PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 2, AUTOMNE 2014

RÉDACTEURS EN CHEF

M. Rowland J. Harrison, Q.C., LLB, LLM, à la tête du projet de recherche de TransCanada en droit administratif et règlementaire, Faculté de droit, University of Alberta

M. Gordon E. Kaiser, FCIArb, BA, MA, JD, Arbitre indépendant, Kaiser Arbitration, Toronto

COLLABORATEURS 2014

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

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

Dr Jan Carr, PhD, PEng, FCAE, Ancien président, Ontario Power, Toronto

M. Sean Conway, BA, MA, conseiller en politiques publiques, Gowlings, Ontario

M. James (Jim) M. Coyne, BS, MS, Vice-président général, Concentric Energy, USA

Dr Joseph Doucet, PhD, Doyen, School of Business, University of Alberta

M. Robert (Bob) S. Fleishman, BA, JD, Avocat général, département du contentieux, Morrison Foerster, USA

Dr Anastassio Gentzoglanis, BA, MA, PhD, Professeur, Faculté d'administration, Université de Sherbrooke

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

M. David A. Holgate, BA, LLB, Avocat général, Stikeman Elliotts, Calgary

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

M. Ian A. Mondrow, BA, LLB, Associé, Gowlings, Toronto.

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

Mme Helen T. Newland, B.Sc, LLB, MA, Associé, Dentons Cananda LLP, Toronto

Dr Nancy Olewiler, PhD, Directeur, School of Public Policy, Simon Fraser University

M. Peter Ostergaard, BA, MA, Ancien président, BCUC, Vancouver

M. Bruce Outhouse, Q. C., BA, LLB, Associé, Blois Nickerson and Bryson LLP, Halifax

M. Gordon B. Pickering, BA, BComm, Directeur, Navigant, Sacramento, CA, USA

Dr André Plourde, PhD, Doyen, faculté des affaires publiques, Carleton University, Ottawa

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

Dr Hugo Schotman, PhD, Consultant externe, Association canadienne du gaz, Ottawa

M. Rick Smead, BS, JD, Directeur général, RBN Energy LLC, USA

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

Dr Moin A. Yahya, BA, MA, JD, PhD, Professeur agrégé, faculté de droit, University of Alberta

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 267
Rowland J. Harrison, Q.C. et Gordon E. Kaiser, FCIArb

ARTICLES

Les contributions de la réglementation des services publics à la transformation du réseau électrique : le cas de la nouvelle-écosse 269
William Lahey

Systèmes énergétiques en évolution : incidences pour les organismes de réglementation et les décideurs 285
Michael Cleland

Production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE) aux fins de conservation en Ontario : solution politique ou défi réglemantaire? 293
Richard Laszlo

La joie de rédiger des décisions 199
Juge David M. Brown

COMMENTAIRES DE CAS

Le gouvernment de l'Alberta publie des lignes directrices visant à clarifier le processus de consultation des premières nations 305
Hannah Roskey

ÉDITORIAL

Rowland J. Harrison, Q.C. et Gordon E. Kaiser, FCIArb
Rédacteurs en chef

La mission de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie (ERQ)* consiste à offrir une tribune pour des débats et des discussions sur des questions concernant les industries réglementées du secteur énergétique au Canada, créer une meilleure compréhension des sujets et d'en identifier les tendances. En tant que rédacteurs en chef du *ERQ,* nous croyons que dans la poursuite de ce but, nous devons offrir une variété d'articles et de commentaires de cas qui, ensemble, sont informatifs, analytiques, avant-gardistes et réfléchis. Certes, le contenu de ce numéro du *ERQ* reflète cette approche.

L'article de William Lahey sur « Les contributions de la réglementation des services publics à la transformation du réseau électrique : le cas de la Nouvelle-Écosse », offre un excellent aperçu du rôle indispensable de la réglementation dans la mise en œuvre des changements fondamentaux dans la politique énergétique. La Nouvelle-Écosse a occupé une place assez unique dans l'approvisionnement énergétique au Canada. Aussi récemment qu'en 2007, 90 pour cent de l'approvisionnement électrique provenait de combustibles fossiles, principalement du charbon. Au même moment, la province n'avait que peu d'interconnexion avec le réseau électrique nord-américain. Lahey rapporte que le système est maintenant en voie d'atteindre un standard sur les énergies renouvelables (SER) qui exige que d'ici 2020, 40 pour cent de l'électricité provienne de sources renouvelables. La Nouvelle-Écosse devient également un chef de file canadien dans la maîtrise de la demande d'électricité (MDE). Cette transformation du système électrique est tirée de l'effet combiné de la législation environnementale et celle du système électrique.

Lahey conclut que la *Utility and Review Board* (UARB) de la Nouvelle-Écosse, a joué un « rôle de catalyseur » dans la réalisation de cette transformation. Il identifie les éléments spécifiques de l'expérience de la Nouvelle-Écosse qui illustrent « les attributs prosaïques mais fondamentaux des organismes de réglementation efficaces ». En plus de souligner l'importance de l'indépendance de la Commission, il souligne l'interaction primordiale de la politique gouvernementale et de sa mise en œuvre par le Conseil. Ses observations fournissent des leçons importantes qui sont largement pertinentes à la réglementation de l'énergie au Canada, particulièrement à un moment où il existe des preuves que les gouvernements sont plus enclins à s'insérer dans des rôles traditionnellement réservés aux organismes de réglementation. Dans le contexte actuel où l'industrie énergétique et les organismes de réglementation font face à des changements technologique et politique importants, un fort leadership dans la réglementation du type indiqué par Lahey à la UARB de la Nouvelle-Écosse est à noter.

Les nouveaux défis pour l'industrie énergétique et les organismes de réglementation sous tendent l'article de Mike Cleland sur « Les systèmes énergétiques en évolution : incidences pour les organismes de réglementation et les décideurs ». Cleland fait ressortir les changements fondamentaux dans les systèmes de distribution d'énergie résultant des effets combinés de la technologie, les exigences environnementales et les préoccupations croissantes au sujet de la performance du système. Ces changements, conclut-il, sont « loin d'être comme à l'habitude ». En effet, nous pouvons être « à l'aube d'une vraie transformation énergétique », qui résulte de la convergence de plusieurs courants technologiques. Cependant, l'instinct des régulateurs d'une part de limiter

les services publics aux tuyaux et aux fils et, d'autre part, la méconnaissance du système de réglementation par les décideurs politiques, peuvent se combiner pour faire obstacle. Ce dont nous avons besoin est une différente sorte de discussion dans laquelle les autorités de réglementation s'écartent du contexte conflictuel de la salle d'audience et dans laquelle les décideurs politiques sont beaucoup plus actifs.

L'un des développements technologiques qui sous-tendent les changements dans les systèmes de distribution d'énergie dont traite l'article de Mike Cleland est la production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE). Les implications politiques et réglementaires de la PCCE sont discutés dans l'article de Richard Laszlo « Production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE) aux fins de conservation en Ontario : Solution politique ou défi réglementaire? » Le plan énergétique à long terme de l'Ontario affirme que la PCCE peut atteindre jusqu'à 80% du rendement global en suivant la charge thermique crée à partir de combustibles fossiles, tout en produisant de l'électricité. Laszlo rapporte que l'image de la réglementation est assombrie, dans la mesure où la PCCE accroit le nombre et la diversité des clients intéressés par l'auto-génération et est potentiellement perturbateur pour le modèle d'affaires actuel des services d'électricité. L'article présente le document de travail de la Commission de l'énergie de l'Ontario portant sur les options pour remédier à cette perturbation en utilisant une conception à taux fixe.

Un élément clé du rôle de leadership de la part des organismes de réglementation de l'énergie est une communication claire des motifs de leurs décisions. L'article sur « la joie de rédiger des décisions » du juge David Brown, peut à première vue paraitre d'intérêt, surtout pour ceux qui rédigent des décisions. Cependant, à notre avis, l'article doit être analysé par un public plus large. Le juge Brown décrit ce qui est nécessaire au décideur pour rédiger une bonne décision de tribunal réglementaire, et par le fait même fournit indirectement des directives sur la façon dont les parties devraient présenter leurs cas.

Dans le contexte actuel, un des défis récurrent auquel sont confrontés les organismes de réglementation ainsi que l'industrie résulte du fait de l'obligation de la Couronne de se livrer à de véritables consultations avec les Premières Nations. Cette obligation joue un rôle crucial dans chaque projet d'exploitation de ressources énergétiques au Canada aujourd'hui, tandis que le contenu et les implications pratiques de l'obligation continuent d'évoluer. L'article d'Hannah Roskey résume les lignes directrices en matière de consultation des Premières nations sur les terres et la gestion des ressources naturelles, publiées récemment par le gouvernement de l'Alberta. ■

LES CONTRIBUTIONS DE LA RÉGLEMENTATION DES SERVICES PUBLICS À LA TRANSFORMATION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE : LE CAS DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE

William Lahey[1]

Introduction

Le réseau d'électricité de la Nouvelle-Écosse subit actuellement d'importants changements, surtout compte tenu du passé de la Nouvelle-Écosse en matière de stratégie et de politique énergétiques[2]. En 2007, lorsqu'un objectif d'énergie renouvelable a pris force de loi, 90 pour cent de l'approvisionnement en électricité de la province provenait de combustibles fossiles, principalement le charbon. Le réseau est maintenant en bonne voie d'atteindre standard sur les énergies renouvelables (SER), soit que 40 pour cent de son électricité provienne de sources renouvelables d'ici 2020. La Nouvelle-Écosse est également sur le point de devenir un chef de file en matière de maîtrise de la demande d'électricité (MDE). Alors que si peu d'efforts ont été consacrés à l'efficacité énergétique pas plus tard qu'avant 2008, le réseau compte maintenant sur l'efficacité énergétique pour réduire son besoin annuel en électricité de plus de 5 pour cent.

L'organisme indépendant de réglementation de l'électricité de la Nouvelle-Écosse, le *Utility and Review Board* (UARB), a été au centre de ces développements. L'article porte un regard sur le rôle de l'UARB avec un double objectif : premièrement, attirer l'attention sur le rôle que l'un de ces organismes de réglementation des services d'électricité a joué dans le cadre d'un important processus pluriannuel de transformation du secteur de l'électricité, et deuxièmement, illustrer quelle est l'importance d'un processus réglementaire indépendant et respecté pour effectuer cette transformation à un moment où de telles transformations se produisent – ou sont souhaitées – partout au Canada et ailleurs.

