également au désir d'établir une « liste initiale d'enjeux » sur laquelle on devrait solliciter des commentaires.
74 *Ibid* à 13.
75 *Ibid* à 18 «Prise de décision par un ou plusieurs ministres ou le Cabinet concernant le caractère d'intérêt public d'un projet afin d'assurer un gouvernement responsable».
76 *Ibid* à 12.
77 *Ibid* à 10.

le document de travail, on prévoit que la loi pertinente « exiger[a] explicitement une étude d'impact sur les peuples autochtones »[78] et, en ce qui concerne la consultation, « créer[a] un organisme gouvernemental unique responsable de l'évaluation des impacts et de coordonner les consultations avec les peuples autochtones pour les projets désignés par le gouvernement fédéral »[79]. Cette proposition est reformulée quelques pages plus loin en des termes légèrement plus subtils, sous forme d'un énoncé sur l'exploration par le gouvernement de la possibilité « [d]e mettre en place un organisme gouvernemental unique capable de coordonner les consultations et les mesures d'accommodement pour les projets désignés par le gouvernement fédéral »[80]. Aucun des passages n'explique la signification du terme « projet désigné par le gouvernement fédéral », mais la proposition est similaire à ce qui est recommandé dans le Rapport du Comité d'experts sur la modernisation de l'ONE[81], soit l'objectif de « [c]larifier les rôles en matière de consultations et d'accommodement dans le cadre des processus règlementaires de manière à faire en sorte que l'honneur de la Couronne soit respecté »[82]. La déclaration que le gouvernement visera « entretenir une consultation et une participation régulières en début de processus qui seraient fondées sur la reconnaissance des droits et des intérêts des Autochtones dès le départ, et de chercher à obtenir un consentement préalable libre et éclairé au moyen de processus basés sur le respect mutuel et le dialogue »[83] est peut-être plus intéressant encore. Le vocabulaire employé ici est manifestement tiré des articles pertinents de la *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*[84], quoiqu'il s'agisse d'une version plus souple du consentement préalable donné librement et en connaissance de cause que les formulations présentées dans ce texte[85]. Cependant, comme dans le Rapport du Comité d'experts, on semble esquiver, dans le document de travail, les questions difficiles telles que la portée de l'application de la doctrine d'atteinte justifiable dans le contexte des grands projets, et le rôle de l'ONE dans l'évaluation de l'exécution par la Couronne de son obligation de consultation et d'arrangement. Enfin, dans le document de travail, on n'aborde pas précisément la proposition du Comité d'experts de créer un Bureau des grands projets pour les Autochtones, mais on le remplace implicitement par la proposition que le gouvernement explore la possibilité « [d'a]méliorer l'approche pour permettre aux peuples autochtones de renforcer leurs capacités de participation aux processus et aider à coordonner les consultations de la Couronne »[86].

8. Conclusions

Le gouvernement fédéral actuel est entré au pouvoir prêt à ce que les règles et les règlements fédéraux relatifs à l'évaluation et à l'examen des projets fassent l'objet d'un examen et d'une réforme. Le gouvernement en était déjà arrivé à la conclusion que la population canadienne avait perdu confiance dans ces processus, y compris une perte de confiance à l'égard de l'organisme national de règlementation de l'énergie, soit l'ONE. Mais, comme on le concède dans le document de travail, tout n'est pas perdu. En effet, comme le concède le Comité d'experts, l'ONE jouit actuellement d'une réputation internationale en tant qu'organisme de règlementation. À partir de maintenant donc, le défi consistera à miser sur les éléments qui fonctionnent bien et à renforcer ou à remplacer les morceaux brisés. Dans cette optique, il n'est peut-être pas surprenant que, dans le document de travail, l'on est beaucoup plus prudent que le Comité d'experts dans ses propositions.

78 *Ibid* à 13 et réitéré à 18.
79 *Ibid* à 13.
80 *Ibid* à 15.
81 *Ibid* à 15. Dans le contexte de l'obligation de consultation, on aurait pensé qu'un projet désigné par le gouvernement fédéral serait un projet où la Couronne fédérale a connaissance, concrètement ou par imputation, de l'existence potentielle d'un droit ou titre ancestral et envisage des mesures fédérales susceptibles d'avoir un effet préjudiciable sur ce droit ou titre : *Nation haïda c Colombie-Britannique (ministre des Forêts),* 2004 CSC 73 au paragraphe 35. La décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique dans l'affaire *Coastal First Nations v British Columbia (Environment)*, 2016 BCSC 34 laisse entendre qu'aucun ordre de gouvernement ne sera en mesure de décharger ses responsabilités à un autre ordre de gouvernement en, dans le cas présent, « désignant » un projet comme étant un projet fédéral. Un projet est fédéral dans ce but si des pouvoirs statutaires fédéraux interviennent.
82 *Ibid* à 15.
83 *Ibid* à 15.
84 *Déclaration de l'ONU, supra* note 12.
85 Comparez la formulation ici «chercher à obtenir un consentement préalable libre et éclairé» avec celle présentée aux articles 19 et 32(2) de la *Déclaration de l'ONU, ibid.*
86 Document de travail, *supra* note 6 à 20.

Dans le document de travail, on ne propose donc pas de remplacer l'ONE par une nouvelle entité. On n'y propose pas l'adoption d'un processus d'examen des projets en deux étapes. On n'appuie pas non plus le grand nombre de nouveaux bureaux (dont un Bureau des grands projets pour les Autochtones, un rôle d'intervenant public et un poste d'ombudsman des propriétaires fonciers) recommandé par le Comité d'experts. Dans le document de travail, on n'énonce pas clairement dans quelle mesure le gouvernement entend réellement renforcer la correspondance entre les politiques climatiques et énergétiques. Il manque également de nombreux détails sur les aspects importants de la relation entrevue entre le gouvernement et les peuples autochtones. Il reste donc beaucoup de travail à faire. Mais, il semble que le gouvernement entend réellement explorer les autres propositions du Comité d'experts, portant sur des sujets tels qu'un bureau d'information sur l'énergie et la gouvernance du conseil d'administration. Je reste quelque peu sceptique à l'égard de certaines de ces propositions en l'absence d'arguments plus solides. Et cela mène à une dernière préoccupation à l'égard du document de travail, où il ne fournit pas les justifications à l'appui pour les choix qu'on y fait entre les recommandations que le gouvernement semble favoriser et celles qu'il semble plus susceptible de rejeter. Il sera difficile de regagner la confiance de la population canadienne à l'égard du nouveau régime d'évaluation et d'examen proposé, à moins que les décisions finales du gouvernement soient accompagnées de justifications plus solides et précises à l'égard des choix effectués. ■

RÉFORME FÉDÉRALE DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE : LA PERSPECTIVE D'UN PRATICIEN

*Michael Fortier**

Au cours des 18 derniers mois, le gouvernement fédéral canadien a envisagé une réforme de l'évaluation environnementale (EE). Le gouvernement a déclaré que les objectifs de cette réforme étaient de regagner la confiance du public, de protéger l'environnement, de favoriser la réconciliation avec les peuples autochtones et de s'assurer « que les projets viables vont de l'avant et que les ressources sont mises en marché[1] ». Pour contribuer à l'atteinte de ces objectifs, le gouvernement a rédigé le document de travail sur l'*Examen des processus d'évaluation environnementale et règlementaire*, qui décrit les approches qu'il propose pour procéder à des réformes conceptuelles qui auront une grande incidence sur les EE fédérales.

Les projets énergétiques assujettis au régime proposé devront, entre autres choses, voir à la mise en œuvre de processus efficaces, d'autant plus que les évaluations proposées dans le nouveau régime seront probablement beaucoup plus complexes que celles du régime fédéral d'EE actuel. Cette complexité accrue souligne à quel point il sera important de mettre en œuvre des processus d'évaluation efficaces et efficients. Le présent article décrit les points clés de la mise en œuvre sur le plan de la coordination des évaluations, des délais d'exécution et de la participation des peuples autochtones.

Contexte

Pour rétablir la confiance du public dans le régime d'EE du Canada, la plateforme électorale de 2015 du Parti libéral du Canada promettait un examen et une réforme de ce régime[2]. Le 15 août 2016, la ministre de l'Environnement et du Changement climatique, Catherine McKenna, a annoncé la nomination d'un groupe d'experts pour « procéder à un examen des processus fédéraux d'évaluation environnementale[3] ». Le groupe a reçu des commentaires de plus de 1000 participants en personne (dont près de 400 présentations) et plus de 500 mémoires de la part de groupes autochtones, de particuliers, d'universitaires, d'organisations de revendications territoriales, d'organismes non gouvernementaux, d'associations de l'industrie, d'entreprises, d'autorités portuaires, de provinces, de territoires et des municipalités[4]. Le

*Michael Fortier est partenaire à Torys LLP. Sa pratique comprend la prestation de conseils à des promoteurs et d'autres clients en matière d'évaluation environnementale et de droit autochtone concernant les projets énergétiques, d'infrastructure et d'exploitation minière.

1 Canada, *Examen des processus d'évaluation environnementale et règlementaire,* Document de travail, Ottawa, juin 2017, à 3, en ligne : <https://www.canada.ca/content/dam/themes/environment/conservation/environmental-reviews/share-your-views/proposed-approach/discussion-paper-june-2017-fra.pdf >.

2 Parti libéral du Canada, *Le bon plan pour renforcer la classe moyenne* (24 juillet 2017), à 41-42, en ligne : <https://www.liberal.ca/wp-content/uploads/2015/10/Le-bon-plan-pour-renforcer-la-classe-moyenne.pdf >.

3 Catherine McKenna, « Le gouvernement du Canada va de l'avant avec l'examen des processus d'évaluation environnementale » *CISION* (15 août 2016), en ligne : < http://www.newswire.ca/news-releases/le-gouvernement-du-canada-va-de-lavant-avec-lexamen-des-processus-devaluation-environnementale-590224641.html >.

4 Johanne Gelhas *et al*, *Bâtir un terrain d'entente : une nouvelle vision pour l'évaluation des impacts au Canada*, Ottawa, 2017, à 87, en ligne : <https://www.canada.ca/content/dam/themes/environment/conservation/environmental-reviews/building-common-ground/batir-terrain-entente.pdf >.

groupe s'est fondé sur son travail en vue de proposer un cadre conceptuel pour un nouveau régime élargi d'évaluation des impacts (EI)[5].

Le gouvernement a élaboré son document de travail en tenant compte du cadre proposé par le groupe d'experts, ainsi que des commentaires et de la consultation connexes du public, d'autres consultations et « d'enseignements pratiques tirés [par le gouvernement] au cours des 18 derniers mois[6] ». Tout comme la plus grande partie de la discussion concernant la réforme de l'EE, le document de travail décrit les approches proposées pour la réforme de l'EI – à un niveau conceptuel. Même s'il va sans dire que ces concepts sont importants, s'ils ne sont pas mis en œuvre adéquatement, bon nombre de projets énergétiques pourraient ne pas voir le jour, malgré leurs mérites.

Après avoir examiné la rétroaction sur le document de travail, le gouvernement a indiqué qu'il prévoyait mettre en œuvre une « série de changements exhaustifs cet automne[7] ».

Un projet, une évaluation

Le document de travail soutient le principe d'« un projet, une évaluation ». Son objectif sous-jacent est d'éviter les évaluations multiples pour un projet, qui peuvent occasionner des retards et des recoupements inutiles. Toutefois, la mise en œuvre efficace d'une évaluation unique peut être compliquée en raison des examinateurs qui peuvent provenir de diverses sphères de compétence. Par exemple, un projet énergétique peut faire l'objet d'un examen fédéral et provincial, ainsi que d'un examen en vertu des lois autochtones. Dans la réalité, de multiples EI peuvent donc être réalisées pour un seul projet énergétique.

Afin d'éviter de telles situations, le gouvernement devra travailler de façon proactive avec les sphères de compétence pertinentes pour un projet (que ce soit au cas par cas ou autrement) et offrir un processus d'EI harmonisé et plus attrayant pour ces sphères de compétence que de procéder à leurs propres EI indépendantes.

En théorie, lorsqu'un projet a reçu la ou les approbations d'EI nécessaires, les autres processus d'attribution de permis en matière d'environnement ont pour but de voir à ce que le projet soit mis en œuvre en conformité avec les exigences applicables. Toutefois, en pratique, certains de ces processus peuvent effectivement se transformer en EI, passant de *comment* un projet devrait être réalisé à *si* un projet devait être réalisé. Dans beaucoup trop de cas, un organisme de règlementation peut utiliser son pouvoir discrétionnaire dans l'attribution du permis nécessaire pour insister sur un changement fondamental à un projet énergétique qui n'avait pas été envisagé dans le processus d'EI et qui menace la viabilité du projet. Lorsque les organismes de règlementation transforment effectivement les processus d'attribution de permis qui ont comme but principal de voir comment un projet devrait être réalisé en un processus visant à savoir si un projet devait être réalisé, ces organismes de règlementation assujettissent en fait le projet à une EI supplémentaire.

Une fois de plus, la solution exige que le gouvernement et les autres sphères de compétence fassent en sorte que les facteurs requis sont pris en considération au cours de l'EI et que les autres processus d'attribution de permis restent axés sur la réalisation efficace du projet.

Délais

Les délais imposés par la loi en vertu du régime fédéral d'EE actuel n'offrent souvent pas la certitude dont les promoteurs de projets énergétiques et autres intervenants ont besoin, parce que ces délais peuvent être reportés ou, en d'autres mots, l'« horloge d'EE » peut être stoppée. Par exemple, les délais imposés par la loi (c.-à-d. l'« horloge d'EE ») peuvent être reportés afin que le promoteur puisse répondre aux demandes de renseignements ou d'études supplémentaires de la part de l'organisme de règlementation. Malheureusement, il n'est pas rare de constater que l'« horloge d'EE » concorde peu avec la période réelle allant du début de l'EE à la réception de l'approbation d'EE.

À l'appui de l'objectif du gouvernement de « chercher à attirer et à faire progresser l'investissement », le document de travail indique que le gouvernement envisage de « maintenir les

5 *Ibid,* à 48-85.
6 *Supra,* note 2 à 6. Le document de travail propose également des modifications (non mentionnées dans le présent article) à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, à la *Loi sur la protection de la navigation* et à la *Loi sur les pêches*.
7 *Ibid.*

délais imposés par la loi en matière d'évaluation de projet *pour assurer la clarté et la prévisibilité* » [italique dans l'original][8]. Le document de travail suggère également d'utiliser des délais adaptés à chaque projet. Pour attirer l'investissement, les délais imposés par la loi doivent être raisonnables et respectés. Pour que des délais adaptés à chaque projet fonctionnent, ceux-ci doivent être soutenus par des délais imposés par la loi qui sont raisonnables et respectés.

Si elle est mise en œuvre adéquatement, la phase de « consultation et planification en début de processus » proposée par le gouvernement avant l'EI devrait grandement réduire, voire éliminer la nécessité de demander des renseignements et des études supplémentaires (après cette phase). La consultation et la planification en début de processus ont pour but « [de] favoriser une meilleure conception de projets, des évaluations plus efficaces et [d']en **arriver à un consensus** sur le processus d'évaluation environnementale[9] » [caractères gras dans l'original]. Par conséquent, les demandes légitimes de renseignements et d'études supplémentaires allant au-delà de ce qui est entrepris en fonction de la phase de consultation et de planification en début de processus devraient être minimales, s'il y a lieu. Peu importe, la pratique qui consiste à « stopper l'horloge d'EE » devrait être éliminée, puisqu'elle mine la crédibilité du système d'EE (surtout parce que la majorité des investisseurs et des promoteurs estiment les délais en fonction du début et de l'achèvement du processus d'EE et non de l'horloge d'EE).

Le respect des délais va au-delà de la pratique qui consiste à « stopper l'horloge d'EE ». Le respect des délais comprend la coordination et la gestion de l'EI avec d'autres sphères de compétence, ainsi que la minimisation des reports pour que les ministres ou le Cabinet puissent prendre des décisions (ces reports devraient être de rares exceptions pour des motifs de principe entraînant un bref retard en vue d'en arriver à une décision de meilleure qualité).

Participation des Autochtones

L'un des sujets les plus souvent abordés relativement à la réforme d'EI concerne les mécanismes pour accroître la participation des peuples autochtones. Le plan actuel du gouvernement pour une participation accrue est général et pourrait avoir une grande portée. Par exemple, le document de travail cite le premier ministre Justin Trudeau qui a déclaré : « Le gouvernement s'engage à renouveler les liens avec les peoples autochtones, de nation à nation, d'Inuits à Couronne et de gouvernement à gouvernement. Cette relation renouvelée repose sur la reconnaissance des droits, le respect, la collaboration et le partenariat[10]. » Le document de travail souligne également que « [l]a réconciliation doit guider les partenariats avec les peuples autochtones et il est nécessaire de reconnaître et de respecter leurs droits et leurs intérêts, leurs liens profonds avec leurs terres, leurs territoires et leurs ressources ainsi que leur désir de participer en tant que partenaires au développement économique de leurs territoires[11] ».

Malheureusement, le document de travail ne décrit pas en détail ce que le gouvernement envisage à cet égard ni comment les mécanismes connexes pourraient fonctionner. Dans le même ordre d'idées, le document de travail indique que le gouvernement envisage d'entretenir une consultation et une participation régulières en début de processus avec les peuples autochtones en vue de « chercher à obtenir un consentement préalable libre et éclairé au moyen de processus basés sur le respect mutuel et le dialogue[12] ». Plus récemment, le gouvernement a réitéré son engagement à l'égard de bon nombre de ces concepts dans ses « Principes régissant la relation du gouvernement du Canada avec les peuples autochtones[13] ».

Pour bon nombre de projets énergétiques assujettis au régime fédéral d'EI proposé, l'une des principales questions concernant la mise en œuvre consistera à déterminer la façon la plus efficace et efficiente de faciliter la participation des peoples autochtones dans les capacités applicables pour un projet particulier. Peu importe comment les peuples autochtones participent (p. ex. à titre de promoteur, d'examinateur ou de participant au processus

8 *Ibid,* à 10.
9 *Ibid,* à 10.
10 *Ibid,* à 15.
11 *Ibid.*
12 *Ibid.*
13 Canada, ministère de la Justice, « Principes régissant la relation du gouvernement du Canada avec les peuples autochtones » (19 juillet 2017), en ligne : < http://www.justice.gc.ca/fra/sjc-csj/principes-principles.html>.

libre, préalable et de consentement éclairé, au processus d'obligation de consulter ou au processus d'EI ou à une combinaison de ceux-ci), une facilitation efficace et efficiente sera probablement requise pour respecter les normes de ponctualité du projet énergétique.

Il n'y a pas d'approche uniformisée pour cette facilitation, et cette dernière devrait nécessiter un niveau d'adaptation considérable et un dialogue constructif pour chaque scénario. Toutefois, il y a déjà des précédents et des directives utiles pour ce type de mise en œuvre. Par exemple, la construction et l'exploitation de la centrale Peter Sutherland Sr. reposent sur un partenariat entre la Nation Taykwa Tagamou et Ontario Power Generation Inc. Ce projet, qui était assujetti au régime d'EE de l'Ontario, a été achevé plus tôt que prévu cette année et en respectant le budget[14]. Dans la même veine, l'on dispose déjà de directives pratiques sur l'obtention d'un consentement libre, préalable et éclairé[15]. De même, une expérience considérable a été acquise quant à la manière d'assurer une obligation de consulter efficace et efficiente. Par conséquent, l'approche du gouvernement pour accroître la participation des peuples autochtones – peu importe ce qu'elle sera – pourrait exiger un changement important dans la façon dont la participation des peuples autochtones est mise en œuvre pour les projets énergétiques, bien que les promoteurs disposent déjà de balises utiles à cet effet.

Conclusion

La mise en œuvre efficace et efficiente des EI est essentielle pour que le régime proposé puisse faire en sorte que les projets énergétiques reçoivent le feu vert et que les ressources sont mises en marché. Entre autres choses, les éléments suivants seront nécessaires :

- ne procéder qu'à une EI par projet;
- respecter des délais raisonnables;
- faciliter la pleine participation des peuples autochtones et des gouvernements dans chaque capacité pertinente pour les projets, au cas par cas.

Sans des consultations et des ressources adéquates pour assurer la mise en œuvre efficace et efficiente du régime en fonction de chaque projet, il y a peu de chances que le régime d'EI proposé connaisse du succès. ■

14 Ontario Power Generation Inc, « Peter Sutherland Sr. Generating Station » (21 juillet 2017), en ligne : <http://www.opg.com/generating-power/hydro/projects/new-post-creek/Pages/new-post-creek.aspx>.

15 Voir, par exemple, The Honorable Frank Iacobucci *et al*, « Free, Prior and Informed Consent in Canada: Towards a New Relationship with Indgenous Peoples » Torys LLP (12 juillet 2016), en ligne : <http://www.torys.com/insights/publications/2016/07/free-prior-and-informed-consent-in-canada-towards-a-new-relationship-with-aboriginal-peoples>, surtout la partie IV <http://www.torys.com/insights/publications/2016/07/part-iv-towards-a-new-relationship-to-facilitate-reconciliation>.

LE MANDAT DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

*Peter Miles**

L'Office national de l'énergie (ONE) règlemente les pipelines d'hydrocarbure interprovinciaux et internationaux ainsi que les lignes de transport d'électricité depuis près de 60 ans.

Sa loi habilitante, la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (*LONE*)[1], indique qu'il a l'obligation de s'assurer, avant d'approuver des installations, de tenir compte du caractère de commodité et de nécessité publiques[2] et, sur une base continue, d'avoir la certitude que les prix facturés pour leurs services (droits) sont « justes et raisonnables et, dans des circonstances et conditions essentiellement similaires, être exigés de tous, au même taux, pour tous les transports de même nature sur le même parcours »[3].

Pendant une bonne partie de son histoire, l'intérêt dans les activités de l'ONE et la participation à ses audiences étaient confinés aux producteurs et aux transporteurs d'énergie, aux exploitants de services publics et aux consommateurs de produits énergétiques. Toutefois, au cours des dernières années, les processus de délibérations de l'ONE sont devenus bien plus litigieux.

Le professeur Jeffrey Church, dans un récent commentaire du Howe Institute, a mentionné que « … [Traduction] [il] attribue l'agitation autour de la règlementation, l'ensemble de ses institutions, processus et décisions, à une mésentente fondamentale de ce qui justifie la règlementation et, par conséquent, l'impossibilité d'en définir les objectifs ou de les cerner correctement. De nombreuses préoccupations concernant les décisions règlementaires et le processus règlementaire pourraient disparaître, ou être atténuées, si les gouvernements articulaient clairement dans une loi que les organismes de règlementation devraient fonder leurs décisions uniquement sur des bases d'efficacité économique. Si ce changement dans la loi était fait, les organismes de règlementation pourraient plutôt axer leurs efforts sur l'efficacité économique au lieu de tenter, comme d'habitude, d'attirer l'intérêt du public, ce qui n'est habituellement pas défini, et d'autres objectifs vagues que l'on trouve dans la loi en place, comme « les tarifs justes et raisonnables » [4].

Il n'y a aucun doute que cette agitation existe :

- En ce qui a trait aux pipelines, les environnementalistes maintiennent que l'ONE devrait tenir compte des effets environnementaux de la production des produits transportés par des pipelines règlementés (effets en amont) et de l'utilisation de ces produits par les foyers et les industries en aval des pipelines.

- Les Autochtones s'opposent à l'utilisation des terres sur lesquelles ils revendiquent des droits et que traversent des pipelines. En outre, ils soutiennent que les consultations menées par les gouvernements et sanctionnées par le tribunal n'existent pas ou sont inadéquates.

---

*Peter Miles est un économiste à la retraite. Il a fait partie du personnel de l'ONE pour plusieurs années, où il était responsable de la supervision des analyses économiques.

1 *Loi sur l'Office national de l'énergie*, LRC 1985, c N-7.

2 *Ibid*, arts 52.1, 58.16.

3 *Ibid*, art 62.

4 Jeffrey Church, *Defining the Public Interest in Regulatory Decisions: The Case for Economic Efficiency*, Commentary No. 478, Toronto, CD Howe Institute, 2017 à 3, en ligne : <https://www.cdhowe.org/sites/default/files/attachments/research_papers/mixed/Commentary_478.pdf>.

- Les propriétaires des terres qui se trouvent sur les itinéraires proposés s'opposent aux effets environnementaux ou aux mesures proposées, ou au deux, pour assurer l'exploitation sécuritaire des pipelines envisagés.

- Un sondage d'Ekos Research[5] réalisé au début de 2016 a permis d'arriver à la conclusion, entre autres, que « seulement un Canadien sur 10 (10 %) a dit faire dans une grande mesure confiance [à l'ONE], tandis qu'un tiers des Canadiens ont dit avoir une «certaine» confiance (33 %) et un tiers avoir « un peu « confiance (33 %). Une personne sur six (17 %) n'avait pas confiance du tout »[6].

- Les conclusions d'Ekos ont été reprises récemment et sont expliquées davantage dans des études de la Canada West Foundation[7] (rapport de la CWF) et dans le Rapport du comité d'experts sur la modernisation de l'Office national de l'énergie[8] (rapport du Comité d'experts), comité mis sur pied par le gouvernement fédéral.

Le rapport de la CWF et celui du comité d'experts comprennent des recommandations relatives à différents changements dans la structure et à la manière de fonctionner du régime règlementaire fédéral sur l'énergie, et le gouvernement a récemment publié un document de travail en réponse aux recommandations du comité d'experts[9].

Ce document de travail propose différents changements au cadre décisionnel gouvernemental en ce qui concerne les projets énergétiques d'envergure. Ces changements ont l'effet de retirer de façon explicite du cadre de l'ONE l'obligation de tenir compte des questions environnementales n'étant pas directement liées aux projets de transport énergétique et de consultations avec les Autochtones. De telles considérations seraient des questions pour les ministres et le Gouverneur en conseil, et les changements proposés auraient l'avantage de former une « barrière de protection » pour éviter que l'ONE se penche sur des questions qui ne relèvent pas directement de son mandat. Comme M. Church le fait remarquer avec justesse, « [Traduction] les organismes de règlementation ne représentent pas les bonnes entités pour examiner les objectifs environnementaux et la définition et la portée des droits autochtones en dehors de l'attribution efficace des ressources ».

De plus, le document de travail propose deux changements législatifs en lien avec les objectifs de la règlementation :

- En ce qui a trait à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale de 2012*[10], on propose d'élargir la portée de l'évaluation pour « y inclure les incidences environnementales, **économiques**, sociales et sur la santé pour mieux appuyer une prise de décision globale et intégrée »[11] et,

- En ce qui concerne le mandat de l'ONE en vertu de sa loi habilitante, on propose de « [Traduction] Modifier le libellé pour la **détermination de l'intérêt public** pour y inclure explicitement des considérations sur l'environnement, la sécurité, des considérations d'ordre social et des considérations relatives à la santé »[12].

À la lumière de ces développements, le moment est bon pour réexaminer le mandat de l'ONE, et le commentaire de M. Church apporte une importante contribution à la discussion. Il plaide que :

---

5 Ekos Research Associates, *Canadians Attitude towards Energy and Pipelines: Survey Findings,* Ottawa, Ekos Research, 2016, en ligne: <https://assets.documentcloud.org/documents/2764857/024-16-Survey-Findings.pdf>.
6 *Ibid* à 16.
7 Michael Cleland *et al*, *A Matter of Trust: The role of communities in energy* decision-*making*, Calgary, Canada West Foundation et Université d'Ottawa, 2016, en ligne: <http://cwf.ca/research/publications/a-matter-of-trust-the-role-of-communities-in-energy-decision-making/>.
8 Comité d'experts sur la modernisation de l'Office national de l'énergie, *Progresser ensemble : Favoriser l'avenir énergétique propre et sécuritaire du Canada*, Ottawa, 2017, en ligne: <https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/pdf/NEB-Modernization-Report-FR-WebReady.pdf>.
9 Gouvernement du Canada, *Examen des processus d'évaluation environnementale et réglementaire*, Document de travail, Ottawa, juin 2017, en ligne: <https://www.canada.ca/content/dam/themes/environment/conservation/environmental-reviews/share-your-views/proposed-approach/discussion-paper-june-2017-fra.pdf>.
10 *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale de 2012*, LC 2012, c 19.
11 *Supra* note 9 à 18, emphase ajouté.
12 *Ibid* à 20.

> De nombreuses préoccupations concernant les décisions règlementaires et le processus règlementaire pourraient disparaître, ou être atténuées, si les gouvernements articulaient clairement dans une loi que les organismes de règlementation devraient fonder leurs décisions uniquement sur des bases d'efficacité économique. Si ce changement était apporté à la loi, les organismes de règlementation pourraient plutôt axer leurs efforts sur l'efficacité économique au lieu de tenter, comme d'habitude, d'attirer l'intérêt du public, ce qui n'est habituellement pas défini, et d'autres objectifs vagues que l'on trouve dans la loi en place, comme « les tarifs justes et raisonnables ».
>
> Les législatures conçoivent mal leurs institutions si elles affectent aux autorités de règlementation la responsabilité d'autres préoccupations importantes qui peuvent ressortir des décisions, en particulier les répercussions relatives à la distribution des revenus découlant d'une décision. […] Le travail devrait être divisé entre les institutions. Les différentes divisions législatives devraient être responsables de déterminer les questions de politique publique, comme une distribution appropriée des revenus, et mettre en œuvre des mesures politiques à cet effet[13].

Cette déclaration concernant la division du travail entre les législatures et les autorités de règlementation est, à mon point de vue, la bonne voie à prendre. Toutefois, comme j'en ferai mention plus bas, c'est une chose de limiter l'examen de questions de droit concernant la distribution du revenu; mais c'est autre chose pour les organismes de règlementation d'éviter dans les faits les conséquences de leurs décisions sur la distribution.

Les considérations sociales et en matière de santé et sécurité concernant directement une entité règlementée sont toutes des questions légitimes d'intérêt public et, par conséquent, doivent être examinées par les autorités de règlementation. De plus, cela est généralement reconnu par les économistes et M. Church en particulier. Si l'« efficacité économique » en venait à remplacer l'« intérêt public » en tant que critère légiféré pour la prise de décision règlementaire, de quelle manière de tels facteurs non économiques seraient –ils examinés?

Comme le mentionne M. Church :

> « … l'ONE est préoccupé par l'exercice de pouvoirs en tant que monopole sur les pipelines, mais sa portée règlementaire s'étend aussi aux préoccupations en matière de sécurité et d'environnement associées aux pipelines ». Ces préoccupations, et non à savoir si les frais sont trop élevés, risquent bien plus de préoccuper les propriétaires de terres et les communautés à proximité des installations proposées règlementées par l'ONE. Par contre, une telle objection liée à la sécurité ou à l'environnement montre fondamentalement une incompréhension de la nature de l'analyse de l'efficacité. L'analyse de l'efficacité porte sur les différences entre les valeurs par rapport aux ressources utilisées en traduisant les différences entre les préférences et l'intensité des préférences en dollars. Déterminer si on doit permettre qu'un pipeline traverse une rivière, ou évaluer l'épaisseur appropriée des parois des conduites d'un pipeline, ne doit pas être vu comme un « choc des valeurs » nécessitant une médiation par les organismes de règlementation ou les politiciens. Ces questions doivent plutôt être vues comme des questions concernant l'affectation des ressources et résolues par l'autorité chargée de déterminer un usage efficace.
>
> Les préoccupations sur les répercussions environnementales sont souvent soulevées en raison de l'imposition des coûts sur les autres au moyen de l'utilisation de ressources pour lesquelles aucun prix n'est établi. Mais en principe, il n'y a aucune raison pour que ces « coûts externes » ne puissent être intégrés à l'analyse de l'efficacité d'un organisme de règlementation. Si, par exemple, la présence de lignes de transmission haute tension réduit la valeur des propriétés, alors un mandat

13 *Supra* note 4 à 3.