Pour atteindre ces objectifs, l'article examine le travail qu'a effectué l'UARB au cours de la dernière décennie dans d'importants cas liés à l'énergie renouvelable, à la maîtrise de la demande d'électricité et à l'établissement des tarifs. En termes généraux, cet examen montre comment l'UARB a contribué à maintenir le processus de transformation sur la bonne voie tout en s'assurant qu'il soit exécuté de façon transparente et responsable dans les intérêts supérieurs des contribuables. À certains égards, on y montre que l'UARB a joué un rôle de catalyseur dans l'élaboration des politiques nécessaires. On y fait également état de la réceptivité de l'UARB relativement aux défis concrets auxquels la Nouvelle-Écosse a fait face pour rendre son réseau d'électricité plus

1 Professeur agrégé, Schulich School of Law, School of Health Administration et College of Sustainability, Université Dalhousie et président du conseil d'administration d'Efficiency Nova Scotia et d'EfficiencyOne.
2 Richard Starr, *Power Failure?* (Halifax : Formac Publishing, 2011)

écologique, malgré les tarifs élevés durant et après une récession et l'inquiétude croissante quant au futur économique à long terme de la province. Pour terminer, ce qui est peut-être encore plus fondamental, l'examen montre comment l'UARB a mis en application un système de réglementation qui jouit de la crédibilité et du respect nécessaires pour gagner la confiance de ceux qu'il régit, de ceux qu'il protège, et enfin du gouvernement. Tout repose sur le bien-fondé des décisions prises par l'UARB, de même que sur son processus décisionnel, ce qui comprend son utilisation transparente de conseils d'experts, l'obligation de s'engager de manière significative auprès des parties prenantes qu'il impose à ceux qu'il régit et les raisons claires, détaillées et exhaustives qui soutiennent ses décisions.

À ces égards, on ne suggère pas ici que l'UARB ait été exceptionnel ou particulièrement innovateur ou créatif. On fait plutôt état des attributs communs mais essentiels aux organismes de réglementation dont il a constamment fait preuve, dont l'équité, l'objectivité, la compétence technique, la fiabilité, la prévisibilité, la réceptivité, le pragmatisme, le bon jugement et la responsabilité. Par conséquent, le rôle qu'a joué l'UARB en Nouvelle-Écosse illustre la contribution cruciale qu'une réglementation efficace et stable peut faire pour assurer la bonne mise en œuvre d'un changement à grande échelle à la politique du système énergétique (en l'espèce, des changements majeurs à la politique du système électrique) qui ne peut être mise en œuvre qu'au cours de mandats successifs de différents gouvernements, malgré une grande incertitude et d'importants changements souvent contestés au niveau des conditions économiques, technologiques, environnementales et sociales dans lesquelles la politique a initialement été établie. Parallèlement, le succès de l'UARB montre que la régie du réseau d'électricité en Nouvelle-Écosse a grandement bénéficié de la confiance qui a été accordée à l'UARB. Ce qui nous rappelle que la meilleure contribution des organismes de réglementation à la préservation de leurs mandats indépendants et sur lesquels dépend la réglementation efficace réside dans l'efficacité avec laquelle ils exécutent leurs mandats.

Le réseau d'électricité, l'UARB, le cadre législatif et la transformation du réseau

Le réseau d'électricité de la Nouvelle-Écosse

Le réseau d'électricité de la Nouvelle-Écosse dessert 400 000 clients qui consomment 10 467 GWh d'électricité[3]. Nova Scotia Power (NSP) est propriétaire et exploitant d'environ 90 pour cent du réseau, dont la puissance installée est de 2730 mégawatts (MW). NSP est un service d'électricité intégré verticalement appartenant au secteur privé par l'entremise de la société de portefeuille appelée Emera. Jusqu'à tout récemment, le réseau obtenait près de 90 pour cent de son énergie de la combustion de charbon et d'autres combustibles fossiles dans des centrales électriques appartenant à NSP. Le réseau ne dispose que d'une connexion limitée au réseau nord-américain grâce à une interconnexion à la frontière de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick qui est utilisée entre autres pour gérer la demande de pointe dans chacune de ces provinces.

Depuis 2010, le secteur de l'électricité compte dans ses rangs l'Efficiency Nova Scotia Corporation (ENSC). Il s'agit d'une société constituée par l'*Efficiency Nova Scotia Corporation Act*[4] dont le mandat est d'administrer les programmes d'efficacité et de conservation de l'énergie, y compris les programmes de MDE dans le secteur de l'électricité[5].

3 Pour des renseignements sur ce paragraphe, voir London Economics, *Nova Scotia power sector: Current Situation, recent developments and challenges, and SWOT analysis*, a paper prepared for the Nova Scotia Department of Energy, en ligne : Nova SCotia Department of Energy <http://energy.novascotia.ca/sites/default/files/files/Overview%20web2.pdf>.

4 *Efficiency Nova Scotia Corporation Act,* SNS 2009, c3.

5 En vertu de la loi sur la restructuration récemment adoptée, l'administration des programmes de MDE sera franchisée par la province à un franchisé qui en assurera l'exécution à titre de fournisseur de service axé sur l'efficacité énergétique pour la marque Efficiency Nova Scotia. L'ENSC est sur le point d'être reconfiguré en une société en vertu de la *Loi sur les sociétés canadiennes à but non lucratif*, appelée EfficiencyOne, dans l'attente de se voir octroyer la franchise pour

Le Utility and Review Board

NSP et l'ENSC sont toutes deux régies par l'UARB, un organisme réglementaire quasi judiciaire établi en vertu de la *Utilities and Review Board Act*[6]. À tous les égards, l'UARB est considéré comme un « super organisme de réglementation ». En plus d'être l'organisme de réglementation du secteur de l'électricité, l'UARB assure également la réglementation des services de distribution de gaz et d'eau. Il assume des responsabilités réglementaires dans les secteurs de l'assurance automobile, de la délivrance des permis d'alcool, des jeux de hasard, des prêts sur salaire, de l'établissement des prix de détail du pétrole, des transporteurs publics de passagers et des chemins de fer provinciaux. Il exerce des fonctions judiciaires dans les domaines de l'évaluation foncière, de la compensation des victimes d'actes criminels, de l'expropriation, de la classification de films, de la sécurité incendie, des limites municipales et de conseils scolaires et de l'urbanisme municipal.

Pour NSP et l'ENSC, le mandat de réglementation de l'UARB est conféré à ce dernier par la *Public Utilities Act*[7], qui est complétée dans le cas de NSP par des dispositions de l'*Electricity Act*[8] et de son règlement, et dans le cas de l'ENSC, par des dispositions de l'*Efficiency Nova Scotia Corporation Act*[9], ce qui changera sous peu lorsque l'édiction de la loi sur la restructuration récemment adoptée ajoutera des dispositions à la *Public Utilities Act* et à l'*Electricity Act* afin de faire du franchisé de la marque Efficiency Nova Scotia un fournisseur de services économiques à haut rendement énergétique à NSP sous la supervision de l'UARB[10].

Dans ces paramètres établis par la loi, le mandat de l'UARB est celui d'un organisme de réglementation économique traditionnel de fournisseurs monopolistiques de services publics. Sa responsabilité fondamentale est de pré-approuver le « barème de prix, de droits et de frais » qui peuvent être facturés aux clients pour ces services[11]. Pour s'acquitter de cette responsabilité, l'UARB utilise le modèle de réglementation économique[12] du « coût-de-service » subordonné à l'exigence que les droits, les prix et les frais soient facturés équitablement à toutes personnes dans des « circonstances sensiblement analogues » selon la réglementation établie par l'UARB[13]. L'approbation de l'UARB est également requise pour les dépenses en capital supérieures à 250 000 $[14]. L'UARB a également la responsabilité d'établir et de déterminer l'échelle de tarification d'un service public et de déterminer les recettes annuelles « justes et raisonnables » que le service pourra tirer de ses tarifs[15]. De façon plus générale, l'UARB doit assurer la « supervision générale de tous les services publics »[16] et a le pouvoir de rendre les ordonnances « qu'il estime justes concernant les droits, les prix et les frais à payer à tout service public rendu ou installations fournies »[17]. En ce qui concerne la MDE, à ces responsabilités et pouvoirs s'ajoute l'exigence imposée à l'ENSC par l'*Efficiency Nova Scotia Corporation Act* de soumettre un « programme de maîtrise de la demande d'électricité » à l'UARB pour son approbation[18].

assumer la fonction d'administrateur des programmes de maîtrise de l'électricité sous le nom d'Efficiency Nova Scotia. Elle le fera à titre de fournisseur d'économies d'énergie à NSP, ce que NSP sera tenu d'acheter, en vertu de l'*Electricity Act* dans la mesure où il sera démontré que ces économies d'énergie offriraient le meilleur rapport coût-rendement pour les contribuables.

6 *Utilities and Review Board Act,* SNS 1992, c 11.

7 *Public Utilities Act,* RSNS 1989, c 380 [*PUA*].

8 *Electricity Act,* SNS 2004, c 25.

9 *Supra* note 3.

10 *Electricity Efficiency and Conservation Restructuring (2014) Act*, SNS 2014, c 5.

11 *PUA*, *supra* note 6art 64.

12 *Re Nova Scotia Power Inc.*, 2005 NSUARB 27, au para 24.

13 *Ibid* au para 67.

14 *Ibid* au para 35.

15 *Ibid* au para45.

16 *Ibid* au para 18.

17 *Ibid* au para 44.

Le cadre législatif de la politique énergétique

La transformation du réseau d'électricité est attribuable à l'effet combiné de lois sur l'environnement et le réseau d'électricité. Depuis 2005, NSP est assujetti en vertu des *Air Quality Regulations*[19] établies au titre de l'*Environment Act*[20] à des limites d'émission croissantes jusqu'à l'année 2020 et au-delà de celle-ci pour le dioxyde de soufre, l'oxyde d'azote et le mercure. En 2007, l'objectif voulant qu'au moins 18,5 pour cent de l'électricité produite à partir de sources renouvelables d'ici 2013 a été inclus dans la liste des 21 objectifs de performance environnementale établis dans l'*Environmental Goals and Sustainable Prosperity Act*[21]. En 2009, les *Greenhouse Gas Emissions Regulations*[22] établis au titre de l'*Environment Act*[23] imposaient à NSP des plafonds d'émissions de gaz à effet de serre croissants jusqu'à l'an 2030. Les normes en matière d'énergie renouvelable s'appliquent à NSP depuis 2010 en vertu du règlement établi au titre de l'*Electricity Act*[24]. Celles-ci exigent que 10 pour cent ou plus du total d'électricité fourni en 2013 et en 2014 soit de l'« électricité renouvelable à faible impact » produite par des « installations de production d'électricité à faible impact »[25]; que 25 pour cent ou plus du total d'électricité fourni de 2015 à 2020 soit de l'électricité renouvelable, ce qui comprend 300 GWh supplémentaires devant être acquis auprès de producteurs d'énergie indépendants[26]; et que 40 pour cent du total d'électricité fourni en 2020 et chaque année subséquente provienne d'électricité renouvelable[27].

Une autre composante essentielle du cadre législatif est l'*Accord d'équivalence* entre la Nouvelle-Écosse et le Canada qui a été négocié en 2012 et signé en 2014[28]. En vertu de cet Accord, ce qui est exigé du réseau d'électricité de la Nouvelle-Écosse relativement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre comprise dans les lois de la Nouvelle-Écosse, plus particulièrement l'*Environment Act* et les *Greenhouse Gas Emission Regulations*, est stipulé comme étant l'équivalent de ce qui serait exigé du réseau d'électricité de la Nouvelle-Écosse par les dispositions de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*[29] et le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone - secteur de l'électricité thermique au charbon*[30] pris en vertu de cette loi, ce qui a donné à la politique de transformation du réseau d'électricité en cours en Nouvelle-Écosse un niveau supplémentaire de non-négociabilité et qui a également permis d'épargner un

18 *Supra* note 3.
19 *Air Quality Regulations,* OIC 2005-87, NS Reg 28/2005.
20 *Environment Act,* SNS 1994-95, c 1.
21 *Environmental Goals and Sustainable Prosperity Act,* SNS 2007, c 7.
22 *Gas Emissions Regulations,* OIC 2009-341, NS Reg 260/2013.
23 *Supra* note 19.
24 *Renewable Electricity Regulations*, OIC 2010-381, NSReg 155/2010 [*Renewable Electricity Regulations*]. Voir aussi *Renewable Electricity Plan: A Path to Good Jobs, Stable Prices, and a Cleaner Environment*, du ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, avril 2010.
25 La planification pour s'acquitter de cette obligation doit exclure l'électricité provenant de « générateurs d'énergie renouvelable raccordés au réseau de distribution ». Le 10 p. 100 d'électricité renouvelable fourni doit comprendre 5 p. 100 des ventes annuelles totales provenant de producteurs indépendants d'électricité. Voir *Renewable Electricity Regulations*, *supra* note 23 art 5.
26 Comme pour la norme de 2011, la planification pour s'acquitter de cette obligation doit exclure l'électricité provenant de « générateurs d'énergie renouvelable raccordés au réseau de distribution », bien que cette électricité puisse être prise en compte dans l'acquittement de cette obligation. Le 25 pour cent d'électricité renouvelable produit doit comprendre 5 pour cent des ventes annuelles totales provenant de producteurs indépendants d'électricité. *Renewable Electricity Regulations*, *supra* note 23 art 6.
27 Le 40 pour cent doit inclure l'énergie renouvelable acquise grâce à une conformité continue aux obligations des phases antérieures exigeant l'achat d'énergie renouvelable de producteurs indépendants. Il doit également comprendre 20 pour cent de l'électricité produite par la centrale électrique de Muskrat Falls si la centrale et l'infrastructure de transport connexe ont été complétées et si une évaluation par rapport à NSP relativement au projet Maritime Link a été approuvée par l'UARB. *Renewable Electricity Regulations*, *supra* note 23 art 6A.
28 Accord d'équivalence concernant les règlements fédéral et néo-écossais visant le contrôle des émissions de gaz à effet de serre des producteurs d'électricité de la Nouvelle-Écosse, en ligne : <http://www.ec.gc.ca/lcpe-cepa/default.asp?lang=Fr&n=1ADECEDE-1>.
29 *Canadian Environmental Protection Act,* SC 1999, c 33.
30 *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-Fired Generation of Electricity Regulations,* SOR/2010-138.

coût important aux contribuables qui aurait autrement été engagé pour fermer les centrales de production d'électricité à partir du charbon pour raison de conformité à la réglementation fédérale.

Transformation du réseau d'électricité en Nouvelle-Écosse

Actuellement, le réseau utilise un peu plus de 1000 GWh d'énergie renouvelable conforme à la norme de 10 pour cent d'énergie renouvelable pour 2013[31]. Pour atteindre l'objectif de 2020, plus de 4000 GWh d'énergie renouvelable conforme à la norme d'énergie renouvelable seront achetés. Cette énergie devrait provenir de multiples sources d'approvisionnement, y compris plus de 1300 GWh de projets d'énergie éolienne construits après 2001, 357 GWh d'un grand projet de bioénergie et au moins 1135 GWh d'hydroélectricité qui seront transportés du projet Muskrat Falls au Labrador à la Nouvelle-Écosse par le Maritime Link, un câble de transport dont la pose est en cours entre Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse. Le projet Muskrat Falls/Maritime Link constituera une transformation sur un autre plan : il mettra fin à l'isolement de la Nouvelle-Écosse en tant qu'« île électrique » en assurant son interconnexion plus complète au réseau nord-américain et ouvrant ainsi la porte à d'autres changements, peut-être plus profonds, après 2020.

Parallèlement à cette importante mesure visant les sources d'électricité, la Nouvelle-Écosse est rapidement devenue un chef de file en matière d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie dans le secteur de l'électricité[32]. Ayant consacré très peu d'efforts à l'efficacité et à l'économie avant 2008, le réseau d'électricité de la Nouvelle-Écosse a, depuis 2011, investi près de 40 millions de dollars par année dans des programmes d'efficacité et d'économie administrés par l'ENSC. Ces programmes produisent maintenant un niveau d'économie d'électricité représentant une proportion de l'électricité consommée plus élevé que n'importe où ailleurs au Canada et qui est comparable à ce qui est produit dans les meilleures régions américaines, dont la majorité consacre des efforts à l'efficacité énergétique et à l'économie d'énergie de façon continue depuis bien plus longtemps. Ces économies ont été réalisées à un coût unitaire qui est comparable ou inférieur au coût unitaire des économies réalisées dans d'autres régions. En 2013, grâce aux différents efforts mis de l'avant en matière d'efficacité et d'économie, la consommation d'électricité en Nouvelle-Écosse avait été réduite de 5,5 p. 100 par rapport à ce qu'elle aurait autrement été[33].

Le rôle de l'UARB et du processus de réglementation dans la transformation du réseau

Tracer la voie – Les décisions d'augmenter le tarif général en 2005 et en 2006

La transformation du réseau d'électricité de la Nouvelle-Écosse remonte à l'adoption des *Air Quality Regulations*, en 2005, qui a marqué un virage dans le contenu de la politique environnementale de la Nouvelle-Écosse relativement à NSP, ainsi que dans l'approche de mise en œuvre de cette politique. Pour la première fois, la Nouvelle-Écosse incorporait dans la loi des engagements visant à apporter d'importants changements dans la façon de produire de l'électricité.

Il est donc logique d'entamer un examen du rôle que l'UARB a joué dans la transformation du réseau depuis cette même année, 2005. Au cours de cette année, l'UARB a pris la première de deux décisions importantes concernant les demandes consécutives de NSP d'augmenter le tarif général d'environ 10 pour cent[34]. Ni l'une ni l'autre de ces demandes ne traitait directement du virage à l'énergie renouvelable ou de la MDE. Mais comme les demandes subséquentes d'augmentation du tarif général

31 Voir London Economics, *Nova Scotia power sector: Current Situation, recent developments and challenges, as SWOT analysis – Prepared for the Nova Scotia Department of Energy* (2014), dans son ensemble mais surtout aux pages 31-34.
32 ICF International, *Emerging Electricity Technologies in Nova Scotia* (2014), 1-2 et 41-47.
33 Efficiency Nova Scotia Corporation, 2013 Annual Report, 6.
34 *Re Nova Scotia Power Inc.*, 2005 NSUARB 27 (CanLII).

présentées en 2008 et en 2012, celles de 2005 et de 2006 portaient plus particulièrement sur la vulnérabilité des consommateurs d'électricité à l›égard des importantes hausses du tarif occasionnées inexorablement par les augmentations du coût du charbon et d'autres combustibles fossiles. Elles accordaient donc une plus grande importance aux motifs économiques et de protection du consommateur d'une production diversifiée et de la MDE.

Les demandes de 2005 et de 2006 ont également mis à l'épreuve la capacité du système de réglementation à gérer les réalités économiques au vu de la colère généralisée à l'égard de NSP et du gouvernement relativement au coût croissant de l'électricité pour les ménages et les entreprises et de la frustration croissante quant aux progrès limités qui étaient réalisés en ce qui concerne l'environnement et l'incidence des prix de l'électricité sur les ménages à faible revenu. Ce contexte a pesé directement sur le travail de l'UARB. Par exemple, il y a eu 37 intervenants à l'audience de l'UARB sur la demande de hausse du tarif de 2005, dont tous, sauf deux, s'opposaient à la demande[35]. Au cours de cette audience et de l'audience sur la demande de 2006, ainsi qu'aux audiences subséquentes, des rôles notables ont été joués par des intervenants mettant l'accent sur l'environnement, les ménages à faible revenu et les consommateurs.

Dans les décisions de 2005 et de 2006, l'UARB a approuvé d'importantes hausses du tarif pour NSP qui étaient également bien en dessous des hausses demandées. Ces deux décisions ont exposé NSP à de fortes critiques de ses pratiques d'achat de carburant et plus généralement à une étroite surveillance des dépenses de fonctionnement, d'entretien et générales et de rémunération des cadres de l'entreprise. Pour les besoins de cet article, un intérêt plus immédiat est accordé aux mesures qu'a prises l'UARB dans ces décisions pour établir le processus ou le modèle de réglementation qu'il a continué d'élaborer tout en se servant de celui-ci pour dans des cas subséquents, y compris des cas concernant l'énergie renouvelable et la maîtrise de la demande d'électricité. Par exemple, à l'audience menant à la décision de 2005, l'UARB a nommé un protecteur du consommateur qui a immédiatement joué un rôle important au cours de l'audience[36]. Peu de temps après, la fonction de protecteur du consommateur a été établie dans la loi[37], et celui-ci joue depuis un rôle de premier plan à toutes les audiences de l'UARB sur les questions liées à l'électricité ainsi que dans le processus plus vaste de consultation et d'engagement que devraient automatiquement mener NSP et l'ENSC selon l'UARB.