> d'efficacité exige que l'autorité tienne compte de cette perte lorsqu'elle détermine les coûts sociaux de ces lignes. Ce faisant, elle peut être en position de déterminer une compensation pour ceux dont les ressources seraient utilisées ou dont la valeur des biens serait réduite, et obliger le paiement de cette compensation, laissant les promoteurs du projet et ceux qui souffrent de ses conséquences environnementales en meilleure posture[14].

Cela est généralement la méthode acceptée pour traiter avec les « aspects externes » d'une analyse économique.

Toutefois, l'on peut se demander si, en raison de la subjectivité mise en cause dans l'évaluation de tels facteurs comme la santé, la sécurité et les effets environnementaux locaux, il est censé tenter d'appliquer une valeur monétaire à ces facteurs au lieu de porter un jugement plus qualitatif[15].

Dans tous les cas, au mieux, il est naïf de croire que, dans la pratique, des tentatives de placer un prix sur des aspects externes rayent par le fait même des préoccupations en lien avec la distribution de permis de décisions règlementaires. Les promoteurs des entités règlementées s'engageront à « chercher des baux »; c'est-à-dire qu'ils chercheront à maximiser leurs revenus, tout comme les autres parties intéressées, comme les propriétaires le long des itinéraires de transport énergétique. L'évaluation des aspects externes fait l'objet d'encore plus d'incertitude et de litiges et peut converger autant du point de vue de la subjectivité que de l'objectivité. Cela va sans dire que les organismes de règlementation *doivent* être régis par les questions de distribution des revenus, comme ils n'auront inévitablement pas le choix de les compter, même indirectement, dans le cadre de leur processus décisionnel.

De plus, il semble clair que le concept d'« aspects externes » et les méthodes pour les examiner ne sont pas bien compris par le grand public. Par conséquent, toute mesure pour intégrer l'efficacité économique comme objectif clé de la règlementation devra être accompagnée par une explication clairement énoncée de sa signification et des méthodes pour la mettre en œuvre.

En ce qui concerne l'établissement du prix des services publics règlementés, l'application du critère d'« efficacité économique » est bien plus directe et, incontestablement, il devrait s'agir du critère de définition. Par contre, même ici, des jugements analytiques peuvent être différents et le seront en ce qui a trait au taux de rendement approprié des biens des entités règlementées.

M. Church ajoute qu'un « autre avantage pour la société de confier un mandat d'efficacité économique aux autorités de règlementation est que cela augmente la possibilité que l'autorité ne retiendra pas les entreprises règlementées qui investissent dans un capital irrécupérable. Cela dit, l'autorité peut être mieux équipée pour résister aux demandes qui, à court terme, procurent des avantages immédiats pour certains, mais qui à long terme détruisent l'incitatif à l'investissement et à la création de la richesse »[16].

Comme le mentionne M. Church, on voit un bon exemple de « rétention règlementaire » de la portée de l'ONE lorsque ce dernier a approuvé le pipeline de gaz naturel d'Alliance. « [Traduction] L'effet de cette approbation s'est traduit par le transfert de grands volumes de gaz naturel de la ligne principale de TransCanada au pipeline d'Alliance et la création d'une capacité de pipeline en excès substantielle. Cela s'est traduit par une bataille règlementaire d'envergure entre l'ONE et TransCanada sur les changements apportés aux frais de transport de la ligne principale qui réduiraient la non-récupération des investissements de la ligne principale »[17].

---

14 *Supra* note 4 à 7-8. Comme le mentionne M. Church : « [Traduction] un accent sur l'efficacité exige que ceux qui en profitent puissent compenser ceux qui sont affectés négativement, et non qu'ils soient obligés de le faire »; une proposition qui ne risque pas de bien passer auprès des « perdants », soit les organismes de règlementation.

15 D'ailleurs, on peut se demander dans quelle mesure une personne doit tenter d'affecter une valeur monétaire à toutes les infrastructures. Par exemple, Michael Sandel, dans son livre *What Money Can't Buy: the Moral Limits of Markets*, New York, Farrar, Strauss et Giroux, 2012, cite un cas où des sondages ont indiqué un niveau moindre de soutien pour l'emplacement d'une installation de déchet nucléaire suisse dans une communauté voisine lorsque les citoyens se sont vu offrir une compensation monétaire, à l'opposé de simplement voir l'acceptation comme une responsabilité civique.

16 *Supra* note 4 à 11.

17 *Ibid.*

À savoir si l'idée d'un mandat d'« efficacité énergétique » réduirait la probabilité d'une telle rétention règlementaire est discutable; on peut dire la même chose de la proposition qu'une telle rétention puisse être nécessairement inefficace d'un point de vue économique. Certains peuvent faire valoir, dans le cas Alliance/TransCanada, qu'il est possible qu'une telle « rétention » se traduise à long terme par une amélioration de l'efficacité dynamique du réseau de pipeline de gaz naturel canadien.

Le commentaire de M. Church représente un plaidoyer bien étayé pour éclaircir les mandats des organismes de règlementation. Il mérite que les industries règlementées, les gouvernements et le grand public en discutent et l'étudient sérieusement. Il arrive particulièrement en temps opportun en ce qui concerne l'ONE, dont le mandat est actuellement examiné par le gouvernement du Canada. ■

BÊTE NOIRE D'UN PREMIER MINISTRE : UNE HISTOIRE POPULAIRE DE LA POLITIQUE SUR L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO*

Adam White[1]

Rédacteurs en chef de journaux et experts de l'industrie ont vivement critiqué les décisions de principe du gouvernement de l'Ontario en matière d'énergie[2]. Ils font valoir que des faiblesses et des défaillances structurales, sur qui devrait faire quoi, sont à l'origine de ce qui a mal tourné en Ontario : défauts cycliques de volonté, décisions favorisant l'acceptabilité politique, plutôt que la rationalité. C'est la gouvernance qui fait défaut et nous devrions remettre ces problèmes entre les mains d'adultes.

Les plans énergétiques trop ambitieux, les expériences ratées, la croissance du nucléaire, les prix plus élevés et plus volatiles, le coût de l'énergie verte, et plus encore, étaient prévisibles, auraient pu être évités, auraient dû être évités et pourraient être atténués dans un modèle de gouvernance convenable. Le gouvernement devrait être limité à sa capacité de « mettre de l'avant des expériences ambitieuses et coûteuses ». Il devrait faire l'objet d'une surveillance – examen indépendant, transparent, délibératif et public – concernant les achats de production par les opérateurs de réseaux ou les services publics, et l'organisme de surveillance devrait « être tenu d'approuver toutes les dépenses ».

À l'encontre de cette idée d'une gouvernance institutionnalisée de l'industrie de l'électricité, le présent article émet l'hypothèse simple que : 1) sur la plupart des enjeux concernant l'énergie et l'environnement, la constitution confère un pouvoir exécutif souverain à un premier ministre détenant une majorité de sièges au Parlement, 2) les processus institutionnalisés, les organismes indépendants et les plans énergétiques intégrés sont tout aussi susceptibles de donner lieu à des erreurs de jugement et par omission, d'être biaisés et entachés d'une certaine inertie, et sont moins responsables envers les consommateurs, 3) servir les intérêts à long terme des consommateurs et des Ontariens exige une vision stratégique clair et un plan d'exécution ne pouvant provenir que d'un fort leadership politique, et 4) le succès politique et la licence sociale pour les investissements à long terme vont de pair; l'un ne peut exister sans l'autre.

L'histoire populaire est celle racontée par un observateur d'événements, parfois par un participant ; elle ne voue aucune allégeance à l'interprétation populaire des événements, ni à la totalité des événements et des facteurs qu'on pourrait prendre en considération dans un examen global des faits. Le présent article

* Le présent article est fondé sur une présentation donnée par l'auteur et intitulée « What went wrong in Ontario » (ce qui a mal tourné en Ontario) dans le cadre du Forum sur la législation énergétique à Vancouver, le 11 mai 2017.

1 Adam White est le fondateur et directeur général chez Powerconsumer Inc, une companie basée à Toronto, qui offre des consultations sur les services de systèmes d'énergies durables. M. White enseigne également un cours portant sur les politiques énergétiques aux étudiants en ingénierie à l'Université de Toronto.

2 Globe and Mail: "Coming soon: Ontario's green energy fiasco, the sequel" (29 avril 2016), "Buying Quebec hydro power a dim prospect for Ontarians" (12 janvier 2017), "Will Kathleen Wynne's last-ditch hydro fix just add to the mess?" (1 mars 2017), "Don't fall for Premier Wynne's power move" (2 mars 2017), and "How Ontario can end the cycle of meddling in electricity markets" (5 Avril 2017).

constitue ce type d'histoire, à partir des origines d'Ontario Hydro à la fin du XIXe siècle, en passant par l'été de 1990 et l'élection surprise du Nouveau parti démocratique de Bob Rae, formant un gouvernement majoritaire en 1990, jusqu'au legs dont il a hérité et les décisions et l'orientation prises par le gouvernement de l'Ontario depuis.

L'article décrit l'état actuel du marché de l'Ontario comme un marché hybride : en partie compétitif, en partie règlementé, de propriété publique et privée. Les coûts sont plus élevés, pour différentes raisons qui sont expliquées, y compris des erreurs qui ont été commises. Des conclusions sont tirées, sous la forme « à faire et à ne pas faire » pour les dirigeants politiques.

1. Restructuration d'Ontario hydro à aujourd'hui

> *Diverses formes [de réglementation de l'électricité] ont été testées et le seront encore dans ce monde de péchés et de malheurs. Personne ne prétend que [le régime de marché hybride de l'Ontario] soit parfait ou infaillible. En fait, on a pu dire que [l'Ontario a] la pire [forme de marché], à l'exception de toutes les autres formes qui ont été testées de temps à autre*[3] [Traduction].

L'Ontario a un fort sens de l'identité en ce qui concerne son réseau d'électricité[4]. Nikola Tesla et George Westinghouse ont construit la première centrale hydroélectrique en 1895 à Niagara Falls. L'Hydro-Electric Power Commission (commission sur l'hydroélectricité) de l'Ontario a été créée en 1906. Le projet de loi du premier ministre Whitney créant « l'hydro » a exproprié la production privée à Niagara Falls pour fournir l'électricité à la population, au prix coûtant, par l'intermédiaire des services municipaux. Dès ses débuts, Ontario Hydro était une entreprise d'importance stratégique au niveau provincial : société d'État, fiducie municipale, ministère du gouvernement et plus encore, aux yeux du public. Sir Adam Beck était président de la Commission, maire de London et ministre d'État.

Pendant des décennies, Ontario Hydro était un joyau de la Couronne, dont l'essor allait de concert avec l'économie; le besoin accru de l'énergie pour alimenter la croissance économique était évident. Toutefois, dans les années 1970, les répercussions économiques des flambées de prix du pétrole, de la mondialisation, du libre-échange, des normes environnementales toujours plus strictes et des niveaux de vie croissants ont généralement favorisé les changements structurels dans l'économie de l'Ontario et fait chuter la demande en énergie – malgré une population croissante. La croissance économique n'exigeait donc plus un approvisionnement toujours plus grand en énergie[5]. Dans les années 1980, des investissements et des retards importants dans les projets nucléaires ont commencé à faire grimper les coûts, alors que la demande stagnait. La demande n'a presque pas augmenté au cours des années 1990, moins encore au début des années 2000, et est en chute libre depuis 2006.

Au milieu des années 1990, Ontario Hydro tirait à sa fin : trop de dettes, production trop élevée, demande insuffisante. Lorsque la centrale nucléaire Darlington est entrée en service de 1990 à 1993, le premier ministre Bob Rae a imposé un gel des prix qui s'est poursuivi durant les deux mandats du premier ministre Mike Harris et celui du premier ministre Eves, sauf pendant six mois en 2002 lors de l'ouverture du marché de l'électricité, et est effectivement demeuré en place depuis. Le prix de l'électricité est un choix politique en Ontario; il l'a toujours été.

En 1995, le premier ministre Harris a nommé Donald MacDonald, ancien ministre du Cabinet Trudeau, pour diriger une commission sur ce qui adviendrait d'Ontario Hydro. En mai 1996, le rapport de ce comité consultatif, « a Framework for Competition » (un cadre pour la concurrence), fournissait la justification, la politique et l'argument économique pour tout

3 Mes excuses à Sir Winston Churchill, pour avoir paraphrasé ses commentaires au Parlement. Royaume-Uni, *Débats de la Chambre des communes*, Vol 444 (11 novembre 1947).

4 Hydro One, "Our History: 100 Years of Powering Ontario", en ligne: <http://hydroone.com/OurCompany/Pages/OurHistory.aspx>.

5 Toutes les prévisions de la demande depuis 1980 ont surestimé la demande en énergie, recommandant par conséquent une sur-construction. Toutes les prévisions de la demande au cours des 20 dernières années ont sous-estimé la réponse des consommateurs à la hausse des prix et sous-estimé le potentiel de gains en efficacité de manière générale et à l'échelle de l'économie.

ce qui allait suivre. La *Loi sur la concurrence dans le secteur de l'énergie*[6] du premier ministre Harris a été adoptée en 1998.

Le premier ministre Eves a ouvert le marché en mai 2002. L'été a été chaud et les prix de l'électricité ont été élevés, entraînant un autre gel des prix, et pas seulement en Ontario. Des enquêtes sur les pannes tournantes et les envolées de prix en Californie ont mené à des allégations de fraude, à l'effondrement d'Enron et au licenciement des firmes comptables et de cotation de titres qui jusqu'ici avaient omis d'informer les investisseurs des risques que posaient la mauvaise conception du marché et les pratiques de commerce, de financement et de marketing contraires à l'éthique. Le gel des prix du premier ministre Eves en novembre 2002 permettait, a-t-il dit, aux ménages à double revenu de la classe moyenne de Mississauga d'accrocher des lumières de Noël à incandescence sans crainte.

La *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*[7] du premier ministre McGuinty visait à réparer ce gâchis, avec l'autoglorification politique considérable qui en découlerait, mais a maintenu presque toutes les réformes structurelles importantes apportées par le premier ministre Harris[8].

En Ontario, la politique énergétique est devenue la politique libérale. La politique du Parti progressiste-conservateur (PPC) était le laissez-faire; offrir un marché concurrentiel, indifférent aux sources d'approvisionnement et prêt à laisser le marché décider. Le cadre stratégique du PPC, la conception du marché, le rôle de la CEO, tout est resté en place, mais l'effet de coup d'éclat de l'été 2002 (p. ex. Enron) a discrédité l'acuité de gestion du PPC et terni leur demande de réformes. La politique énergétique actuelle de l'Ontario repose toujours sur ce fondement essentiel – la transmission de libre accès, fonctionnement indépendant du marché/système, production diversifiée/impartie, réglementation indépendante – mis en place grâce aux réformes législatives de 1998.

Dans l'interrègne entre l'automne du PPC et la mise en œuvre de son premier cadre stratégique en 2004, après une campagne de débats passionnés et d'engagement concernant la politique et les prix de l'énergie, un nouveau groupe s'est présenté à la table. Un groupe engagé d'ONG environnementaux entretenant d'étroits rapports avec le Cabinet du premier ministre, une vaste alliance de promoteurs proénergie renouvelable et un programme conservateur ressuscité qui avait été abandonné par Ontario Hydro au début des années 1990, la Loi de 2004 du ministre Duncan prescrivait à l'Ontario Power Authority (autorité du secteur de l'électricité de l'Ontario – OPA) d'assurer la planification et l'approvisionnement, a changé le mot « market » (marché) pour le mot « system » (système) dans le nom de l'Independent Electricity System Operator (opérateur indépendant du système d'électricité – IESO) et a établi un programme pour financer la construction d'installations de production, y compris des engagements de planification particuliers pour l'élimination progressive du charbon, des cibles de mégawatts installés pour la capacité d'énergie renouvelable et des engagements de kilowattheures pour la gestion axée sur la demande.