La décision de 2005 a également été marquante en ce qui concerne le rejet par l'UARB d'une entente de règlement proposée entre NSP et la majorité des intervenants, y compris la province[38]. La raison était considérable, l'incohérence du règlement proposé avec l'évaluation qu'a faite l'UARB des preuves dont il disposait, y compris les preuves sur la prudence des pratiques d'achat de carburant de NSP. Mais l'UARB a également tenu compte des préoccupations de certaines parties prenantes, y compris celles représentant les consommateurs et les contribuables à faible revenu, en ce qui concerne le caractère insuffisamment inclusif du processus par lequel l'entente a été négociée. Au cours de procédures subséquentes, l'UARB a encouragé les discussions visant un règlement et le processus plus vaste d'engagement ouvert et transparent avec les parties prenantes pouvant mener à des ententes de règlement, mais sous réserve des paramètres établis dans la décision de 2005 et les décisions suivantes. Lorsqu'il a approuvé une entente de règlement, il l'a fait parce qu'il approuvait la façon dont l'entente traitait les questions qui seraient autrement litigieuses[39].

Maîtrise de la demande d'électricité

35 *Ibid* au para 6.
36 *Ibid* au para 29.
37 *PUA*, *supra* note 6 art 91.
38 *Re Nova Scotia Power Inc.*, 2005 NSUARB 27 (CanLII), aux para 37-46.
39 *Re Nova Scotia Power Inc.*, 2008 NSUARB 140 (CanLII), aux para 9-22.

Dans la décision de 2006 sur le tarif, l'UARB a rejeté la demande de financement de NSP pour mettre en œuvre un plan de MDE et a plutôt déterminé qu'une audience distincte sur la MDE était nécessaire[40]. Cette décision répondait à une réception généralement critique de la part des intervenants à l'égard du plan qu'avait proposé NSP, de même que le processus qu'avait utilisé NSP pour élaborer ce plan. L'une des questions soulevées, y compris par le protecteur du consommateur et des défenseurs de l'environnement et des ménages à faible revenu, consistait à savoir si NSP serait en conflit d'intérêts à titre d'administrateur de la MDE, étant donné que son activité principale était de vendre de l'électricité.

Avant que l'audience prévue sur la MDE n'eût lieu, l'UARB a demandé à NSP d'élaborer un plan de ressource intégré (PRI)[41]. Le but était de donner à l'UARB et aux parties prenantes un aperçu du plan stratégique global aux termes duquel les demandes de NSPI pour des projets d'immobilisations et la MDE devraient être examinées. Le mandat approuvé par l'UARB pour l'élaboration du PRI stipulait que les « parties prenantes » devaient faire « partie intégrante » du processus. Le PRI concluait que les options les plus rentables pour réduire les émissions et répondre aux augmentations prévues dans la charge imposée par les consommateurs seraient des investissements dans la MDE et l'énergie renouvelable, ainsi que des mises à niveau des installations existantes du service, ce qui a mené à un processus d'élaboration de programmes de MDE aux termes du mandat approuvé par l'UARB qui faisait appel à la collaboration entre NSP, le personnel de l'UARB, les consultants et les parties prenantes. La force de l'opposition des parties prenantes au fait que NSP puisse assumer le rôle d'administrateur de la MDE est devenue évidente. Un processus distinct d'engagement des parties prenantes pour savoir comment les programmes de MDE devraient être administrés et régis a été établi par la province. Le résultat a été une recommandation pour la création d'un nouvel administrateur autonome indépendant de la MDE[42]. La loi établissant l'ENSC a été adoptée en 2009 et promulguée en 2010.

Entretemps, en 2008, l'UARB a approuvé un plan de MDE de 12.9 millions de dollars élaboré par NSP pour 2008-2009 en approuvant une entente de règlement qui décrivait NSP comme « administrateur temporaire de la MDE ».[43] L'un des éléments importants du règlement approuvé a été la formation d'un groupe de travail sur l'élaboration des programmes de MDE devant être présidé par un consultant de l'UARB. Ce groupe de travail, maintenant présidé par l'ENSC, a assuré un haut niveau de contribution des participants au processus réglementaire aux plans subséquents de MDE et, par conséquent, un haut niveau de confiance de la part des parties prenantes dans le processus de planification de la MDE. Un autre résultat important de la décision de 2008 a été l'acceptation par l'UARB des propositions du protecteur du consommateur et de l'Ecology Action Centre voulant que le rendement des programmes de MDE soit assujetti à une évaluation par un évaluateur indépendant nommé par l'administrateur de la MDE et vérifié par un consultant de l'UARB. Ensemble, ces deux résultats de la décision de 2008 concernant la MDE ont contribué à assurer rigueur et responsabilité dans la planification et l'administration de la MDE et à gagner la confiance des parties prenantes dans les économies d'énergie réalisées. Depuis la décision de 2008, l'UARB a approuvé cinq autres plans de MDE[44].

Énergie renouvelable

40 *Re Nova Scotia Power Inc.*, 2006 NSUARB 23 (CanLII), aux para 437-76.
41 Ces développements sont résumés dans *Re Nova Scotia Power Incorporated's Demand Side Management Plan*, 2008 BSUARB 47 (Can LII).
42 David Wheeler, *Stakeholder Consultation Process for an Administrative Model for DSM Delivery in Nova Scotia – Final Report* (Université Dalhousie, 2008), en ligne : <http://0-fs01.cito.gov.ns.ca.legcat.gov.ns.ca/deposit/b10579424.pdf>.
43 *Re Nova Scotia Power Incorporated's Demand Side Management Plan*, 2008 BSUARB 47 (Can LII).
44 *Re Nova Scotia Power Incorporated*, 2009 NSUARB 166 (CanLII); *Re Nova Scotia Power Incorporated*, 2010 NSUARB 155; *Re Efficiency Nova Scotia Corporation*, 2011 NSUARB 99 (CanLII); *Re Efficiency Nova Scotia Corporation*, 2012 NSUARB 209 (CanLII); et *Re Efficiency Nova Scotia Corporation*, 2014 NSUARB 144 (CanLII). Étant donné que

Les décisions de l'UARB ont également joué un rôle essentiel dans le développement de sources d'énergie renouvelable (SER). Par exemple, en vertu des *Renewable Energy Regulations* établis aux termes de l'*Electricity Act*,[45] l'UARB a rendu une importante décision établissant une politique sur les tarifs communautaires de rachat garantis d'énergie renouvelable et une autre sur les tarifs de rachat garantis d'énergie marémotrice en 2013[46]. Dans les deux cas, l'audience a suivi un processus consultatif concluant pour l'établissement de tarifs mené par un consultant de l'UARB, Synapse. Des cas sur les formes classiques d'accords d'achat d'énergie et les grands projets d'énergie éolienne ont également été portés devant l'UARB[47].

La décision la plus importante de l'UARB concernant l'énergie renouvelable a été sa décision sur le projet Maritime Link, qui a déjà été abordée dans ce bulletin[48]. On y présentait l'UARB devant faire face à des questions difficiles et exigeantes des domaines de la réglementation, de la stratégie et de la politique.

Le projet comprend la pose d'une ligne de transport entre Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse[49]. Elle aura la capacité de transporter jusqu'à 4 térawattheure (TWh) d'électricité produits par de nouveaux barrages hydroélectriques au Labrador, dont un en cours de construction à Muskrat Falls, de Terre-Neuve à la Nouvelle-Écosse. Plus de 3 TWh d'électricité pourront probablement transportés par le Nouveau-Brunswick vers la Nouvelle-Angleterre. En vertu d'accords avec Nalcor, le service public appartenant à l'État de Terre-Neuve, une société affiliée de NSP appelée NSP Maritime Link Incorporated (NSPML) paie 20 pour cent du coût de Muskrat Falls et de Maritime Link. En contrepartie, Nalcor s'est engagé à fournir à la Nouvelle-Écosse, pendant 35 ans, 20 pour cent de l'électricité produite par Muskrat Falls en plus de 240 GWh d'électricité par année au cours des cinq premières années d'exploitation du Maritime Link à être utilisés en Nouvelle-Écosse.

La question pour l'UARB était de savoir si l'investissement de NSPML dans le projet devrait être recouvrable auprès des contribuables de la Nouvelle-Écosse. Cette question a été soumise à l'UARB aux termes de la *Maritime Link Act*[50] et des *Maritime Link Cost Recovery Process Regulations* qui stipulaient que l'UARB devait approuver le projet s'il était satisfait des deux questions suivantes : que le projet représentait l'option à long terme la moins coûteuse d'électricité pour les contribuables de la Nouvelle-Écosse et que le projet permettait à NSP de s'acquitter des obligations que lui conféraient l'*Electricity Act*, l'*Environment Act* et la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*[51]. Le règlement imposait également un délai de 180 jours à l'UARB pour examiner le projet à partir de la date de sa présentation.

L'UARB a conclu que le projet Maritime Link permettait à NSP de s'acquitter de ses obligations en vertu de la loi spécifiée[52]. Il a également conclu que le projet était l'option

l'ENSC n'a pas été établie par une loi avant 2010 et qu'elle n'est entrée en service que tard en 2010, les plans de MDE pour 2010 et 2011 ont également été élaborés et présentés pour l'approbation de l'UARB par NSP : voir.

45 *Renewable Electricity Regulations, supra* note 23.

46 *Re Renewable Energy Community Based Feed-In Tariffs*, 2011 NSUARB 100 (CanLII); *Re Tidal Energy Feed-In Tariffs*, 2013 NSUARB 214 (CanLII).

47 *Re Standard Form Power Purchase Agreement for 300 GWh of Renewable Energy from Independent Power Producers*, 2012 NSUARB 49 (CanLII); *Re Nova Scotia Power Inc.*, 2013 NSUARB 92 (CanLII). Ce dernier concernait l'approbation de dépenses d'immobilisation pour le projet d'énergie éolienne South Canoe. Dans le cas des accords d'achat d'électricité et les cas des tarifs de rachat garantis, l'UARB a examiné le travail de l'administrateur de l'énergie renouvelable, y compris ses aspects procéduraux. Le mandat conféré par la loi à l'administrateur de l'énergie renouvelable est de surveiller le système d'appel d'offres pour l'approvisionnement en énergie provenant de sources renouvelables exploitées par des producteurs indépendants.

48 Rowland Harrison, « La décision sur le projet *Maritime Link* de la Nouvelle-Écosse » (2013) 1 *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, 71.

49 *Re NSP Maritime Link Incorporated*, 2013 NSUARB 154 (CanLII), au para 9-47.

50 *Maritime Link Act,* SNS 2012, c 9.

51 *Canadian Environmental Protection Act,* OIC 2012-326, NS Reg 189/2012, art 5.

52 *Re NSP Maritime Link Incorporated*, 2013 NSUARB 154 (CanLII), aux para 232-40.