La Loi de 2004 a donné à l'Ontario le pouvoir souhaité par les intervenants : les producteurs, les programmeurs en matière de conservation, les développeurs d'énergies renouvelables et les environnementalistes ont embrassé le nouveau régime. Moins au vu du public, les grandes banques, les firmes de placement et les courtiers en obligations ont peut-être eu encore plus de succès. Bien que le démantèlement d'Ontario Hydro ait été une bonne chose, une chose nécessaire, les retombées pour Bay Street ne faisaient que commencer.

En 2008, l'ancien ministre de la Santé et vice-premier ministre, George Smitherman, a été nommé ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure; deux portefeuilles auparavant séparés. À l'automne 2008, la bulle immobilière a éclaté et les signes économiques ont rapidement tourné au vinaigre. Le ministre Smitherman a apporté non seulement compétence et détermination à son rôle, mais aussi une différente base politique, ainsi qu'un mandat du premier ministre pour le changement. Le changement s'est produit rapidement. Le nouveau nucléaire a été annulé parce que trop

6 *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie,* LO 1998, c 15.
7 *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité,* LO 2004, c 23.
8 Y compris la réglementation ayant effectivement mis fin au charbon ayant été conclue alors qu'Elizabeth Witmer était ministre de l'Environnement sous le premier ministre Harris.

dispendieux. Le processus de planification du système électrique intégré a été supprimé. Les délégations ministérielles envoyées en Europe sont revenues avec l'intention ferme de mettre en œuvre un tarif de rachat garanti (TRG). Ces démarches ont été fortement soutenues par les communautés d'ONGE et financées tout aussi fortement par les investisseurs, développeurs et fabricants de matériel et d'équipement de production d'énergie renouvelable. Il se peut que personne n'ait cru aux 50 000 emplois avec des répercussions minimales sur la facture qu'avançait le ministre, mais tout le monde y a vu les possibilités d'affaires.

La *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte*[9] concernait plutôt l'économie que l'énergie (au détriment persistant des puristes du marché de l'énergie). Le ministre et le premier ministre ont tous deux dit qu'elle visait à stimuler l'investissement; ce qu'elle a fait. Le ministre du Développement économique et du Commerce de l'époque, Michael Bryant, a dit à un déjeuner de l'Ontario Energy Association (association de l'énergie de l'Ontario) que les libéraux « étaient plus keynésiens que Keynes ».

Les ministres libéraux successifs Duguid, Bentley, Chiarelli et Thibeault ont tous dû manœuvrer pour sortir de ce cycle d'investissement, « fléchissant la courbe » pour atténuer la tension des coûts sur les consommateurs. Le Plan énergétique à long terme (PELT) de 2013 signalait l'abandon du nouveau nucléaire. Le PELT de 2016 a tourné la page relativement au TRG, d'importants approvisionnements en produit renouvelable ont été suspendus et le gouvernement de l'Ontario, Ontario Power Generation et Bruce Power ont accepté des ententes pour prolonger l'engagement de remise en état du nucléaire sur plus de 50 ans. Le dernier plan de tarif d'hydro raisonnable de la première ministre Wynne constitue un nouvel amortissement des immobilisations.

2. Le marché hybride de l'électricité de l'Ontario

L'Ontario dispose d'un système énergétique hybride, d'un marché réglementé doté de distributeurs franchisés autorisés, d'une production impartie, réglementée et marchande, d'un écosystème de fournisseurs de services de mesurage, d'entrepreneurs, de fournisseurs, de fabricants, d'ingénieurs, de spécialistes du marketing et de détaillants d'équipement, de nouveaux entrants, d'une nouvelle technologie énergétique et de services à la clientèle.

L'IESO gère les marchés du secteur de l'énergie, les réserves de fonctionnement, la réponse à la demande et les services auxiliaires. Le marché en temps réel de l'énergie de l'Ontario est un marché de mise en commun; tous peuvent vendre et racheter au marché; le prix étant établi là où la demande et l'offre se rencontrent. Le prix horaire de l'énergie de l'Ontario est l'indice du coût marginal que calcule l'IESO chaque heure. Certaines personnes se plaignent du prix trop bas. Ce bas prix est une perfidie, disent-ils, ce n'est pas le prix réel. Les coûts sont cachés dans un « ajustement à la mondialisation » (AM).

L'AM constitue des frais distincts qui couvrent les coûts des centrales nucléaires, la production éolienne et solaire et les nouvelles centrales de pointe au gaz pour équilibrer la demande. L'AM couvre également les coûts nécessaires pour financer les programmes locaux de conservation pour les clients, les investissements dans la recherche et le développement, etc. Il prend tous ces coûts, grands et petits, et les regroupe en un seul montant. Ensemble, ces coûts représentent la majorité des coûts du système et, comme on dit, ils sont « cuisinés ».

Le système hybride de l'Ontario produit beaucoup d'énergie à faible prix. Presque toutes les heures de quasiment tous les jours, cette électricité est principalement sans carbone. Les centrales au gaz doivent fonctionner pour équilibrer le système, mais le système a rarement besoin de cette énergie; il obtient tout ce dont il a besoin du nucléaire, de l'hydro, de l'éolien et du solaire. Le système de l'Ontario peut produire de l'énergie à coût-carburant zéro qui n'émet pas de carbone au cours d'un bon nombre d'heures durant l'année pour au moins la prochaine décennie, et si cela est bien fait, pour des décennies à venir.

En période de demande de pointe au cours de chaudes journées estivales à Toronto, les prix de l'énergie montent en flèche parce que le système brûle du gaz naturel, parfois même du pétrole,

9 *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte,* LO 2009, c 12.

payant le prix du carbone, afin de répondre à la demande.[10] Ces coûts marginaux sont invisibles aux consommateurs résidentiels, qui ne voient que les taux au moment de la consommation qui combinent les coûts d'énergie et de capacité en taux variables pour la consommation en périodes de pointe, médiane et creuse, en fonction d'une prévision de moyennes semestrielles et établis à l'avance par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Mais pour un groupe grandissant de consommateurs commerciaux et industriels habilités, les coûts de l'énergie sont payés en temps réel en fonction des coûts marginaux réels de production, et les coûts pour la capacité de production (ajustement à la mondialisation) sont fondés sur une contribution du consommateur à la demande de pointe du système. Si ces consommateurs réduisent la demande les journées d'une année où la demande de pointe est la plus élevée, ils réduisent donc leurs coûts. C'est une excellente mesure d'incitation pour l'efficacité énergétique, et les entreprises cherchent ainsi différentes façons de réduire leurs coûts afin d'accroître les gains d'efficacité et les économies de coûts pour l'ensemble du système.

Le marché de l'Ontario n'est peut être pas à la fine pointe, mais il se compare à ceux qui le sont, p. ex. New York, Nord-Est des États-Unis, Midwest, Texas, R.-U. L'Alberta vient tout juste d'entreprendre la phase subséquente de restructuration que la plupart des autres marchés ont déjà réalisée, et le processus dans lequel l'Ontario a pataugé au cours des 15 dernières années.

À l'époque, avant l'ouverture du marché, les théologiens et universitaires du marché libre venaient de partout – Nouvelle-Zélande, Australie, R.-U. et Californie – prêchant en faveur des marchés exclusivement de l'énergie où les producteurs rivalisent en fonction du coût marginal et recouvrent du capital à long terme en demandant des « prix de pénurie » très élevés. Imaginez si cela avait pu fonctionner. L'Alberta a attendu mais maintenant, la politique a changé, et il y aura des directives pour les investissements dans la production, l'énergie renouvelable et les cibles pour le carbone.

3. Le coût élevé de la politique énergétique de l'Ontario

La restructuration du marché en Ontario n'a pas été sans douleurs. Les changements ont été profonds, et des erreurs ont été commises. De façon générale, les factures sont plus élevées. Les coûts sont plus élevés parce que l'Ontario a dépensé dans le nucléaire, l'éolien et le solaire et la conservation. Les coûts sont plus élevés parce que l'Ontario a procédé à une élimination progressive du charbon. Les coûts sont plus élevés parce que les projets de centrales au gaz dont la communauté locale ne voulait pas ont été annulés. Les coûts sont plus élevés parce que l'Ontario a besoin d'énormes installations de production prêtes à prendre la relève du nucléaire 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, en période de pointe de 1:1000 du système (la première et la deuxième capacité d'intervention en importance de l'Ontario à quelque moment que ce soit) et équilibrer les produits renouvelables. Les coûts sont plus élevés parce que les travailleurs du secteur de l'électricité sont parmi les travailleurs les mieux rémunérés de la province, et ont de meilleures pensions.

Harold Lasswell[11] a très bien défini la politique comme « l'art de déterminer qui obtient quoi ».

---

10 L'Ontario a établi une tarification claire du carbone pour tous les carburants fossiles servant à la combustion thermique. La Commission de l'énergie de l'Ontario a établi un prix de départ pouvant agir de majoration pour le gaz qui sera collecté par les distributeurs de gaz, indexé au prix de l'échange intercontinental de la bourse du carbone de la Californie (Intercontinental Exchange California Carbon Allowance). Par la suite, le prix sera déterminé par une enchère en fonction des modalités évolutives de la Western Climate Initiative WCI), dont l'Ontario est signataire. Cette majoration sur le prix du gaz est refilée aux producteurs d'électricité au gaz et aux autres utilisateurs de gaz. Les tarifs selon l'heure de la consommation en Ontario, c'est-à-dire le coût marginal du carburant, ne représentent qu'une fraction (entre 10 et 20 %) du coût de détail de l'électricité livrée en Ontario. Généralement, le parc de production au gaz fonctionne à un facteur de capacité inférieur à 20 %. Le gaz est une ressource qui peut plafonner, faire du sur place et varier. Toutefois, la production établit le prix marginal pour près de 50 % des heures selon les conditions météorologiques et l'état de la production de charge de base (p. ex. plus lors des pannes de la production nucléaire). La mise en application de la tarification du carbone auprès des centrales au gaz du marché de l'électricité de l'Ontario a un effet non linéaire sur les prix moyens et sur l'affectation des coûts, car cette tarification prend la forme d'une majoration pouvant augmenter à mesure que le marché se déplace vers le haut de la courbe d'approvisionnement durant les heures de pointe. Étant donné que l'ordre de mérite est essentiellement établi par le taux de rendement thermique, les usines affichant un taux plus faible amorcent la répartition, et l'effet augmente proportionnellement à mesure que le prix monte.

11 Harold Lasswell & Abraham Kaplan, *Power and Society: A Framework for Political Inquiry* (New Haven: Yale University Press, 1950).

Un registre indiquant qui a obtenu quoi dans le secteur de l'électricité de l'Ontario dans le passé expliquerait bien pourquoi les choses se sont passées ainsi.

Le scandale des centrales au gaz est le suivant. Les centrales de pointe au gaz n'auraient jamais dû être proposées. Les contrats n'aurait jamais dû être signés; et ils auraient dû être rédigés pour préserver le privilège du premier ministre. (Une si dure leçon pour toutes les parties concernées.) Le rejet pur et simple par les communautés locales était tout à fait prévisible du début à la fin[12]. Les appels d'offres concurrentiels et la planification indépendante sont à l'origine du scandale, tel qu'on le connaît. La vérificatrice générale présume que nous nous en serions mieux tirés si l'OPA avait écrasé les résidents au rouleau compresseur et insisté pour que ces centrales soient construites[13].

Les critiques se plaignent des coûts accumulés du solaire, de l'éolien, de la conservation, du nucléaire et du système en général. Additionnez tous ces comptes sans optimisation des ressources et vous obtenez une somme considérable[14]. Quel gaspillage, disent-ils. S'ils avaient été au pouvoir, semble-t-il que rien de cela ne se serait produit. À bien des égards, ils ont raison. Entre les mains de technocrates, il est peu probable que l'Ontario ait investi quoi que ce soit dans le solaire, ni dans l'éolien de façon appréciable, pas d'accumulateurs, probablement pas de conservation. Ils n'auraient pas envisagé la tarification de période de pointe critique. Pas de taxes sur le carbone. L'élimination progressive du charbon aurait définitivement été envisagée, mais il est tellement moins coûteux que nous pourrions encore brûler du charbon. Nous n'aurions pas besoin de recharger des véhicules électriques, puisque nous n'en aurions pas. Ne faire aucun investissement peut éliminer le risque de faire de mauvais investissements, mais risque aussi de mener à l'inaction, et de ne pas faire les investissements nécessaires. Ces « risques d'omission » ne sont pas pris en considération dans un examen scientifique de ce qui a été fait.

Le très critiqué contrat à tarif de rachat garanti ou « TRG » est une entente à prix fixe d'achat ferme selon la technologie et l'emplacement, avec indexation sur 20 ans, en termes contractuels très peu différent des installations de production sans vocation de services publics de l'Ontario, construites à la fin des années 1980 et au début des années 1990. Les problèmes résident dans le manque de concurrence dans les processus d'approvisionnement, les mesures d'incitation inutilement généreuses pour l'investissement et les détenteurs d'actifs, les prix planchers administratifs établissent des seuils excessivement élevés et faibles pour l'admissibilité des soumissionnaires. Les mesures d'incitation étaient trop élevées et les durées trop longues; ce que nous savons aujourd'hui. Tout le monde disait que les banquiers avaient besoin d'un contrat sur 20 ans; nous savons maintenant que ce n'est pas le cas. Le rendement était sous-estimé et les coûts étaient exagérés.

Le ministre Thibeault a mentionné aux médias : « Nous avons éliminé la concurrence au sein du secteur de l'électricité… cela pouvait se justifier à l'époque et nous entraîné un investissement considérable dans la province », a-t-il dit. « Nous savons maintenant que la tension concurrentielle parmi les développeurs d'énergie renouvelable et entre ceux-ci pourrait mener à une tarification beaucoup plus attrayante[15] » [Traduction].

La politique a créé une ruée pour des options foncières et des droits de passage par bon nombre de développeurs. Il y avait suffisamment

12 Kevin Flynn, député libéral et membre du Conseil exécutif, dans son opposition à la centrale : « Je crois que si le premier ministre se trouvait dans la même position, il ferait exactement la même chose. Je crois vraiment qu'il s'agit d'une question de décence. C'est vraiment, 'Pour qui travaillez-vous en fin de compte?' C'est pour les électeurs » [Traduction]. Jim Coyle, "Coyle: MPP Kevin Flynn takes on Oakville gas plant" *The Star* (2 avril 2010), en ligne: <https://www.thestar.com/news/canada/2010/04/02/coyle_mpp_kevin_flynn_takes_on_oakville_gas_plant.html>.

13 Bureau de la Vérificatrice générale de l'Ontario, Rapport annuel 2015, Toronto, Bureau de la Vérificatrice Générale de l'Ontario, 2015, c 3.05, en ligne : <http://www.auditoron.ca/fr/content-fr/annualreports/arreports/fr15/3.05%20AR15%20fr.pdf>.

14 La VG et l'IESO remettent en question leurs choix mutuels de taux d'actualisation public. Les chiffres de l'IESO utilisent un taux de 6%, selon lui pour tenir compte du risque et de l'incertitude accrus que posent les contrats et les technologies de production de leur nature. La VG dit que 4% est un chiffre plus approprié. Aucun d'eux ne reflète adéquatement la valeur des actifs à long terme d'électricité pour la production dans le futur.

15 Rob Ferguson, "Energy minister Glenn Thibeault admits Ontario messed up on hydro rates with bad decisions" *The Star* (24 février 2017), en ligne: <https://www.thestar.com/news/queenspark/2017/02/24/energy-minister-glenn-thibeault-admits-ontario-messed-up-on-hydro-rates-with-bad-decisions.html>.

de valeur dans ces options pour que plusieurs premiers contrats, et que la majorité des petites contrats soient vendus, regroupés dans des portefeuilles financiers considérables et achetés par des services publics, des gestionnaires d'actifs et des institutions financières de premier plan au Canada. La politique de TRG de l'Ontario a créé une nouvelle classe d'actifs financiers à contrat dans des ententes fixes à long terme, essentiellement sans risque, d'achat d'énergie renouvelable. Cela ne signifie pas que ce résultat est inférieur ou, d'un point de vue financier, différent de toute autre politique d'approvisionnement possible, dont le résultat aurait été les mêmes milliers de contrats, de mégawatts et de milliards de dollars d'actifs d'exploitation sur le terrain.

La prolifération de petits développeurs et l'octroi rapide d'options pour les meilleurs sites ont grandement contribué à faire connaître la politique dans les régions rurales de l'Ontario, menant à l'installation de turbines éoliennes et de panneaux solaires au sol sur des centaines d'acres de terres. Cette visibilité, combinée à la réticence naturelle des communautés locales à s'identifier aux valeurs urbaines libérales, ont permis d'accélérer la politisation partisane. La politique et les tensions qu'elle a soulevées auront fait rage pendant 14 ans lorsqu'arrivera la prochaine élection en 2018.

4. La prérogative et la licence sociale des premiers minitres - Leçons de l'Ontario

Dans la majeure partie du pays, le réseau électrique est monopolisé par des sociétés d'État verticalement intégrées. En Ontario, le pouvoir des monopoles est en train de s'estomper. Les nouvelles technologies et les nouveaux modèles d'affaires engagent les consommateurs d'énergie de nouvelles façons. Les câbles constituent le réseau, mais le modèle de service à la clientèle évolue au-delà d'un flux unidirectionnel d'électrons vers l'offre des forfaits de services énergétiques dont les consommateurs ont besoin, pour leurs maisons, leurs bureaux et leurs entreprises. Les consommateurs de l'Ontario ont des choix que les consommateurs d'autres provinces n'ont pas.

Il est facile de suggérer qu'une intervention gouvernementale est une intervention politique, mais cela est trop simpliste pour être significatif. Aucun gouvernement n'est monolithique. La prise de décisions est fractionnée à l'échelle du gouvernement, déléguée et attribuée aux différents acteurs au sein du gouvernement et des organismes. Bon nombre de décisions « gouvernementales » sont apolitiques, tout comme certaines décisions « règlementaires » sont entièrement politiques.

La politique énergétique en Ontario n'a pas tout bonnement déraillé. Le système de l'Ontario est assez évolué et complexe. L'Ontario peut comparer son système à tout autre secteur de compétence et en être fière. Le système énergétique, la politique énergétique et la politique publique en général ne doivent pas servir uniquement les intérêts des actionnaires et des contribuables; ils doivent servir l'intérêt du public dans son ensemble et doivent servir le plan d'action gouvernemental du jour, le mandat par lequel il a été élu.

On peut dire que l'intervention politique a entraîné plus d'investissements et fait monter les taux à des niveaux plus élevés que ce qui aurait été le cas. Mais ce leadership politique a également généré plus d'avantages et des résultats supérieurs en général pour les citoyens de l'Ontario que ce qui aurait été le cas autrement. Les choses se sont gâtées le plus souvent en raison d'une approche de planification impitoyable, d'appels d'offres mal définis et d'un engagement insincère à donner aux gens ce qu'ils souhaitent. Plutôt que le problème lui étant trop souvent imputé, l'intervention politique a souvent été nécessaire pour régler des problèmes indépendants du processus politique et pour apporter une dose de réalité au nid douillet dans lequel l'industrie de l'électricité aurait plutôt tendance à se réfugier.

La plainte selon laquelle les actes du premier ministre feraient porter la responsabilité financière à nos enfants ne tient pas compte d'un principe fondamental de la façon dont nous nous gouvernons; comme les parents laissent un héritage à leurs enfants, l'investissement dans les générations à venir est la définition même du développement durable[16]. Dans ce cas, l'argument donnant à entendre que l'on hypothèque le futur est trompeur. Les organismes

[16] United Nations World Commission on Environment and Development (Commission Brundtland), *Our Common Future* (1987) dans lequel le développement durable est défini comme étant ce qui répond aux besoins de la génération actuelle sans compromettre la capacité des générations futures à combler leurs propres besoins.

de règlementation approuvent couramment des investissements multigénérationnels; même un poteau d'électricité de bois peut parfois avoir une durée de vie de plusieurs décennies.

Bien qu'elle puisse être fractionnée, mais au niveau technique et parmi ceux qui se sentent concernés, la planification à long terme s'est effectivement poursuivie, à l'IESO, au sein du Ministère et au sein des services publics. Ces plans à long terme continuent de donner l'élan nécessaire aux modes de pensée, à la proposition de solutions de rechange, aux échéanciers et discours dominants et aux moyens concrets par lesquels la société civile et l'industrie travaillent avec le gouvernement pour élaborer des politiques. Ils ne sont jamais assez détaillés pour assurer une viabilité à long terme, mais ils ont toujours défini la problématique du jour, entraîné l'étude de solutions particulières et fourni le raisonnement technique pour la prise de décisions stratégiques.

Le rapport de 2015 du procureur général de l'Ontario[17] portait sur la planification; la planification y disait-on consiste « à gérer et à choisir les diverses solutions ». Pour ce qui est des défaillances structurelles dans la « planification » et des faiblesses dans la « gouvernance », la plainte comporte deux volets : l'un concernant les décisions mêmes et l'autre le processus par lequel on parvient à ces décisions. La présomption, par conséquent, est que d'autres moyens de prendre des décisions mèneraient à des décisions différentes, et plus précisément, que les processus de planification intégrée produiraient des résultats supérieurs sur le plan technique.

On semble croire qu'il y aurait une forme pure de politiques non compromises par la politique, non assujetties aux tendances tribales de mouvements politiques, qui ne se veut pas une plate-forme pour le favoritisme. L'origine de la conception moderne des politiques est le mot grec « polis » qui signifie « le peuple [de l'État] ». Les politiques ainsi définies ne constituent jamais un choix qui est fait; à long terme, l'effet des politiques dépend davantage de la façon dont nous faisons ces choix et dont ces processus reflètent la volonté du peuple et répondent à celle-ci.

Dans la Constitution du Canada, la responsabilité est claire[18]. La Constitution canadienne confère une souveraineté absolue aux provinces, en vertu de l'article 92 de la *Loi Constitutionnelle de 1867*, à l'égard des ressources naturelles non renouvelables, des ressources forestières et de l'énergie électrique. Le modèle de gouvernement de Westminster confère un pouvoir exécutif au premier parmi ses pairs : du Conseil privé et du Cabinet, le premier ministre, leader du parti ayant remporté la majorité uninominale de sièges au Parlement. Un premier ministre avec une majorité au Parlement a le pouvoir de la Reine.

La politique, en tant que vocation ou qu'intérêt, n'est peut-être pas pour tout le monde. Nous ne sommes pas tous fascinés par les processus visant à gagner des élections et détenir le pouvoir, constituer des cabinets, conférer des mandats aux ministres, répondre au caucus, au parti et aux électeurs, et des politiques. Toutefois, dans le sens le plus large, l'exploitation de modèles et de processus politiques dans la société est le mécanisme qui permet d'affiner les options, d'énoncer des choix et des moyens de choisir, de gérer et de décider.

On peut tirer une leçon de l'Ontario : une leçon essentielle sur les « choses à faire et à ne pas faire » en matière de politique énergétique pour les dirigeants politiques et les organismes de règlementation du secteur de l'énergie.

N'essayez pas de faire avaler des choses aux gens; si vous le faites, attendez-vous à en payer le prix; attendez-vous à payer un prix très élevé si vous cédez à la pression et annulez des projets de centrales.

Menez le débat sur les besoins essentiels, les solutions de rechange, le résultat. Aidez les gens et donner-leur du temps afin qu'ils en arrivent eux-mêmes à la bonne conclusion.

Ne dites pas aux consommateurs ce qu'ils peuvent et ne peuvent pas acheter. N'offrez pas des choix. Prévoyez des modèles de solutions. Rendez le bon choix facile à faire, sûr et aussi abordable que possible.

Incitez vos ministères, vos organismes, vos comités et vos commissions à résister à la tentation d'imposer des règlements. Dire que « la Commission se penche sur la question » équivaut à étouffer le débat public.

---

17 *Supra* note 13.

18 *Loi Constitutionnelle de 1867 (R-U), 30&31 Vict, c3, reproduite dans LRC 1985, annexe II, no 5.*

Prises ensemble, les théories populaires mais malavisées concernant les conspirations politiques et l'ingérence politique offrent une prescription troublante (et irréfléchie) pour la province. Dans le nouveau marché de l'énergie, les consommateurs sont instruits et habilités. Dans le monde émergent d'énergie décentralisée dans lequel l'Ontario mène l'exemple, nous n'avons pas besoin de planificateurs centraux, de monopoles de services ni de tribunaux des services publics pour décider de ce dont les consommateurs ont besoin et de ce qu'ils veulent.

Une industrie après l'autre, les employés occupant des fonctions de commandement et de contrôle du gouvernement et des organismes gouvernementaux se retrouvent sans emploi (et perdent leur capacité de soutirer des rentes). Dans le monde émergent de l'énergie, l'organisme de réglementation n'est pas aux commandes de l'autobus; l'organisme de règlementation est l'autobus et le consommateur lui dictera la route à prendre.

Les gens l'oublient, mais la meilleure raison pour mettre fin au charbon n'était pas le carbone, c'était le soufre, l'azote, les particules fines et les métaux lourds. De Windsor à Québec, en passant par Toronto, il y avait une énorme zone de smog au cours de l'été. La santé des Ontariens en faisait les frais. Il a fallu des décennies de travail des deux côtés de la frontière pour mettre en place les premiers contrôles des pluies acides. Il a fallu encore d'autres décennies pour enfin mettre définitivement fin à la combustion de charbon. Le résultat a été extrêmement positif : moins d'admissions en salle d'urgence pour des crises d'asthme, et pas une journée de smog en Ontario depuis la fermeture des centrales.

Compte tenu du potentiel en ressources naturelles de l'Ontario, la province n'a pas les options qu'ont d'autres provinces; ses choix ont été limités et elle a eu d'importants défis à relever. Toutefois, l'Ontario dispose d'un réseau largement exempt de carbone, desservant une grande partie de la population et contribuant de façon considérable à l'économie du Canada. Il s'agit d'atouts importants, détenus par de grandes institutions financières.

Ce ne sont pas seulement le stock de production, les poteaux et les câbles qui sont importants. L'invention et l'innovation ont introduit des changements profonds dans la technologie et le système à l'échelle de l'Ontario. C'est le cas dans le secteur manufacturier, de la médecine, des communications, ainsi que de la filière énergétique. Les technologies qui étaient des curiosités scientifiques il n'y a pas si longtemps sont maintenant largement adoptées par les consommateurs à l'échelle du spectre : panneaux solaires PV de toit, accumulateurs d'énergie (pour les maisons et les automobiles), thermostats et appareils reliés à Internet.

L'Ontario a connu des résultats regrettables, mais cela ne devrait pas être confondu avec la « manière de gouverner », comme si le fait de céder la prise de décisions pouvait permettre d'éviter toute erreur, dans un processus hypothétique tout puissant et sans possibilité d'erreurs. Il n'y a aucun moyen d'éliminer le risque lié à d'importants capitaux à long terme avec la gouvernance. Personne ne devrait se faire d'illusion quant à la possibilité que des organismes de règlementation ou toute autre entité dans ce pays puissent mettre de l'avant des plans qui soient politiquement inacceptables. En l'absence d'une licence sociale, le pouvoir des premiers ministres et leur responsabilité à l'égard des sondages l'emporteront toujours.

L'art de la politique est de donner aux gens ce qu'ils veulent. Les bons politiciens sont à l'écoute des gens. Ce n'est pas le charabia quasi-judiciaire que certains veulent entendre, mais c'est authentique. Les ambitions de l'Ontario ne sont pas strictement celles du premier ministre, ne de celui-ci ni de tout autre premier ministre, mais sont la vision que partage l'électorat. Les intérêts des générations futures d'Ontariens sont en jeu. Laissons les politiciens assumer leurs responsabilités. Laissons le peuple décider. La licence sociale et le succès politique vont main dans la main; l'un ne va pas sans l'autre. ■

LE PLAN ONTARIEN POUR DES FRAIS D'ÉLECTRICITÉ ÉQUITABLES VIENT À UN COÛT (FUTUR)

*David Stevens**

Le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables a réduit les factures actuelles d'électricité des consommateurs ontariens de 25 %, en vigueur depuis le 1er juillet 2017[1]. Cette réduction est possible grâce à différentes mesures, notamment l'élimination de la portion provinciale de la TVH des factures d'électricité, en faisant passer les coûts du Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (POAFE) et du Programme de protection des tarifs d'électricité dans les régions rurales et éloignées (PPTERR) à l'assiette d'impôt et ce que le gouvernement décrit comme « refinancement d'une partie du rajustement global (RG) », qui sera récupéré à long terme[2]. La mise en œuvre du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables est réalisée grâce à une nouvelle législation (la *Loi de 2017 sur le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables)*[3], une règlementation[4] pour l'appuyer et les « nouveaux » tarifs approuvés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) qui a réduit le prix des commodités payé par les clients du régime de la grille tarifaire règlementée[5]. Le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables ne vise pas à avoir de répercussion sur les paiements aux producteurs, distributeurs et transmetteurs.

Le 24 mai 2017, le Bureau du directeur de la responsabilité financière (BDRF) de l'Ontario a publié son *Analyse des retombées financières du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables*[6]. Cette analyse examine la manière dont le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables aura des répercussions sur les payeurs de tarifs et les finances de la province en fonction des paramètres du plan indiqués par le gouvernement. Comme il est établi dans son communiqué de presse, le BDRF estime que le plan coûtera 45 milliards de dollars à la province, tout en permettant des économies aux contribuables de 24 milliards de dollars. Cela se traduit par un coût net pour les Ontariens de 21 milliards de dollars[7].

L'analyse du BDRF du Plan pour des frais d'électricité équitables[8] a été préparée pour répondre à une demande d'un membre de la législature de l'Ontario. Elle examine les

---

* David Stevens est associé chez Aird & Berlis LLP, ainsi que contributeur et rédacteur en chef du blogue EnergyInsider.ca.

1 Gouvernement de l'Ontario, *Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables*, 2017, en ligne : <https://www.ontario.ca/fr/page/plan-ontarien-pour-des-frais-electricite-equitables >.

2 Ministère de l'Énergie de l'Ontario, *Loi de 2017 sur le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables*, 11 mai 2017, en ligne : <https://news.ontario.ca/mei/fr/2017/05/loi-sur-le-plan-electricite-prix-equitable-de-lontario-2017.html>.

3 *Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables (Loi de 2017 sur le),* LO 2017, c 16, Annexe 1.

4 Par exemple, *Fair Adjustment under Part II of the Act*, O Reg 195/17 (anglais seulement).

5 Commission de l'énergie de l'Ontario, communiqué de presse, *Electricity prices are dropping again on July 1*, 22 juin 2017, en ligne : <https://www.oeb.ca/sites/default/files/rpp-newsrelease-20170622.pdf>. – Il faut noter que les consommateurs ne sont pas soumis au PTTERR (p. ex. ceux avec des contrats de détaillants d'électricité), la répercussion du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables est vue par la réduction des frais de RG.

6 Bureau du directeur de la responsabilité financière, *Analyse des retombées financières du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables,* Toronto, BDRF, 2017, en ligne : <http://fao-on.org/web/default/files/publications/Fair%20Hydro/Fair%20Hydro%20Plan%20FR.pdf> [Analyse du BDRF].

7 Bureau du directeur de la responsabilité financière, communiqué de presse, *Plan pour des frais d'électricité équitables : un allègement temporaire qui fera augmenter la facture d'électricité d'ici 2028*, 24 mai 2017, en ligne : <http://www.fao-on.org/en/Blog/media/Fair_hydro_MR>.