à long terme la moins coûteuse pour les contribuables « mais pas dans une mesure très imposante »[53]. Cette conclusion découle du fait qu'il y avait d'autres options pour satisfaire les obligations conférées par la loi dont le rendement était aussi bon, voir meilleur dans certains scénarios d'avenir. Néanmoins, l'UARB en est venu à la conclusion que le projet Maritime Link était « légèrement plus robuste que les différentes autres options » et qu'il « surpassait effectivement les autres options »[54]. L'approbation a toutefois été assujettie à une importante condition : que NSPML puisse obtenir de l'énergie à la valeur marchande auprès de Nalcor en plus de l'énergie qui lui serait fournie au besoin en vertu du « principe 20 pour 20 » afin de satisfaire économiquement à la demande des contribuables de NSP[55]. Cette condition concorde avec la conclusion de l'UARB selon laquelle la disponibilité de l'énergie à la valeur marchande passant par le Link était « essentielle à la viabilité du projet Maritime Link comparativement aux autres options »[56]. Elle concordait également avec les preuves présentées par NSPML, c'estàdire que la Nouvelle-Écosse aurait accès à de l'énergie supplémentaire à la valeur marchande si le Link était construit.

Le premier ministre de Terre-Neuve-et-Labrador, qui n'a pas soumis le plus grand projet à l'examen de son organisme de réglementation, et le premier ministre de la Nouvelle-Écosse ont répondu à l'approbation conditionnelle de l'UARB pour le projet Maritime Link en déclarant que le projet ne dépendait pas de l'approbation de l'UARB. Malgré cela, Emera, Nalcor et NSPI ont négocié une entente d'accès d'urgence (EAU) pour répondre à la condition que la Nouvelle-Écosse ait accès à de l'énergie à la valeur marchande auprès de Nalcor. Cette entente a été soumise à l'UARB aux fins de conformité par NSPML vers la fin 2013. Essentiellement, l'entente oblige Nalcor à offrir un total cumulatif sur 24 ans de 28,8 TWh d'énergie à la valeur marchande et une moyenne annuelle de 1,2 TWh allant jusqu'à 1,8 TWh au cours d'une année donnée[57]. Deux des nombreuses autres préoccupations qui ont été portées à l'attention de l'UARB au sujet de l'entente étaient fondamentales : d'abord, que l'obligation cumulative imposée à Nalcor pour fournir de l'énergie à la valeur marchande pourrait être épuisée après seulement 16 ans, et deuxièmement, que l'entente n'offre aucune assurance de la disponibilité de l'énergie à la valeur marchande pour les 11 dernières années des 35 ans du projet. Pour ce qui est de la première préoccupation, l'UARB a accepté le témoignage d'experts appelés par son conseiller juridique et qui ont souligné que l'entente donnait essentiellement à NSPI un droit de premier refus relativement à toute énergie supplémentaire à la valeur marchande tout au long des 24 ans de l'entente en obligeant Nalcor à soumissionner aux appels d'offres annuels de NSPI pour de l'énergie du marché[58]. Pour ce qui est de la deuxième préoccupation, l'UARB a simplement réitéré la conclusion à laquelle il était arrivé dans sa décision initiale, soit que la disponibilité de l'énergie du marché pourrait être assumée après l'expiration de l'entente de Churchill Falls entre Terre-Neuve-et-Labrador et le Québec en 2041[59].

L'examen du projet Maritime Link par l'UARB a été limité par le délai que lui imposait la loi. Dans sa décision initiale sur le projet, l'UARB a indiqué ne pas avoir été en mesure d'étudier pleinement une alternative au Maritime Link que NSPML n'avait pas analysée et selon laquelle les exigences relatives à l'énergie renouvelable seraient satisfaites grâce à la combinaison d'énergies renouvelables provenant de différentes sources[60]. On pourrait donc se demander si la conclusion de l'UARB aurait

53 *Ibid* aux para 170-72.

54 *Ibid* au para 173.

55 *Ibid* aux para 226-30.

56 *Ibid* au para 223.

57 *Re NSP Maritime Link Incorporated*, 2013 NSUARB 242 (CanLII), aux para 13-17.

58 *Ibid* aux para 19-24; 31.

59 *Ibid* au para 33.

60 *Re NSP Maritime Link Incorporated*, 2013 NSUARB 154 (CanLII), aux para 147-52.

été différente après un examen plus complet. En raison de cela et d'autres préoccupations soulevées concernant les conditions de l'EAU, on pourrait se questionner quant à savoir si les conditions sous lesquelles le projet Maritime Link a été approuvé donnent suffisamment de protection aux contribuables de la Nouvelle-Écosse. Il est toutefois plus difficile de mettre en doute le fait que le processus réglementaire leur a assuré une importante protection supplémentaire à laquelle ils n'auraient pas eu droit autrement. Il leur a également assuré transparence et responsabilité dans la justification du projet, de ses avantages et de ses coûts escomptés.

Dans un autre ordre d'idées, la même chose s'applique aux décisions de 2009 et de 2010 de l'UARB sur le projet de cogénération à la biomasse à l'usine de pâtes et papiers de Port Hawkesbury, appartenant à ce moment à New Page et qui est maintenant la propriété de Pacific West Commercial Corporation. Le projet exigeait l'installation d'un générateur et condenseur de vapeur à l'usine afin que la chaudière à fibres de bois se trouvant déjà à l'usine puisse être utilisée pour produire de l'électricité renouvelable pour NSP tout en continuant de fournir l'usine en vapeur[61]. La question avait manifestement autant à faire avec la viabilité de l'usine, qui fut mise sous séquestre peu après, qu'avec le besoin de NSPI d'avoir accès à des sources supplémentaires d'électricité renouvelable. Cela explique peut-être pourquoi la question a d'abord été portée devant l'UARB en 2009 dans une demande de la part de NSP pour une pré-approbation de la prudence du projet proposé – ou plutôt, de l'entente d'achat d'électricité que NSP signerait avec la société créée pour exploiter le projet – ainsi qu'une dispense des exigences concernant la demande concurrentielle d'électricité achetée établies dans le manuel de NSP sur le combustible.

L'UARB a jugé qu'il n'était pas de son ressort de pré-approuver la prudence de l'entente d'achat d'électricité, pour la même raison qu'il avait jugé dans des décisions antérieures qu'il n'était pas de son ressort de déterminer le prix et les conditions offerts par NSP dans l'appel d'offres de producteurs d'énergie éolienne indépendants : son autorité s'appliquait aux tarifs que NSPI proposait exiger de ses clients, et non les prix que NSPI payait à ses fournisseurs[62]. L'UARB a utilisé un langage péremptoire pour faire ressortir qu'une ligne claire devait être maintenue entre la gestion et la réglementation des services publics. Par conséquent, contrairement à ce qui avait été suggéré dans les preuves fournies par NSP, l'UARB n'avait aucunement comme rôle d'« établir un partenariat » avec NSP. Il devait plutôt s'assurer que sa capacité d'examiner indépendamment et rigoureusement la prudence de NSP dans la gestion de ses activités dans le contexte d'une demande d'approbation de tarifs n'était pas compromise par sa participation antérieure aux décisions de gestion mêmes qui devaient être scrutées de près afin de déterminer si ces tarifs étaient justes et raisonnables. Il a de plus été souligné que l'autre approche transférerait le risque que pose la fonction d'assurer la prudence des décisions d'affaires – un élément important dans la justification du taux de rendement admissible pour NSP – des actionnaires aux clients. Elle réduirait également le pouvoir d'incitation du processus réglementaire, qui impose au NSP de respecter la norme de prudence dans la gestion de ses activités.

Peu de temps après, le projet a été présenté de nouveau à l'UARB, avec une différente structure d'appartenance et sous la forme d'une demande pour l'approbation d'un bon de travail d'immobilisation, ce qui entre manifestement dans le mandat de l'UARB[63]. Après avoir acheté la chaudière de l'usine et les biens connexes et acheté et payé l'usine pour l'installation des générateurs requis, NSP serait propriétaire des « installations de production d'électricité » proposées et de toute l'électricité qui y est produite et paierait l'usine de pâtes et

61 *Re Nova Scotia Power Incorporated*, 2009 NSUARB 111 (CanLII), aux para 1-12.
62 *Ibid* au para 28-47. Les décisions antérieures sont *Re Nova Scotia Power Incorporated*, 2004 NSUARB 118 et *Re Nova Scotia Power Incorporated*, 2005 NSUARB 98.
63 *Re Nova Scotia Power Incorporated*, 2010 NSUARB 196 (CanLII).

papiers pour le combustible et les services de gestion de façon continue.

L'UARB a été très clair dans sa désapprobation de l'« aversion inhabituelle de NSP au risque assumé par les actionnaires » dans la restructuration du projet, exigeant ainsi l'approbation de l'UARB[64]. Il a exprimé sa frustration relativement au manque de justification fourni par NSP pour certains éléments du projet, comme l'état des biens vieux de 30 ans que NSP achetait pour un projet de 40 ans[65]. Il a toutefois approuvé le projet, acceptant la vision de NSP selon laquelle le projet de biomasse ajouterait de l'énergie renouvelable prévisible à la quantité considérable d'énergie éolienne intermittente que NSP voulait produire ou acheter pour répondre à la « transformation dans le mélange d'énergie » requis par la politique du gouvernement visant à avoir 25 pour cent de l'électricité produite à partir de sources renouvelables d'ici 2015[66]. La question pendante concernait le paiement d'avance de 80 millions de dollars (sur un projet de 208,6 millions) à un « partenaire en difficulté pour des biens pour lesquels l'UARB n'a reçu aucune évaluation ». Pour remédier à ce problème, l'UARB a stipulé que le projet devait être construit pour le coût global indiqué dans la demande et que tout coût supplémentaire occasionné par le défaut de l'usine en raison de sa situation financière irait au compte de NSP, et non à celui des contribuables[67]. De plus, l'UARB a stipulé que les surcharges d'immobilisations ne seraient pas traitées comme des demandes « normales et courantes donnant l'autorisation de dépenser outre mesure » mais qu'elles devraient « faire l'objet d'une demande et être débattues et décidées dans le cadre d'un processus d'audience publique ».

Décisions sur le tarif de maintien de la charge

Le contexte d'ensemble pour l'examen du projet de biomasse de Port Hawkesbury par l'UARB comprend les multiples occasions au cours desquelles il a été appelé pour examiner l'incidence des coûts de l'électricité sur l'industrie de pâtes et papiers en difficulté en Nouvelle-Écosse. Plusieurs de ces décisions entrecoupent celles de l'UARB sur la MDE et l'énergie renouvelable et illustrent d'autant plus l'équilibre que l'UARB a atteint entre la « tarification traditionnelle » et les réalités économiques, sociales et politiques qui doivent être prises en compte dans la réglementation.

Les décisions de l'UARB concernant les pâtes et papiers comprennent l'approbation en 2000 du tarif de maintien de la charge (TMC) pour l'usine de Port Hawkesbury et l'usine de Liverpool appartenant à Bowater en fonction des options voulant que chacune d'elles fasse appel à un fournisseur unique pour son électricité[68]. En 2011, alors que l'usine de Port Hawkesbury jouissait de la protection contre les créanciers et que l'usine de Liverpool faisait face à une fermeture imminente, l'UARB a approuvé des modifications au TMC[69]. L'une visait à le rendre applicable en cas de problèmes économiques. Une autre consistait à fixer le TMC pour trois ans à des taux visant à aider les usines à survivre tout en assurant l'équité pour d'autres contribuables. L'UARB a conclu qu'il était « prêt à déroger de la tarification traditionnelle mais avec réticence… et à permettre [aux usines] de demeurer dans le réseau et de faire, au meilleur jugement de l'UARB, une contribution aux coûts fixes du réseau »[70]. Le TMC approuvé pour trois ans était une solution de rechange élaborée par l'UARB au tarif de cinq ans proposé par les usines et qui, selon l'UARB, transférait un

64 *Ibid* aux para 86-93.
65 *Ibid* aux para 62-65, 81-82.
66 *Ibid* aux para 108-12.
67 *Ibid* au para 162.
68 *Re Nova Scotia Power Inc.*, 2000 NSUARB 72 (CanLII). De plus, en 2003, il a approuvé un tarif non fondé sur le coût pour les deux usines, d'abord appelé l'Extra Large Industrial Interruptible Rate (très grand tarif industriel interruptible) et par la suite le tarif Extra Large Industrial Two-Part Real Time Pricing (établissement en temps réel du très grand tarif industriel en deux parties).
69 *Re Nova Scotia Power Incorporated*, 2011 NSUARB 184.
70 *Ibid* au para 213.

risque inacceptable concernant les coûts des combustibles à d'autres contribuables. L'UARB a opté pour cette solution au lieu de rejeter la demande parce que ce rejet « ne contribuerait pas à la résolution des difficultés financières auxquelles font face les deux usines » ou « donnerait à tout le moins aux autres clients la possibilité de recevoir une contribution » pour les coûts du réseau « découlant de l'exploitation continue des deux usines »[71].

La même réceptivité aux difficultés de l'industrie de pâtes et papiers a été observée en 2012 lorsque l'UARB a approuvé un TMC spécialement pour l'usine de Port Hawkesbury[72]. Mais, l'usine de Liverpool avait fermé et l'usine de Port Hawkesbury était sur le point d'être achetée dans le cadre d'un plan de restructuration faisant appel à une importante réduction des coûts de main-d'œuvre, fiscaux et d'électricité. Le TMC a été présenté comme nécessaire à la conclusion de l'achat et à la réouverture de l'usine. On proposait un tarif fondé, comme celui qui avait été approuvé en 2011, sur le coût incrémentiel pour alimenter l'usine mais qui, contrairement à celui de 2011, ne comprenait pas les coûts de la MDE ni les coûts liés au respect des normes en matière d'énergie renouvelable[73]. Le tarif proposé serait fixe, assujetti à une réouverture après cinq ans, pour plus de sept ans, et comprendrait un « ajout » pour les coûts fixes inférieur à celui inclus dans le tarif de trois ans approuvé en 2011.

L'UARB a approuvé le nouveau TMC pour les motifs courants : il est préférable pour les contribuables que l'usine soit raccordée au réseau et qu'elle contribue aux coûts fixes. Plusieurs facteurs particuliers ont été essentiels à la prise de décision. Le mécanisme d'établissement de prix, contrairement au tarif proposé en 2011, tenait compte des coûts hebdomadaires réels de combustible.[74] La province a pris deux engagements clés dans ce dossier : d'abord qu'il ne serait pas exigé des contribuables de payer les coûts incrémentiels pour toute obligation supplémentaire liée aux SER et occasionnée par l'exploitation de l'usine, et deuxièmement que la province adopterait un règlement assurant l'« obligation d'exploiter » l'installation de biomasse afin d'interdire son exploitation pour l'usine lorsque cela n'est pas nécessaire pour le réseau d'être considéré comme un coût incrémentiel.[75] Le facteur plus général a tout simplement été l'acceptation de la demande par l'UARB, appuyée par des renseignements financiers déposés à titre confidentiel, selon laquelle l'usine ne serait ni achetée ni rouverte sans le TMC proposé.[76]

Observations et réflexions

Bien qu'il ne soit pas possible d'évaluer définitivement l'incidence de l'UARB sur la transformation du réseau d'électricité de la Nouvelle-Écosse simplement en prenant connaissance de ses décisions, bon nombre de conclusions particulières peuvent être offertes. D'abord, en exigeant un PRI en 2007, l'UARB a été un catalyseur pour le développement rapide de la MDE et de l'énergie renouvelable. Deuxièmement, l'UARB a élaboré un cadre de réglementation pour la MDE afin de s'assurer qu'elle puisse offrir les économies d'énergie qui justifient sa raison d'être. Troisièmement, l'UARB a contribué à l'élaboration d'un cadre de travail exploitable pour le développement de l'énergie renouvelable et a soumis à une surveillance rigoureuse les projets d'énergie renouvelable qui lui ont été présentés, y compris le projet transformationnel Maritime Link.

71 *Ibid* au para 204.
72 *Re Pacific West Commercial Corporation*, 2012 NSUARB 126 (CanLII).
73 On proposait également un « mécanisme d'établissement de prix et de calcul des dividendes » en vertu duquel, pour des raisons fiscales, NSP serait exceptionnellement payé pour l'électricité qu'il fournit à l'usine principalement au moyen des dividendes qu'il toucherait à titre de partenaire du partenariat formé pour exploiter l'usine. L'UARB a conclu qu'il était de sa compétence avec ce type de mécanisme de paiement d'approuver les frais d'électricité. Cet élément de la proposition de TMC a par la suite été abandonné lorsque l'achat prospectif n'a pas obtenu une décision anticipée favorable en matière d'impôt sur le revenu de la part de l'Agence du revenu du Canada.
74 *Ibid* au para. 152.
75 *Ibid*aux para 172-179.
76 *Ibid* aux para 67;76-86.

Quatrièmement, l'UARB a géré la difficile tâche de protéger les contribuables et les principes de base de la réglementation économique tout en étant sensible et réceptif aux défis que pose le coût de l'énergie dans une petite province isolée sur le plan de l'électricité, avec une économie fragile, où l'électricité est principalement produite par la combustion de charbon coûteux et où des investissements considérables devront être faits dans les domaines de l'énergie renouvelable et de la MDE en vue de réduire la dépendance au charbon dans le futur.

On pourrait également supposer que l'UARB a contribué à maintenir le processus de transformation du réseau d'électricité sur la bonne voie en soumettant le processus, et plus particulièrement ses aspects économiques, à une règlementation efficace et responsable qui est appliquée de façon raisonnable.

L'importance du cadre législatif

Bien sûr, il importe pour le rôle qu'a joué l'UARB dans la transformation du réseau d'électricité que des gouvernements néo-écossais successifs aient introduit leurs principaux choix politiques dans la loi, donnant ainsi à l'UARB le mandat conféré par la loi requis pour exiger la gestion et le développement du réseau d'électricité en conformité avec ces objectifs politiques.

Il importe peut-être également que ces gouvernements successifs aient largement résisté à la tentation de prescrire des mesures à prendre et des plans précis pour atteindre les buts et les objectifs établis par la loi[77]. Ainsi, l'UARB a été en mesure, pour le compte des contribuables, de tenir NSP (ainsi qu'ENSC pour ce qui est de la MDE) responsable de l'élaboration et de la mise en œuvre de ces plans et mesures, ce qui veut également dire que ces mesures et plans ont été étudiés en détail et mis à l'essai dans le cadre d'un processus qui a été rigoureux, ouvert, transparent et responsable. De plus, un cadre législatif non normatif a également laissé à l'UARB la souplesse nécessaire pour assurer la réceptivité du système de réglementation aux conditions changeantes et aux attentes en constante évolution des parties prenantes, ainsi qu'aux adaptations particulières qui ont dû être apportées à la « tarification traditionnelle » pour faire face aux réalités de la Nouvelle-Écosse.

Du même coup, le cadre législatif de la Nouvelle-Écosse a été suffisamment normatif pour faire en sorte que les choix complexes et contestés auxquels a dû faire face la province pour même entamer le processus de transformation du réseau d'électricité ont, pour la plupart, été assumés. Ils n'ont pas été différés, comme ils l'auraient été dans un processus de gouvernance plus internalisé, tels des « vérités dérangeantes ». Ici, l'indépendance de l'UARB et son sens de la responsabilité pour traiter les questions devant être réglées en vue de s'assurer que la transformation du réseau se fasse de façon conforme à la loi, efficace par rapport au coût pour les contribuables et dans l'intérêt supérieur du public ont été d'une importance critique. Dans certains cas, cela a permis de voir à ce que l'attention soit accordée aux questions sur lesquelles le gouvernement devait encore se pencher. De cette façon, le cadre législatif a assuré une dynamique itérative entre les processus stratégique et réglementaire.

De manière cruciale, les résultats de l'UARB ont reçu suffisamment d'appui pour constituer un fondement fiable pour la prise de décisions et de mesures d'ampleur qui concordent avec la transformation pluriannuelle prévue par la loi. À cet égard, il importait probablement que des gouvernements successifs aient non seulement respecté l'indépendance institutionnelle officielle de l'UARB mais aussi qu'ils aient fermement résisté à la tentation de faire pencher le mandat de l'UARB en faveur des propositions ou des plans que le gouvernement pouvait favoriser. Le gouvernement a également laissé l'UARB décider en grande partie de son processus et a grandement contribué au processus réglementaire en comparaissant devant l'UARB pour exprimer son opinion sur des questions de fond et procédurales dont l'UARB était saisi.

L'exception à cette approche « passive » en a

77 Voir George Vegh, *Energy Planning: The Case for a Less Prescriptive Approach* (McCarthy Tétrault LLP, 2013).

été une significative : la loi adoptée en 2013 pour définir la portée et limiter la durée de l'examen du projet Maritime Link par l'UARB. Il s'agissait toutefois, et de loin, d'un projet exceptionnel. Le choix du gouvernement de le faire examiner par l'UARB a été, à tout le moins, aussi significatif que son choix de limiter la portée de cet examen. De surcroît, la loi adoptée a donné à l'UARB un important pouvoir lui permettant de procéder à un examen indépendant et rigoureux d'un projet faisant l'objet d'ententes intergouvernementales importantes sur le plan politique et d'une politique essentielle sur l'énergie, l'économie et l'environnement.