8 Analyse du BDRF, *supra* note 6.

estimations du BDRF des répercussions financières sur la province et sur les payeurs de tarifs d'électricité sur 30 ans.

Le BDRF calcule que dans le cadre du Plan pour des frais d'électricité équitables, les payeurs de tarifs économiseront 24 milliards de dollars par rapport à un *statu quo* de 30 ans. Ce montant représente la différence entre les économies réalisées en retirant la partie de la TVH et le coût des programmes de soutien des factures d'électricité comparativement aux coûts pour les payeurs de tarifs de refinancer le RG[9]. Le BDRF confirme ce qui est déjà connu, que le refinancement de l'ajustement permettra d'économiser de l'argent pour les payeurs de tarifs actuels, mais coûtera aux futurs payeurs de tarifs plus cher (car ils devront payer les coûts différés du RA, ainsi que les coûts de financement). Comme il est noté par le BDRF, on prévoit une diminution des factures moyennes d'électricité de 25 % en 2017 et l'augmentation suivra l'inflation jusqu'en 2021. Toutefois, après cette date, les factures devraient augmenter de 6,8 % en moyenne jusqu'à la fin de 2027 et par la suite, les factures devraient être 4 % plus élevées sous le Plan pour des frais d'électricité équitables que de garder le *statu quo*. L'illustration du BDRF des facteurs favorisant les changements des factures d'électricité est reproduite dans le tableau ci-dessous[10].

Du point de vue de la province, le BDRF a conclu que le Plan pour des frais d'électricité équitables coûtera aux Ontariens (contribuables) 45 milliards de dollars[11]. Ce montant représente les recettes délaissées en retirant la portion provinciale de la TVH des factures d'électricité (42 milliards de dollars) et les coûts du financement des programmes d'allègement du coût de l'électricité (3 milliards de dollars). Pour en arriver à cette conclusion, le BDRF note que bien que les payeurs de tarifs profiteront du fait de ne pas payer la TVH ou les coûts liés aux programmes d'allègement, cela ne représente pas une vraie économie pour les Ontariens étant donné que les revenus fiscaux seront réduits et les programmes d'allègement seront financés par d'autres revenus fiscaux.

Au total, le BDRF conclut que le coût net du Plan pour des frais d'électricité équitables est de 21 milliards de dollars, ce qui représente la

Tableau 3-1 : Division des incidences pour les consommateurs d'électricité admissibles, selon les estimations du BRF

Période	Plan proposé par la province	Analyse du Plan par le BRF	Description
2017-2021	Réduire la facture d'électricité de 25 %. Plafonner son augmentation au taux d'inflation pendant quatre ans. La province finance et élargit les programmes d'aide visant les usagers ruraux et à faible revenu.	La facture moyenne sera réduite de 25 %. Son augmentation sera limitée au taux d'inflation pendant 4 ans.	Composition des économies de 17,7 G$ pour les usagers : Réduction de la TVH (4,1 G$) Refinancement des frais d'électricité (10,6 G$) Ajustement des programmes d'aide aux frais d'électricité (3,0 G$)
2021-2027	Poursuivre le refinancement des frais d'électricité.	Le montant à payer sera moindre qu'avec le statu quo grâce au refinancement et à la réduction de la TVH. La facture devrait s'alourdir de 6,8 % par année à mesure que les frais d'emprunt s'accumulent.	Composition des économies de 15,5 G$ pour les usagers : Réduction de la TVH (7,7 G$) Refinancement des frais d'électricité (7,8 G$)
2028-2045	Les usagers remboursent le refinancement.	La facture sera plus élevée qu'avec le statu quo malgré la réduction de la TVH.	Composition du coût net de 9,3 G$ pour les usagers : Refinancement des frais d'électricité (coût de 39,4 G$) Réduction de la TVH (économies de 30,1 G$)

Note : les chiffres tiennent compte de la réduction de la TVH débutant le 1er janvier 2017.
Source : Analyse par le BRF de l'information présentée par la province.

9 Les répercussions du Plan pour des frais d'électricité équitables pour les payeurs de tarifs sont discutées dans l'Analyse du BDRF, *ibid* à 3-5.
10 Analyse du BDRF, *ibid* à 4.
11 Les répercussions du Plan pour des frais d'électricité équitables sur les finances de la province sont discutées dans l'Analyse du BDRF, *ibid* à 6-7.

différence entre les avantages pour les payeurs de tarifs et les coûts pour la province[12].

L'Analyse du BDRF comprend une mise en garde indiquant que les coûts du Plan pour des frais d'électricité équitables peuvent être plus élevés que les prévisions[13]. Cela pourrait arriver si les taux d'intérêt sont plus élevés que prévu (augmentation des coûts de refinancement du RA), ou si le gouvernement doit emprunter (et engager des frais d'intérêt) pour remplacer les recettes délaissées en retirant la TVH des factures d'électricité. Si ces situations surviennent, les coûts nets du Plan pour des frais d'électricité équitables seront plus élevés.

Une section de l'Analyse du BDRF aborde les répercussions potentielles du Plan pour des frais d'électricité équitables sur la dette de la province[14]. L'Analyse du BDRF note que bien que le plan mette en cause une structure comptable compliquée, qui fera augmenter la dette publique brute, le gouvernement entend créer un actif règlementaire (en espérant récupérer de l'argent des payeurs de tarifs) pour compenser les emprunts qui peuvent s'accumuler afin de protéger la dette nette de la province contre des répercussions défavorables. Le BDRF a répondu à cet aspect du Plan pour des frais d'électricité équitables en indiquant que « le BDRF recommande que les députés à l'Assemblée législative de l'Ontario (députés) obtiennent l'assurance du Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario (BVGO) que le traitement comptable proposé par le gouvernement provincial n'aura pas de répercussions sur l'excédent ou le déficit budgétaire de la province, ni sur sa dette nette ».

Le même jour que la publication de l'Analyse du BDRF, la vérificatrice générale de l'Ontario (Bonnie Lysyk) s'est présentée devant le Comité permanent de la justice, lequel examinait le projet de loi d'alors de la *Loi de 2017 sur le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables*[15]. En se fondant sur un cas historique de 2000 (également dans le secteur de l'électricité), la vérificatrice générale était en désaccord avec le plan du gouvernement de convertir la récupération des tarifs différée en actif règlementaire. La vérificatrice générale a conclu que « [Traduction] les emprunts sont des dettes; les revenus non gagnés ne sont pas un actif aujourd'hui; et lorsque vos dépenses dépassent vos revenus, vous faites un déficit ». À ce jour, le gouvernement n'a pas répondu aux commentaires de la vérificatrice générale. ■

12 Analyse du BDRF, *ibid* à 9.
13 Analyse du BDRF, *ibid* à 7.
14 Analyse du BDRF, *ibid* à 8.
15 Assemblée législative de l'Ontario, *Documents du comité : Comité permanent de la justice*, 24 mai 2017, comprenant le témoignage de Mme Lysyk, en ligne : <http://www.ontla.on.ca/web/committee-proceedingscommittee_transcripts_details.do?locale=en&Date=2017-05-24&ParlCommID=9000&DocumentID=32287#P400_83203>.

LA *LOI DE 2017 SUR LE PLAN ONTARIEN POUR DES FRAIS D'ÉLECTRICITÉ* ÉQUITABLES BOULEVERSE LES FINANCES ET L'ADMINISTRATION DES TARIFS

*Tom Adams**

La nouvelle Loi de 2017 sur le *Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables*[1] (LPOFEE), qui a reçu la sanction royale le 1er juin 2017, bouleverse la manière dont la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) surveille les tarifs payés par les foyers, les petites entreprises et les consommateurs agricoles. De plus, elle restructure l'architecture financière du réseau électrique de l'Ontario tout en amalgamant encore plus que jamais les intérêts des contribuables et des usagers d'électricité et en laissant des questions en suspens en ce qui concerne la manière dont le report massif des coûts qu'elle crée sera récupéré.

Réformes sur l'établissement des tarifs

En vertu des articles 7 et 8 de la nouvelle loi, les tarifs résidentiels pour la portion du produit de la facture doivent toujours être transmis par la CEO aux entreprises de distribution locales (EDL), aux fournisseurs de sous-compteurs et au public; ces mêmes articles de la LPOFEE retirent à la CEO toute discrétion en ce qui a trait aux tarifs et coupent toute relation entre les coûts et les tarifs. Au lieu, les niveaux de tarif global payés par les foyers seront maintenant ceux que le ministre croit appropriés (voir l'annexe I).

L'article 11 de la loi donne encore plus de pouvoir au ministre en lui permettant d'établir les tarifs jusqu'à une date indéterminée, sans toutefois éclaircir le processus que le ministre devra suivre pour prendre de telles décisions (voir l'annexe I).

La LPOFEE remplace aussi le processus administratif habituel pour l'établissement des tarifs centré sur les ordonnances de la Commission. Au lieu, en vertu de l'article 44 de la LPOFEE, les EDL et les fournisseurs de sous-compteurs doivent se conformer aux nouveaux tarifs du POFEE comme condition pour l'obtention d'un permis.

Rien dans la LPOFEE ne change la compétence de la Commission en ce qui a trait aux tarifs pour les lignes de transmission et de distribution. Toutefois, étant donné que la hausse du tarif de facturation global des petits consommateurs est fixée en fonction de l'inflation, si les tarifs de transmission et de distribution augmentent plus rapidement que l'inflation, l'effet financier aura comme conséquence de transférer encore plus le coût du produit dans le compte de

* Tom Adams est conseiller indépendant du secteur de l'énergie et de l'environnement et un chercheur axé sur les préoccupations des consommateurs en matière d'énergie, particulièrement dans l'Est du Canada. Il a travaillé pour plusieurs organisations environnementales et il a siégé au conseil d'administration de la Société d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario et à celui du Centre d'excellence de l'Ontario pour l'énergie. Il est commentateur dans les médias et chroniqueur invité dans les journaux. Il a publié des articles révisés par des pairs dans plusieurs domaines. Il a témoigné à titre d'expert devant de nombreux comités législatifs et règlementaires au Canada.

1 *Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables (Loi de 2017 sur le)*, LO 2017, c 16, Annexe 1.

report du POFEE que ce qui était prévu. Les changements au tarif de transmission et de distribution n'auront pas d'effet immédiat sur les tarifs de facturation pour les petits consommateurs, même si ces frais de câblage demeurent un intérêt plus important pour les plus gros clients que le seuil des tarifs du POFEE.

Nouvelle architecture financière

Le lien historique entre les coûts et les tarifs, un lien qui était central dans la conception du réseau électrique de l'Ontario de manière continue depuis les tout débuts d'Hydro Ontario et uniquement interrompu brièvement durant le gel de tarifs d'Ernie Eves appliqué en 2003 et au début de 2004, n'est plus.

Comme il est précisé dans la LPOFEE, le total final des tarifs de la plupart des clients résidentiels est indexé selon les tarifs totaux qui auraient été facturés par Toronto Hydro le 1er mai 2017 si les ajustements du tarif du produit liés au POFEE n'avaient pas été apportés. Le niveau global des tarifs au cours de la première année du POFEE est déterminé par l'exigence d'une coupure initiale de 25%, qui sera ajustée dans les années à venir en fonction des augmentations par rapport au taux d'inflation annuel[2].

Selon l'analyse du Bureau du directeur de la responsabilité financière (BDRF) de l'Ontario, l'échelle de l'écart entre les coûts et les tarifs, en laissant de côté les réductions de tarif obtenues par le transfert des coûts des usagers aux contribuables, est de 2,6 milliards de dollars par année pour les quatre premières années du Plan[3].

L'écart créé par le POFEE entre les coûts et les tarifs est composé en empruntant soit à l'Ontario Power Generation (OPG), soit par un autre « gestionnaire de services financiers » qui reste à être nommé par le gouvernement.

Exposition des contribuables

Le POFEE marque un amalgame sans précédent des intérêts des contribuables et des usagers. Il augmente les montants compensatoires dans le cadre du Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (POAFE) ciblant les consommateurs à faible revenu et il déplace la responsabilité du financement des usagers vers les contribuables, mais il laisse à la CEO la responsabilité d'administrer ce programme social additionnel lié à l'électricité.

Le POFEE déplace également la majeure partie de la responsabilité du financement pour le Programme de protection des tarifs d'électricité dans les régions rurales et éloignées (PPTERR) des usagers vers les contribuables et il établit deux nouveaux programmes financés par les contribuables : un programme de protection contre les frais de distribution (PPCFD) pour les consommateurs résidentiels protégés contre les frais de distribution et le Crédit de livraison pour les Premières Nations se trouvant dans une réserve qui rembourse 100% des frais de livraison des consommateurs sur les réserves.

L'impact combiné de ces programmes se traduira par un coût annuel pour les contribuables de 1,8 milliard par année selon le BDRF[4].

Notamment, une des conséquences est que les revenus de distribution en Ontario d'Hydro One viendront maintenant des contribuables plutôt que des usagers.

Récupération future du manque à gagner

Plus longtemps que le POFEE reste en place, plus importants seront les défis financiers pour les contribuables et les usagers futurs. Lorsqu'il sera temps d'effacer le compte reporté créé par le POFEE, le gouvernement en place à ce moment aura très peu d'options.

Les coûts de récupération du POFEE arriveront alors que les usagers et les contribuables en auront déjà plein les mains avec l'exigence de produire un revenu massif. Taxer l'électricité pour récupérer le coût se traduirait par un choc tarifaire, risquant de pousser les clients à contourner le problème à l'aide de la génération autonome et de créer une érosion de la demande.

La Loi comprend des mesures liées à la phase

2 *Ibid*, art 7.
3 Bureau du directeur de la responsabilité financière, *Analyse des retombées financières du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables*, Toronto, FAO, 2017.
4 *Ibid.*

de récupération des coûts éventuels du plan. Deux clauses séparées de la Loi comprennent des interdictions qui empêchent les clients de contourner la situation, c.-à-d. évitant le remboursement en utilisant des sources d'électricité autres que celles provenant du réseau. Bien que la Loi ne précise pas les types de clients à cibler pour la récupération des coûts, on peut présumer qu'étant donné que seul un petit volume de consommateurs profitera du POFEE, il serait inapproprié de repasser la récupération de coûts à d'autres classes. Étant donné que dans l'environnement d'aujourd'hui le contournement est normalement associé à de grands utilisateurs, il semble que les rédacteurs de la Loi ont pensé à passer la récupération de certains coûts reportés aux grands utilisateurs ou à des changements technologiques qui pourraient un jour faire en sorte que l'alimentation fournie par la maison devienne une option réaliste et, par conséquent, qu'elle menace la récupération des coûts reportés des petits consommateurs.

Le POFEE signale un changement de l'orientation politique en ce qui a trait au contournement. Les programmes de conservation actuels présentent des mesures pour passer les coûts et des mesures incitatives sous forme de subventions directes pour les consommateurs industriels pour installer une production autonome. De nombreux efforts en matière de politique au cours des dernières années ont été dirigés vers la production décentralisée, y compris les compteurs et les réseaux intelligents.

Une autre complication potentielle pour la récupération future des coûts reportés est que certains de ces derniers semblent être apparus sans une fondation juridique solide. Durant la période qui précède immédiatement le régime de la LPOFEE, l'initiative concernant les tarifs mise en place par le gouvernement est en conflit direct avec les lois et la règlementation en vigueur[5], mais la CEO l'a tout de même mise en œuvre. Nonobstant les exigences qui prévalent, le tarif de la Grille tarifaire règlementée (GTR) pour mai 2017 a permis de récupérer moins que la moitié du coût de production de l'électricité.

Dans une lettre du 10 avril, le ministre semble avoir été encouragé par la CEO à ajuster vers le bas la GTR en prévision de la LPOFEE, mais n'a pas ordonné à la CEO de le faire :

> [Traduction] Ces détails proposés sont établis pour la CEO en ce moment afin qu'ils soient examinés comme intrants dans l'examen de la CEO sur les prix de la Grille tarifaire règlementée (GTR) pour le 1er mai 2017, car la CEO pense que cela est approprié et en ligne avec ces activités normales de prévision[6].