De multiples facteurs, dont certains sont plus valables que d'autres, peuvent expliquer les raisons pour lesquelles les gouvernements de la Nouvelle-Écosse ne sont pas entré dans les détails de la compétence de l'UARB afin d'harmoniser celle-ci de façon plus explicite avec les résultats de la politique sur l'électricité que ces mêmes gouvernements ont introduite dans la loi. Il n'est pas clair non plus si l'UARB a, à tous les égards, bénéficié de l'approche « passive » qu'a prise le gouvernement. En lisant les décisions de l'UARB, on peut soupçonner que sur certaines questions, l'UARB aurait aimé disposer de prescriptions législatives plus claires, comparables à celles dont disposent leurs homologues dans d'autres secteurs[78]. Parallèlement, il est possible que l'indépendance, l'objectivité et l'impartialité perçues à l'égard du processus de l'UARB – et donc de ses décisions – aient bénéficié du fait que le mandat de ce dernier est, en grande partie, un mandat d'organisme de réglementation économique[79].

L'importance du rendement de l'UARB

Tout comme le cadre législatif l'a été pour créer les conditions permettant à l'UARB de jouer le rôle qu'il a joué, la façon dont l'UARB a assumé ce rôle a été d'une grande importance. En effet, le rendement de l'UARB pourrait avoir autant à faire avec son mandat non normatif que son mandat législatif aurait à faire avec son rendement. Quatre éléments de l'approche de l'UARB méritent d'être soulignés.

Le premier réside tout simplement dans la qualité des décisions de l'UARB en tant que produits de la réglementation. Chaque décision comprend une analyse détaillée et rigoureuse des arguments et des preuves présentés sur toutes les questions importantes soulevées au cours de l'audience connexe. De façon uniforme, les conclusions sont fondées sur une analyse rigoureuse, détaillée et exhaustive. Chaque audience, si les circonstances le permettent, donne amplement l'occasion à tous les participants de présenter leur cas et d'examiner celui des autres. Chaque audience est l'événement culminant dans un processus d'échange d'information qui permet à toutes les parties de participer à l'audience en toute connaissance de cause. Du point de vue du droit administratif, les raisons que donne l'UARB pour ses décisions ont exactement l'effet que devraient avoir les raisons de ce type de décision :[80] elles font clairement état des motifs pour lesquels l'UARB en est arrivé à sa décision; elles montrent que l'UARB a soigneusement étudié toutes les questions et fait des choix éclairés dans chacun de ces cas; elles offrent des directives claires sur ce qui devrait être fait pour mettre en œuvre ou donner suite à la décision de l'UARB et elles décrivent clairement la jurisprudence sur laquelle s'est fondé l'UARB et sur laquelle il est donc susceptible de se fonder dans le futur.

Deuxièmement, l'UARB a adopté une approche claire mais nuancée quant à la ligne entre les politiques et la réglementation. D'un côté, il a

78 Voir Rowland Harrison, « Indépendance du tribunal : à la quête d'un nouveau modèle » (2014) 2 *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie,* 211.

79 La Nouvelle-Écosse envisage actuellement de passer d'une réglementation du coût du service à une tarification fondée sur le rendement. Voir le ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, *Regulating Electric Utilities – Discussion Paper* (2014), en ligne : <http://energy.novascotia.ca/sites/default/files/files/Summary_Report_Regulating_Electric_Utilities.pdf>, et London Economics, *Literature review: regulatory economics and performance-based ratemaking* (2014), disponible en ligne : <http://energy.novascotia.ca/sites/default/files/files/Literature%20Review%20-%20LEI%20Consolidated.pdf>.

80 *Baker c Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration)* [1999] 2 RCS 817.

pris son rôle de mandataire de la politique du gouvernement très au sérieux, tout en insistant pour que le gouvernement exprime sa politique dans la loi, ce qui se voit dans la prudence avec laquelle l'UARB a abordé les questions concernant son autorité, tant dans les cas où il a conclu qu'il n'avait pas compétence que dans les cas où il a conclu qu'il l'avait.

D'un autre côté, l'UARB a été sensible au contexte politique plus général entourant les questions dont il a été saisi, que ce contexte soit l'exposition des contribuables à des tarifs chocs, l'importance des usines de pâtes et papiers dans l'économie des communautés rurales, les bienfaits généraux du projet Maritime Link dans l'intégration de la Nouvelle-Écosse dans le réseau nord-américain, l'importance de la sensibilisation du public à l'efficacité énergétique pour la réussite de ces programmes ou l'avancement dans le développement de l'énergie marémotrice. Bien que ces facteurs ne soient peut-être pas du ressort formel de l'UARB, ils nous informent de ce qu'il a fait dans les limites de sa compétence. Qui plus est, ces facteurs stratégiques plus généraux ont été cités et expliqués dans les décisions de l'UARB, ce qui leur confère une fonction didactique dans l'explication du contexte, de l'importance et des répercussions des choix stratégiques et réglementaires.

Troisièmement, dans un même ordre d'idées, l'UARB s'est bien gardé de rester du bon côté de la ligne entre la réglementation et la gestion, ce qui est des plus évident dans sa première décision concernant le projet de biomasse de Port Hawkesbury, mais qui se voit également dans les réponses de l'UARB à toute une gamme de propositions qui sont souvent faites en vue d'inclure des conditions aux approbations et dans la volonté de l'UARB de réorienter la réglementation de la MDE afin qu'elle soit moins prescriptive. Comme l'UARB l'a expliqué dans sa première décision sur le projet de biomasse, il est très conscient que sa capacité en matière de réglementation dépend de la distinction qui est faite entre son rôle comme organisme de réglementation et le rôle de la direction des entités réglementées dans la prise des décisions ou dans l'élaboration des plans que l'UARB doit examiner. Il comprend, en d'autres mots, qu'un organisme de réglementation que jouit d'une confiance doit être indépendant de ceux qu'il réglemente, de même que du gouvernement.

Quatrièmement, l'UARB croit et a recours à un processus qui est non seulement juste, mais aussi fondé sur l'inclusion et la coopération. Il a clairement indiqué qu'il s'attend à ce que ceux qu'il réglemente travaillent avec les différentes parties prenantes, ou plutôt avec les représentants des parties prenantes qui interviennent habituellement au cours des audiences. Indiquant clairement qu'il ne subordonnerait pas son rôle de protecteur de l'intérêt public pour négocier des ententes, l'UARB a également précisé qu'un règlement faisant consensus et fondé sur une résolution défendable des questions est un important indicateur de l'intérêt que porte le public à ces questions[81]. De façon plus générale, l'UARB a clairement manifesté son intention qu'une consultation significative avec les parties prenantes soit comprise dans les demandes qui lui sont présentées pour une résolution par voie d'audience. De plus, l'UARB a institué plusieurs processus de consultation permanents, comme un mécanisme d'ajustement selon le combustible et le groupe de travail sur la MDE.

À tous ces égards, l'UARB a rendu le processus hautement technique de la réglementation économique relativement inclusif. Il incite fortement ceux qui ont des « intérêts en jeu » et qui s'en remettraient autrement au gouvernement à participer au processus de réglementation. Parallèlement, l'insistance de l'UARB sur l'engagement a donné au gouvernement un motif hautement défendable de laisser les questions de réglementation au processus réglementaire. Il semble également que l'engagement de l'UARB visant à favoriser la participation des parties prenantes ait renforcé la fonctionnalité du processus de réglementation

81 Par exemple, voir *Re Nova Scotia Power Incorporated*, 2008 NSUARB 140 (CanLII), dans lequel un règlement pour la hausse d'un tarif général a été accepté. Voir également *Re Renewable Energy Community Based Feed-In Tariffs*, 2011 NSUARB 100 (CanLII); *Re Tidal Energy Feed-In Tariffs*, 2013 NSUARB 214 (CanLII).

en lui apportant un important élément du tripartisme associé à la réglementation adaptée et, de façon plus générale, aux approches modernes de réglementation en vigueur dans de multiples secteurs[82]. ■

82 Ian Ayres et John Braithwaite, *Responsive Regulation: Transcending the Deregulation Debate,* New York et Oxford, Oxford University Press, 1992; Neil Gunningham, Peter Grabosky (avec Darren Sinclair), *Smart Regulation: Designing Environmental Policy,* Oxford, Clarendon Press, 1998.

SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES EN ÉVOLUTION : INCIDENCES POUR LES ORGANISMES DE RÉGLEMENTATION ET LES DÉCIDEURS

*Michael Cleland**

Introduction et aperçu

Les systèmes de distribution d'énergie changent – fondamentalement et peut-être très rapidement – en raison de l'effet combiné de plusieurs facteurs : la technologie, les exigences environnementales et les préoccupations croissantes à l'égard du rendement des systèmes sur le plan des coûts, de la fiabilité et de la résilience.

Les systèmes changent peut-être, mais pas les consommateurs. Il est risqué d'examiner de trop près d'autres industries, comme celle des télécommunications, pour avoir une idée de ce que nous réserve l'avenir. L'énergie est ennuyeuse et c'est ce que les consommateurs veulent.

Pour les décideurs publics, l'énergie n'est pas du tout ennuyeuse. La politique publique a un grand intérêt dans la vitesse et la nature de la transformation à venir. Bien que les sources d'énergie locales (y compris les mesures d'efficacité) seront de plus en plus importantes, il semble peu probable que les consommateurs deviendront autonomes ou que l'énergie sera distribuée par l'éther sans le recours à des câbles ou à des conduites. Autrement dit, les câbles, les conduites, les entreprises jouissant d'un monopole auxquels ces derniers appartiennent et les organismes de réglementation qui supervisent l'énergie seront avec nous pendant un certain temps.

Pour les décideurs et les organismes de réglementation, c'est loin d'être le statu quo. S'il existe un argument convaincant pour une conversation plus stratégique sur le système énergétique en amont, il en existe un plus convaincant pour ce genre de conversation en aval – et les décideurs, les organismes de réglementation, toute personne faisant partie de la chaîne de valeur de fourniture de services énergétiques et les consommateurs doivent y participer.