Dans une déclaration publique concernant l'annonce de la réduction de tarifs de la GTR faite le 20 avril par la CEO, le ministre de l'Énergie Glenn Thibeault a félicité l'organisme d'agir en fonction d'une « loi qui, si elle est adoptée, fournira aux Ontariens un véritable allègement et renforcera l'équité dans notre système d'électricité »[7].

Le Règlement de l'Ontario 206/17 en vertu de la LPOFEE contient à l'article 16 une disposition visant à créer une occasion de récupérer le manque à gagner de la SIERE causé par l'ordonnance de la GTR de la CEO pour le 1er mai 2017. Le règlement permet à la SIERE de récupérer :

> [Traduction] Tout solde inscrit dans le compte d'écart des comptes d'écart établis et maintenus en vertu du paragraphe 25.335(5) de la *Loi sur l'électricité de 1998* et les coûts additionnels en lien avec les

5 Avant la LPOFEE, loi en vigueur à ce moment, comme le reflète le paragraphe 79.16 de la *Loi sur la Commission d'énergie de l'Ontario de 1998*, LO 1998, c 15, annexe B et O Reg 95/05, et comme il est énoncé dans le Code sur le service d'approvisionnement standard, le manuel de la Grille tarifaire règlementée (GTR) et le Code de règlement au détail de la CEO exigent que la CEO établisse la portion liée au produit des tarifs d'électricité des foyers afin de récupérer le coût complet de l'électricité dans le cadre de ce qu'elle appelle la Grille tarifaire règlementée.

6 Lettre du ministre de l'Énergie Glenn Thibeault à la présidente de la CEO, Rosemarie Leclair (10 avril), en ligne : <https://www.oeb.ca/newsroom/2017/fair-hydro-act-2017>.

7 Ministre de l'Énergie de l'Ontario, communiqué de presse, « Déclaration du ministre de l'Énergie sur l'annonce des tarifs d'électricité sous le régime de la grille tarifaire règlementée de la Commission de l'énergie de l'Ontario » (20 avril 2017), en ligne : <https://news.ontario.ca/mei/fr/2017/04/declaration-du-ministre-de-lenergie-sur-lannonce-des-tarifs-delectricite-sous-le-regime-de-la-grille.html>.

soldes[8].

Bien qu'il semble qu'aucune plainte n'ait été formulée sur la facturation illégale par rapport aux frais de mai 2017, une question demeure en suspens sur la légitimité de frais éventuels requis pour récupérer les soldes de compte reportés durant cette période, même s'il est possible que les dispositions de rétroactivité puissent être contestées.

Conclusion

La LPOFEE résulte d'un contexte politique et stratégique d'une intervention gouvernementale accrue dans le secteur et d'un pouvoir réduit de l'organisme. Du point de vue des consommateurs de petit volume, les tarifs finaux sont maintenant déterminés par le ministre et les processus de la CEO viennent au second plan.

Ils sont maintenant loin les jours où la politique de l'Ontario consistait à faire payer aux consommateurs ce que l'ancien ministre de l'Énergie Dwight Duncan avait déjà appelé le « prix réel de l'électricité » basé sur une répartition transparente de tout ce qui composait les frais facturés.

Bien que l'insolvabilité d'Ontario Hydro était gérée sans le financement des contribuables, le passage à une électricité financée par les contribuables déjà commencé avec le POFEE peut devenir un fardeau bien plus lourd pour les budgets provinciaux futurs. Seul le temps le dira, mais un amalgame accru des intérêts des usagers et des contribuables peut mener à une intervention politique plus importante dans la prise de décision en lien avec le réseau électrique de l'Ontario que ce ne l'est aujourd'hui.

Maintenant, le coût global de l'électricité pour les foyers, les petites entreprises et les exploitations agricoles est déterminé par un décret ministériel sans aucun processus public défini et sous le prix coûtant, mais avec le problème de trouver comment le principal et les coûts d'intérêt sont maintenant disposés ou laissés de côté pour être déterminés plus tard.

ANNEXE I

Voici les sections où la nouvelle compétence du ministre lui permettant d'établir le tarif de facturation global pour des clients précis est créée :

Consommateurs aux tarifs réglementés : premiers ajustements

7 (1) Malgré l'alinéa 79.16 (1) b) de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario,* les tarifs d'électricité payables par les consommateurs aux tarifs réglementés pour la période qui commence le 1er juillet 2017 et se termine le 30 avril 2018 sont les tarifs établis par la Commission en application du présent article et conformément aux règlements.

Autres consommateurs déterminés : premiers ajustements

8 (1) Pour la période qui commence le 1er juillet 2017 et se termine le 30 avril 2018, les ajustements effectués en application de l'article 25.33 de la *Loi de 1998 sur l'électricité* sont, pour les consommateurs déterminés qui ne sont pas des consommateurs aux tarifs réglementés, rajustés de nouveau par les vendeurs d'électricité conformément aux règlements, sous réserve des décisions prises par la Commission conformément aux règlements.

Règlements

(2) Les règlements peuvent prévoir des ajustements différents à effectuer pour des catégories prescrites de consommateurs déterminés qui ne sont pas des consommateurs aux tarifs réglementés, ou prévoir les méthodes d'établissement de ces ajustements.

Ajustements subséquents

11 (1) Malgré l'alinéa 79.16 (1) b) de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et sous réserve du paragraphe (2), le lieutenant-gouverneur en conseil peut prescrire les méthodes que doit appliquer la Commission après le 30 avril 2018 pour décider de ce qui suit :

a) les tarifs d'électricité des consommateurs aux tarifs réglementés;

b) les nouveaux ajustements que les vendeurs d'électricité doivent appliquer, conformément aux règlements et aux décisions de la Commission, aux

8 O Reg 206/17, art 16.

ajustements effectués en application de l'article 25.33 de la *Loi de 1998 sur l'électricité* à l'égard des consommateurs déterminés qui ne sont pas des consommateurs aux tarifs réglementés.

Règlements

(2) Le lieutenant-gouverneur en conseil doit tenir compte de ce qui suit lorsqu'il prend des règlements :

1. Les objets de la présente loi.

2. Les coûts de l'énergie propre pris en charge par les consommateurs déterminés au fil du temps.

3. Les autres questions prescrites.

(3) Les règlements peuvent prescrire :

c) des méthodes différentes selon les catégories prescrites de consommateurs déterminés et selon les périodes;

d) des rajustements différents à appliquer à l'égard de catégories prescrites de consommateurs déterminés qui ne sont pas des consommateurs aux tarifs réglementés et des rajustements différents selon les périodes. ■

MODIFICATIONS CONTESTÉES EN MATIÈRE DE ZONE DE SERVICE : LA BATAILLE POUR DE NOUVEAUX CLIENTS D'ÉLECTRICITÉ

John Vellone et Jessica-Ann Buchta***

Le 21 juin 2016, E.L.K. Energy Inc. (« ELK ») a déposé une demande de modification de zone de service en vertu de l'article 74 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*[1], en vue de modifier sa zone de service indiquée dans son permis de distribution de l'électricité ED-2003-0015 afin d'intégrer, notamment, les terres associées à un développement commercial proposé par Sellick Equipment Limited (le « client ») situé dans la zone de service autorisée d'Hydro One Networks Inc. (« HONI ») (la « demande »).[2]

La demande a été contestée par HONI, qui a remis en question un grand nombre de faits soulevés par ELK en appui à la demande.

La CEO a approuvé la demande d'élargir sa zone de service autorisée pour assurer des services de distribution d'électricité au client dans sa décision et ordonnance datée du 27 avril 2017 (la « décision »). [3]

Bien que la demande porte sur la modification de zone de service d'un seul client, la décision décrit comment la CEO étudiera les demandes semblables et les critères qu'elle examinera pour prendre sa décision.

Principes énoncés dans la RP-2003-0044

Dans sa décision motivée dans la procédure jumelée liée aux modifications de service RP-2003-0044 (la « procédure jumelée »)[4], la CEO a examiné les principes directeurs visant à évaluer différents types de modifications de zone de service. Pour ce qui est de modifications de zone de service à la ligne de démarcation entre des entreprises de distribution contiguës, la CEO a déclaré :

> *La Commission estime que les modifications concernant des entreprises de distribution contiguës, mais qui sont contestées par le distributeur en place, pourraient être d'intérêt public lorsque la modification donne lieu à l'utilisation la plus efficace de l'infrastructure de distribution existante, et ce, à un coût différentiel moins élevé en matière de branchement pour le client ou le groupe de clients.*[5]

---

*John Vellone est un associé du bureau de Toronto de Borden Ladner Gervais LLP et membre des groupes des marchés de l'électricité et des TI. M. Vellone représentait E.L.K. Energy Inc. dans la procédure de modification de zone de service.

**Jessica-Ann Buchta est une associée de Borden Ladner Gervais LLP dans le groupe des marchés de l'électricité, et pratique le droit corporatif/commercial et règlementaire, notamment en ce qui a trait à la loi sur l'énergie et aux questions relatives au secteur de l'électricité.

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

2 ELK Energy Inc, *Application to amend licensed service area in Schedule 1 of electricity distribution licence* ED-2003-0015, EB-2016-0155 (21 juin 2016).

3 Commission de l'énergie de l'Ontario, *Decision and Order,* EB-2016-0155 (27 avril 2017).

4 Commission de l'énergie de l'Ontario, *Decision with Reasons*, RP-2003-0044 (27 février 2004).

5 *Ibid* au para 197.

La CEO a soutenu que les demandes de modifications de zone de service devraient se conformer aux cinq principes suivants, les trois derniers s'appliquant à des sociétés de distribution contigües, comme c'était le cas dans la demande :

1. Les zones de service se chevauchant ne seront habituellement pas dans l'intérêt du public. Les demandeurs de modifications de zone de service qui proposent le chevauchement devraient démontrer clairement dans cette cause en particulier, que les avantages du chevauchement l'emportent sur les inconvénients.

2. Les nouvelles zones de service intégrées ne seront habituellement pas dans l'intérêt du public. Les demandeurs de modifications de zone de service qui proposent l'intégration devraient démontrer clairement que dans cette cause en particulier, les avantages de l'intégration l'emportent sur les inconvénients.

3. Les modifications de zone de service à la ligne de démarcation des distributeurs contigus peuvent être dans l'intérêt du public. Les demandeurs devraient présenter en preuve que la modification proposée est dans l'intérêt du public, tient compte de l'efficacité énergétique, des répercussions sur les distributeurs concernés et leurs clients, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de la zone de modification, de l'atténuation de ces répercussions et de la préférence du client.

4. Les demandeurs de modifications de zone de service sont encouragés à obtenir le consentement de toutes les parties touchées avant de déposer la demande. Les demandes de consentement seront traitées dans les meilleurs délais et les preuves requises seront moins nombreuses que dans le cas de demandes d'opposition.

5. L'efficacité économique est un élément essentiel à prendre en considération à l'évaluation d'une demande de modifications de zone de service. Tous les demandeurs devraient aborder la question des répercussions de la modification proposée sur l'efficacité économique.[6]

Dans les demandes contestées, la responsabilité revient au demandeur de démontrer que la modification est dans l'intérêt du public.[7]

> *Parallèlement, la Commission s'attend à ce que les distributeurs en place prennent dûment considération du réalignement rationnel et efficace de la zone de service, même si cela donne lieu à la perte de territoires. On ne devrait pas s'opposer aux modifications lorsque le promoteur est sans équivoque le fournisseur de services le plus efficace pour le client en question. Les distributeurs touchés par la proposition d'une modification devraient évaluer une proposition à la lumière des principes de cette décision et répondre dans un délai raisonnable.* [8]

La CEO a donné l'exemple où l'on décourage la création de nouveaux points d'approvisionnement pour faciliter la distribution de l'électricité à un client existant ou nouveau par un distributeur en place, lorsqu'un distributeur contigu peut offrir le même service de distribution plus efficacement. Dans ces circonstances, une modification de zone de service pourrait faciliter l'utilisation plus efficace de l'infrastructure existante et éviter d'imposer au client les coûts supplémentaires de mesurage.

Préférence des clients c. coût-efficacité

Dans sa décision RP-2003-0044, la CEO a indiqué que son devoir est de protéger les intérêts des consommateurs et que l'intérêt de tout participant d'un marché particulier doit céder aux exigences du système lorsque ces intérêts entrent en conflit.

> *La Commission ayant indiqué ailleurs dans cette décision qu'elle*

6 *Supra* note 3 aux paras 204-208.
7 *Ibid* aux paras 198-199.
8 *Ibid* au para 200.

> *n'appuie généralement pas le fait d'encourager la concurrence sur le plan de la distribution, elle favorisera, à l'étude des modifications de zone de service, les demandes démontrant qu'une proposition de branchement représente l'utilisation la plus économiquement efficace des ressources existantes au sein du système de distribution.*[9]

Pour ce qui est de la valeur attribuée aux divers principes mentionnés ci-dessus, la CEO a soutenu que bien qu'on doive accorder de l'importance à l'efficacité économique, la préférence du client n'est généralement pas un facteur prédominant dans le processus décisionnel :

> *… la Commission estime que la préférence du client est importante, mais ne constitue pas un facteur prédominant lorsqu'on évalue le bien-fondé d'une demande de modifications de zone de service. Le choix du client peut devenir un facteur déterminant lorsque les offres concurrentielles proposées au client sont comparables sur le plan de l'efficacité économique, de la planification des systèmes et de la sécurité et la fiabilité, sont manifestement neutres en termes d'impact des coûts sur les clients du distributeur en place et du demandeur, et dans le cas où les questions de câblage sont abordées.*[10]
>
> *[…]*
>
> *… la Commission estime qu'il faut accorder une attention toute particulière à l'efficacité économique lorsqu'on évalue une demande de modification d'une zone de service. Si le demandeur ne démontre pas comme il se doit l'efficacité économique d'une demande de modification d'une zone de service, la Commission aurait généralement suffisamment de raisons pour rejeter la demande.*[11]

La décision concernant ELK

La CEO a approuvé la demande d'ELK pour élargir son territoire de service autorisé.

Dans sa décision, la CEO a utilisé les principes qu'elle a énoncés dans la procédure jumelée pour guider son processus de prise de décision, se concentrant sur les quatre facteurs suivants pour prendre sa décision :

1. l'infrastructure de distribution requise pour desservir la nouvelle charge;
2. la sécurité, la qualité du service et la fiabilité ;
3. l'efficacité économique;
4. la préférence des clients.

Lorsqu'elle a rendu sa décision, la CEO a soutenu que « l'efficacité économique » est un facteur clé à tenir compte dans le cas d'une demande de modification de zone de service.[12] Par ailleurs, à la suite de la valeur qui a été attribuée à la préférence du consommateur dans la procédure jumelée, la CEO a indiqué que « bien que la CEO a indiqué qu'on avait tenu compte de la préférence du client, elle ne constituait pas un facteur décisif pour accorder la modification d'une zone de service. »[13]

Bien que la CEO n'ait pas discuté quantitativement du facteur de pondération qu'elle a assigné à chaque critère, la CEO a déterminé que les répercussions sur (1) l'infrastructure de distribution requise pour desservir la nouvelle charge et (2) la sécurité, la qualité du service et sa fiabilité avaient peu ou pas d'incidence sur le fait qu'ELK ou HONI soit le fournisseur du client.

La CEO a déterminé que bien qu'ELK et HONI étaient bien situés pour fournir

9 *Ibid* au para 229.
10 *Ibid* au para 233.
11 *Ibid* au para 249.
12 *Supra* note 2 à 8.
13 *Ibid* à 18.

l'infrastructure de distribution pour servir le client, ELK avait un léger avantage, à savoir l'emplacement de son poteau. D'autres ressources d'infrastructure de distribution et coûts supplémentaires associés à l'un ou l'autre des distributeurs desservant le client et les coûts liés à l'exploitation, à l'entretien, à l'inspection, à la réparation et au remplacement des services fournis pour brancher le client au réseau du distributeur étaient considérés comme étant minimes dans le cas des deux distributeurs.[14] Pour ce qui est des considérations portant sur la sécurité, la qualité du service et sa fiabilité, la CEO a déterminé que la différence entre ELK et HONI n'était pas importante et que, sur le côté pratique, il est fort probable que toutes les parties adopteront la modification de zone de service et toute confusion ou tout coût supplémentaire seraient minimes et ne constitueraient pas un facteur à long terme.[15]

La décision d'approuver la modification du permis revenait à (3) ELK prouvant qu'il était le fournisseur le plus économiquement efficace pour le client et (4) le client préférant avoir ELK comme service de distribution d'électricité. Tout particulièrement, la CEO a déterminé qu'ELK subirait une perte de revenus si HONI devenait le fournisseur plutôt qu'ELK et la clientèle d'ELK serait ainsi mieux desservie si ELK offrait son service au client.

Au cours de l'audience, la CEO a entrepris un examen comparatif des points en litige suivants entre ELK et HONI en tant que fournisseurs de service : (i) coûts entiers de branchement; (ii) frais de distribution intégrée imposés au client; et (iii) perte de revenus et conséquences pour les autres clients de HONI et ELK. La CEO a conclu que (i) le coût d'ELK pour brancher le client était inférieur que celui de HONI, et que les coûts pour déplacer le poteau ne devraient pas être imposés au client ni tenus compte dans l'évaluation de l'efficacité économique; (ii) les frais de distribution intégrée imposés au client ne seraient pas sensiblement différents si ELK ou HONI devenait le fournisseur de service; et (iii) pour ce qui est des conséquences sur le tarif client, ELK serait le distributeur privilégié pour servir le client.[16] Bien qu'il ne soit pas été contesté par HONI que le client préférait ELK en tant que fournisseur de service de distribution d'électricité, la CEO maintenait que ce critère n'était pas un facteur décisif pour accorder la modification de zone de service. [17]

Conclusion

La décision concernant ELK démontre comment la CEO évalue les modifications de zone de service, en s'attardant aux critères mentionnés par la CEO dans la procédure jumelée. La décision, rendue presque un an à la suite du dépôt de la demande, démontre la nécessité d'équilibrer la prise de décision judicieuse en matière de règlementation et le besoin d'inclure des principes de diligence et d'opportunité pour ce qui est des requêtes de modifications de zone de service. Bien que la CEO ait souligné l'importance des critères de décision ayant un lien entre eux, il demeure qu'il faut assurer une évaluation quantitative des facteurs cernés. ■

14 *Ibid* aux pp 6-7.
15 *Ibid* à 8.
16 *Ibid* à 8-17.
17 *Ibid* à 18.

COMPTE RENDU SUR L'ESSOR DU GAZ NATUREL EN ONTARIO

John Vellone et Jessica-Ann Buchta***

La Municipalité d'Arran-Elderslie, la Municipalité de Kincardine et le Canton de Huron-Kinloss (collectivement « South Bruce ») ont mené en mars 2015 un processus de demande d'information (DI) concurrentiel pour prospecter le marché en vue de trouver de possibles fournisseurs de services de distribution de gaz naturel. Après avoir reçu les propositions d'un certain nombre de répondants (des États-Unis et du Canada), South Bruce a choisi EPCOR comme soumissionnaire préféré et a conclu des ententes de franchise avec celui-ci le 22 février 2016.

EPCOR a déposé des demandes auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO ») le 24 mars 2016 en vertu des sections 8 et 9 de la *Loi sur les concessions municipales*[1] (la « *Loi »)* afin d'obtenir l'approbation de ces ententes de franchise et d'obtenir le *certificat d'intérêt public et de nécessité («* CIPN ») pour Southern Bruce (les « demandes d'EPCOR »).

Au cours de la période intérimaire, la CEO a amorcé une procédure générique le 20 janvier 2016 pour examiner les possibilités d'essor du gaz naturel dans la province et établir un cadre commun pour l'expansion des services de gaz naturel dans les communautés de l'Ontario non desservies en ce moment en gaz naturel (EB-2016-0004) (la « procédure générique »). Étant donné que les demandes d'EPCOR concernaient l'expansion du service de gaz naturel dans de nouveaux secteurs, elles ont été mises en suspens en attente des conclusions de la procédure générique. À la suite de l'instance du 5 au 13 mai 2016, la CEO a fait connaître sa décision avec motifs (la « décision d'expansion ») sur l'essor du gaz naturel le 17 novembre 2016[2].

Dans sa décision d'expansion, la CEO a déterminé que le cadre existant en vertu duquel les services publics sont tenus de facturer les clients étant dans la même classe de tarification (parfois appelée « tarifs timbre-poste ») était l'un des principaux obstacles à l'essor du gaz naturel. La CEO a donc décidé de permettre aux services publics de facturer des tarifs « autonomes » aux nouvelles communautés d'expansion, plutôt que d'exiger une contribution en capital onéreuse aux municipalités touchées. En outre, elle a rejeté les demandes de diverses parties pour subventionner le développement de l'infrastructure de gaz naturel dans les nouvelles communautés en demandant que les contribuables existants assument une partie des coûts[3].

Le 5 janvier 2017, la CEO a rendu une première ordonnance de procédure dans l'affaire EB-2016-0137/EB-2016-0138/EB-

---

* John Vellone est un partenaire du bureau de Toronto de Borden Ladner Gervais S.E.N.C.R.L., S.R.L. et il est un membre du groupe Marchés de l'électricité et du groupe des TI. M. Vellone a représenté les municpalités de South Bruce au cours de la procédure d'expansion du gaz naturel.

** Jessica-Ann Buchta est une associée chez Borden Ladner Gervais S.E.N.C.R.L., S.R.L. du groupe Marchés de l'électricité, qui pratique le droit des affaires et le droit des sociétés avec un accent sur la loi sur l'énergie et les questions touchant le secteur de l'électricité. Les opinions et les points de vue exprimés dans le présent article sont ceux des auteurs et ne reflètent pas nécessairement la politique officielle ou la position d'un client, d'une municipalité, d'un gouvernement ou d'une agence.

1 *Loi sur les concessions municipales,* LRO 1990, c M.55.

2 Commission de l'énergie de l'Ontario, Décision avec motifs, *Ontario Energy Board Generic Proceeding on Community Expansion,* EB-2016-0004, (17 novembre 2016).

3 Pour un aperçu plus détaillé de la décision d'expansion, consulter : John Vellone & Jessica-Ann Buchta, « La décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario introduit l'appel d'offres concurrentiel pour les franchises de gaz naturel » (2015) 5:1 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 49.

2016-0139 (la « procédure d'EPCOR), dans laquelle la CEO cherchait à savoir si d'autres parties de la procédure générique, comme définie et discutée ci-dessous, souhaitaient desservir ces régions visées par les demandes d'EPCOR. Union Gas Limited (« Union ») a avisé la CEO de son intérêt à desservir ces régions. Dans sa deuxième ordonnance pour la procédure d'EPCOR, la CEO a déterminé qu'elle entendrait les demandes pour desservir South Bruce dans deux phases : premièrement, la CEO recevrait les soumissions concernant les questions préliminaires de seuil liées aux critères ainsi que les exigences en matière de dépôt des propositions d'approvisionnement et de tarifs qu'elle s'attend à demander à EPCOR et à Union (« Phase 1 »); ensuite, elle entendrait les propositions concurrentes devant être déposées par EPCOR et Union lors d'une procédure orale (« Phase 2 »)[4].

Demandes d'EPCOR : Répercussions de l'ordonnance de procédure nº 6

La CEO a publié le 27 juin 2017 sa décision partielle sur la liste des questions en litige de l'ordonnance de procédure nº 6 concernant la procédure d'EPCOR (« OP nº 6 »)[5], dans laquelle la CEO a déterminé que le pouvoir final d'approbation des franchises de gaz et de CIPN reposait entre ses mains et que les dispositions de la *Loi* ne permettaient pas à une municipalité de faire des réserves pour préparer la construction ou l'exploitation d'une infrastructure de gaz naturel sans l'approbation expresse de la CEO. En outre, la CEO a maintenu que la préférence municipale, même s'il s'agit d'un facteur dans la sélection par la CEO d'un distributeur de gaz pour servir une municipalité donnée, ne peut pas représenter le seul facteur déterminant ou limiter le pouvoir de la CEO de déterminer les modalités de la mise en place et de l'exploitation d'une infrastructure de gaz naturel en Ontario.

Dans son OP nº 6, la CEO a également déterminé dans le cadre de la procédure d'EPCOR qu'il était approprié de délivrer le CIPN, sur une base conditionnelle et soumise à l'acceptation financière et technique subséquente, au soumissionnaire qui « [Traduction] faisait la démonstration qu'il avait l'exigence de revenus globale la plus basse pour fournir un service de distribution identifié dans des municipalités cherchant à obtenir ce service »[6].

La CEO a cité la discipline liée au contrôle des coûts et la recherche d'efficacités dans l'expansion et l'exploitation du système comme premier bénéfice de l'introduction de la concurrence cernée dans la décision d'expansion :

> *[Traduction] Toutes les autres questions liées à l'affectation des coûts, à la conception des tarifs et à la gestion générale du service public sont des préoccupations courantes de la CEO, lesquelles sont gérées comme c'est le cas pour toutes les autres entités règlementées. Par conséquent, il est possible de limiter les critères de sélection à une comparaison des revenus nécessaires pour un service déterminé précis*[7].

Ce n'est pas la première fois que la CEO s'engage dans une comparaison des coûts de deux services publics pour desservir un nouveau marché.

Dans sa décision avec motifs dans le cadre de la procédure sur les modifications d'un service combiné RP-2003-0044 (la « procédure combinée »), la CEO a examiné les principes directeurs de l'évaluation des modifications de secteur de service pour un permis de distributeur d'électricité[8].

La CEO a mentionné que les demandeurs devaient présenter une preuve démontrant l'intérêt du public pour la modification proposée, abordant l'efficacité économique, les répercussions sur les distributeurs mis en cause et leurs consommateurs, tant à l'intérieur et à l'extérieur de l'enjeu de la modification; la manière d'atténuer ces répercussions et la préférence des consommateurs. Suivant la méthode établie dans l'OP nº 6, l'efficacité

---

4 Commission de l'énergie de l'Ontario, Ordonnance de procédure nº 2, *South Bruce Expansion Applications*, EB-2016-0137/EB-2016-0138/EB-2016-0139 (3 mars 2017).
5 Commission de l'énergie de l'Ontario, Liste de questions en litige et Ordonnance de procédure nº 6, *South Bruce Expansion Applications,* EB-2016-0137/EB-2016-0138/EB-2016-0139 (27 juin 2017).
6 *Ibid* à 3.
7 *Supra* note 5 à 3.
8 CEO, *Décision avec motifs*, RP-2003-0044 (27 février 2004).

économique a été cernée comme le premier point à examiner lors de l'évaluation d'une demande de modification de secteur de service d'électricité[9].

Jusqu'à maintenant, relativement à la pondération attribuée à ces critères, la CEO a déterminé lors de la procédure combinée ce qui suit :

> *[Traduction]… la Commission est arrivée à la conclusion que la préférence des consommateurs est un point à examiner important, mais non primordial, lors de l'évaluation des mérites d'une demande de modification d'un secteur de service. Le choix des consommateurs peut devenir un facteur déterminant lorsque des offres concurrentes leur étant présentées sont comparables en ce qui a trait à l'efficacité économique; à la planification, à la sécurité et à la fiabilité du système, et que la démonstration est faite qu'elles sont neutres quant aux répercussions sur le prix pour les consommateurs du distributeur présentant la demande et le titulaire, et lorsque les préoccupations sont abordées*[10].
>
> « [Traduction]
>
> *… la Commission a conclu qu'une pondération importante doit être accordée à l'efficacité économique lors de l'évaluation d'une demande de modification de secteur de service. Si le demandeur n'est pas en mesure de démontrer adéquatement l'efficacité économique d'une demande de modification de secteur de service, cela sera un motif suffisant pour que la Commission rejette la demande*[11].

À la lumière de l'OP nº 6, on peut raisonnablement anticiper que la CEO adoptera une méthode similaire pour pondérer l'efficacité économique et la préférence municipale dans la demande d'EPCOR.

Établissement d'un format commun de période de stabilité de tarifs pour les demandes

Dans son OP nº 6, la CEO est arrivée à une décision partielle sur deux des questions de la Liste des questions préliminaires de la phase 1, nommément l'approbation d'une période de stabilité des tarifs de 10 ans pour l'essor du gaz naturel dans South Bruce et l'établissement d'un format commun que les soumissionnaires de demande peuvent utiliser afin de déterminer leurs exigences en matière de revenus.

Elle a défini la « période de stabilité des tarifs » comme la période de temps durant laquelle le soumissionnaire peut s'attendre à avoir à sa disposition son exigence de revenus déclarée pour les contribuables afin de fournir toutes les exigences de capital et d'exploitation demandées dans le service identifié. Au cours de cette période, les consommateurs peuvent s'attendre à une stabilité relative des tarifs étant donné que les revenus du soumissionnaire relativement aux coûts qu'il peut contrôler seront plafonnés au niveau proposé. La CEO a ajouté que la période de stabilité des tarifs pouvait comprendre une provision pour des événements imprévus, venant de l'extérieur, pour des mises à jour de la provision financière annuelles[12].

> *La CEO établira la période de stabilité des tarifs de 10 ans pour l'expansion à South Bruce, comme elle croit que cette structure et cette période serviraient au mieux les consommateurs grâce aux bénéfices de la réalisation discutée précédemment. Une période normalisée élimine une variable potentielle entre les demandes des soumissionnaires qui pourraient ne pas être quantifiées de manière précise en termes monétaires à des fins de comparaison. Une période de stabilité des tarifs fait en sorte que le soumissionnaire est responsable de faire la projection des revenus potentiels et de supporter le risque de la période de 10 ans si les consommateurs ne se raccordent pas au système selon les prévisions. La*

9 *Ibid* aux paras 204 à 208.
10 *Supra* note 8 au para 233.
11 *Supra* note 8 au para 249.
12 *Supra* note 5 à 4.

> *probabilité que les consommateurs délaissent leur service existant est inversement touchée par les coûts pour servir ces clients ainsi que les tarifs qui en découlent. Une fonction de la période de stabilité des tarifs consiste à atténuer la pression qu'elle place sur les coûts en raison du potentiel d'augmenter les revenus globaux du service public.*
>
> [Traduction]
>
> *À cette jonction et dans ce cas, la CEO juge bon d'établir des paramètres communs que les soumissionnaires peuvent utiliser pour déterminer leurs exigences respectives en matière de revenus. La CEO établira un plan commun d'infrastructure (PCI) qui servira de base aux soumissionnaires afin de déterminer leurs exigences respectives en matière de revenus. Il n'est pas nécessaire d'arriver à un consensus complet entre les soumissionnaires relativement aux attributs de conception « convenant au but » du plan, car le PCI servira à titre d'échantillon ou de modèle de plan pour permettre à la CEO d'entreprendre une comparaison des exigences de revenus déclarées à l'aide d'un ensemble de paramètres communs. Le PCI servira comme base pour les soumissions d'exigences en matière de revenus*[13].

Prochaines étapes

À la suite de l'OP n°6, EPCOR Southern Bruce Gas Inc. et Union Gas Limited ont eu l'ordre de participer à une séance conjointe avec le personnel de la CEO afin de déterminer les paramètres techniques du plan commun d'infrastructure pour le secteur couvert par les demandes d'EPCOR le 13 juillet 2017, et le personnel de la CEO devait fournir une mise à jour sur les progrès à la CEO le 20 juillet 2017.

Bien que l'OP n° 6 confirme l'opinion de la CEO relativement à son pouvoir d'approuver les CIPN et les règlements sur les franchises de gaz, les effets et les ramifications de l'accent porté sur l'exigence de revenus comme facteur principal pour accorder les CIPN sur une base conditionnelle reste à déterminer dans ce cas-ci. ■

13 *Supra* note 5 à 4.