Un peu d'histoire

Il y a de cela environ sept ans, l'Association canadienne du gaz (ACG) et Pollution Probe ont convenu de collaborer dans le cadre d'un effort totalement impudent visant à changer la pensée énergétique au Canada. Le but était de détourner l'attention de l'accent obsessif mis sur le pétrole en amont et le pouvoir central et de l'attirer sur le système en aval – le consommateur et le système de distribution au détail. L'initiative a été baptisée « QUEST », ou Quality Urban Energy Systems of Tomorrow [Systèmes d'énergie de qualité pour les villes

* Michael Cleland est un consultant privé, spécialiste des politiques énergétiques et environnementales. Il est actuellement Exécutif en résidence au nom de Nexen auprès de la Canada West Foundation. Il était auparavant président et chef de la direction de L'Association canadienne du gaz, vice-président des affaires gouvernementales pour l'Association canadienne de l'électricité (ACE), et sous-ministre adjoint du secteur de l'énergie pour Ressources naturelles Canada.

de demain][1]. À ce moment, en 2007, l'accent en aval était une idée fondée sur le bon sens, une petite expérience et la compréhension des technologies émergentes, mais était loin d'être généralisé dans les faits ou la perception.

Pourquoi le bon sens? Simplement parce que dans la recherche relative à un meilleur rendement environnemental, l'obsession en amont signifiait que nous laissions sur la table la moitié du potentiel. (Tous les points qui suivent sont de notoriété publique et facilement vérifiés au moyen de références à des sources publiques comme l'Agence internationale de l'énergie, l'Energy information Administration des États-Unis ou Ressources naturelles Canada.)

- La diminution de l'intensité en carbone que connaissent depuis un certain temps les États-Unis et le Canada découle de l'efficacité, et non du carbone réduit dans les réserves de carburant.

- Il a été aisément démontré que l'efficacité croît à un coût très bas ou négatif – contrairement à la décarbonatation du système énergétique – et le coût est toujours la principale considération, peu importe à quel point une personne est préoccupée par le carbone et le climat.

- L'efficience des utilisations finales peut avoir un gros effet multiplicateur en amont en raison des pertes des systèmes.

- En pensant à l'efficacité du système dans son ensemble, essentiellement la gestion de la chaleur, on pourrait trouver des moyens d'utiliser une plus grande quantité de l'énergie rejetée – la moitié de l'énergie totale qui entre dans le système énergétique canadien total.

- Pour arrondir, de nombreuses sources locales semblaient de plus en plus prometteuses, voire très économiques – les déchets comme source d'énergie, les énergies renouvelables locales comme l'énergie solaire, la biomasse, l'énergie géothermique, le refroidissement par eaux profondes, ainsi de suite.

Quelques années plus tard, ce que nous savions en 2007 semble aussi vrai et plusieurs autres facteurs sont intervenus pour rendre la cause encore plus convaincante.

- Le coût potentiel pour remplacer, mettre à niveau et « rendre intelligent » notre infrastructure énergétique traditionnelle devient de plus en plus imposant et nous disposons d'une croissance démographique et économique beaucoup plus lente pour absorber les coûts.

- Sans tenir compte du coût, personne ne veut qu'une infrastructure soit construite à proximité de chez lui et souvent, « dans ma cour » signifie des centaines de kilomètres linéaires.

- Les énergies renouvelables, particulièrement les biocarburants et l'énergie électrique distante, sont accompagnées de certains défis : le coût, l'intensité du sol, les effets environnementaux et les exigences en matière d'infrastructure. De plus, comme c'est le cas pour tout, les infrastructures doivent être construites dans la cour de quelqu'un.

Nous sommes également revenus quelque peu en arrière vers un point de vue plus limpide de l'intérêt politique dans l'énergie. Nous comprenons depuis longtemps l'importance de la diversité dans le soutien de la sécurité, de la fiabilité et de la résilience, mais cette vérité a été submergée par le vent de panique relatif au carbone qui a soufflé vers Copenhague en 2009.

L'expression « vent de panique relatif au carbone » est utilisée en toute connaissance de cause. Reconnaissons tout d'abord que les importantes réductions de carbone dans la production et l'utilisation de l'énergie sont une assurance essentielle et qu'elles peuvent être rentables même à court terme si elles sont réalisées d'une manière qui procure d'autres avantages – comme des avantages sur le plan de l'efficacité ou d'autres avantages environnementaux. Toutefois, à la fin de la dernière décennie, les mesures en faveur du climat avaient acquis une urgence frénétique et les propositions présentées ne satisfaisaient pas au critère le plus rudimentaire des connaissances

[1] Systèmes d'énergie de qualité pour les villes de demain, en ligne : QUEST <www.questcanada.org>.

en matière d'énergie : la compréhension que la sécurité, la fiabilité, le coût et de multiples effets environnementaux sont autant d'éléments qui comptent et que le fait de ne pas les prendre en considération est un moyen sûr de perdre le soutien du public.

Plus récemment, deux autres facteurs majeurs sont devenus beaucoup plus importants.

Le public tourne de plus en plus son attention vers les risques environnementaux ouragans, tempêtes de verglas, inondations – lesquels soulèvent tous la question de résilience. Ce phénomène n'est pas nouveau, mais il est devenu beaucoup plus fondamental.

La technologie peut enfin évoluer vers un effet « perturbateur » potentiel, non pas au moyen d'une solution magique, mais par la convergence de plusieurs volets technologiques :

- l'exploitation non conventionnelle du gaz a transformé la disponibilité et le prix du gaz naturel;

- la baisse du coût de l'électricité solaire et la croissance potentielle de stockage distribué en combinaison avec des systèmes combinés de chauffage et d'énergie (principalement au gaz) à petite échelle ont considérablement accru le potentiel de l'énergie distribuée;

- les progrès réalisés en matière de systèmes de batteries pourraient inscrire davantage les véhicules électriques à batteries dans le courant dominant;

- les effets massifs et envahissants de la technologie de l'information ont rendu plus pratiques les systèmes intégrés complexes, multidirectionnels et à plusieurs sources.

En bref, on a de plus en plus l'impression d'être à la veille d'une véritable transformation énergétique peut-être la première depuis plus d'un siècle. Réfléchissons à ce que cela pourrait signifier.

Un regard vers l'avenir

Cela signifie que d'une façon ou d'une autre, le monde des services publics de distribution d'énergie va changer rapidement et peut-être radicalement. Toutefois, avant de faire le deuil des services publics d'électricité ou d'en célébrer la mort comme l'ont récemment fait certains commentateurs, il est utile de tout d'abord réfléchir à la mesure dans laquelle nos prévisions énergétiques peuvent être erronées.

Rappelons-nous les pressions exercées sur les services publics de gaz il y a de cela une décennie ou plus, lesquelles ont incité l'ACG à prendre l'initiative de créer QUEST.

En 2007, les services publics de gaz étaient confrontés à plusieurs défis :

- les préoccupations à l'égard du coût et de la disponibilité étaient croissantes;

- les volumes par consommateur diminuaient régulièrement en raison de l'efficience des combustibles concurrents et des technologies de distribution;

- l'élargissement des réseaux de gaz pour accroître la clientèle était dispendieux, particulièrement dans les aménagements à faible population sans un nombre important d'usagers de base;

- de nombreux grands penseurs du secteur de l'énergie étaient entièrement axés sur le carbone; la combustion distribuée devait disparaître et le monde devait en devenir un essentiellement électrique;

- certains des prévisionnistes plus pessimistes ont réfléchi à la mort à venir des services publics de distribution de gaz.

Il est bon de se rappeler tous ces défis, en plus de ce qui s'est produit depuis, alors que nous envisageons des circonstances différentes qui, selon certains, annoncent la fin des services publics d'électricité.

À tout le moins, le monde de la distribution d'énergie suppose une forme différente, qui ressemble à la vision QUEST – plus distribuée dans le cas de l'électricité et de l'avitaillement des véhicules et moins distribuée dans le cas du chauffage. La grande question qui se pose est la suivante : où vont les réseaux?

Ironiquement, un chef de file de l'industrie

américaine envisage un monde où le réseau électrique pourrait être éliminé et remplacé par l'énergie solaire combinée à du carburant pour les systèmes de microcogénération de chaleur et d'électricité fourni par le réseau de gaz. Il s'avère maintenant que le réseau de gaz est le seul qui ne disparaîtra pas. Bravo pour les prédictions!

Bien entendu, l'autre réseau de plus en plus envisagé sur le marché est le réseau thermique. Ce réseau a divers avantages : la possibilité d'utiliser la biomasse comme combustible primaire ou d'être polycombustible; des économies d'échelles lui permettant d'être complété par des sources géothermiques, des systèmes solaires de toiture ou la capture de l'énergie résiduelle; un jumelage naturel au système électricité par l'entremise de systèmes de cogénération de chaleur et d'électricité. Les réseaux thermiques deviendront probablement de plus en plus fréquents.

En ce qui concerne le réseau électrique, des édifices entièrement autonomes semblent être peu probables. Même si cela est possible, il est probable – à tous le moins dans les secteurs urbains – que le coût d'une production d'électricité locale suffisante et de son stockage local pour répondre à la demande en énergie électrique, y compris les périodes de pointe, serait supérieur à celui d'une connexion à un réseau électrique, même en payant une partie raisonnable (et juste) des coûts de ce réseau.

Les micro-réseaux émergent déjà et il semble plus que probable qu'ils vont croître en des ensembles bâtis avec diverses demandes en énergie thermique et électrique, comme des campus, des hôpitaux, des centres commerciaux ou des complexes à bureaux. Les arguments en faveur des micro-réseaux pour contribuer à un système d'alimentation distribué et pour servir de mesure pour accroître la résilience semblent être maintenant bien établis, particulièrement après de récents événements environnementaux tels que l'ouragan Sandy. Les micro-réseaux seront fort probablement connectés au réseau élargi en raison des possibilités économiques que représente la vente de l'électricité excédentaire, parce qu'ils sont des ressources système potentielles relativement à la fiabilité et au redémarrage et parce que l'aspect économique lié à l'équilibre des demandes thermiques et électriques tend à profiter des économies d'échelle de grands secteurs interconnectés.

Même s'il est possible de supprimer ces vilains services publics, cela ne semble pas être pour bientôt, plus particulièrement en ce qui concerne les clients commerciaux et résidentiels à petite échelle. Dans certains articles parus récemment dans la presse spécialisée, les défenseurs de l'énergie distribuée ont vanté les vertus du choix et de l'autonomie du consommateur, ainsi que la proposition de valeur bonifiée d'être davantage écologique. L'aspect écologique à part, le modèle ici est, bien entendu, les télécommunications.

Prenons un peu de recul et demandons-nous si l'analogie est appropriée.

Premièrement, la nouvelle proposition de valeur potentielle est limitée – pour le consommateur, le résultat final est essentiellement la même chose : l'éclairage et un domicile chaud (bien que l'avitaillement distribué des véhicules soit autre chose). On voit difficilement comment un système énergétique transformé rend plus faciles et moins dispendieux les appels à sa grand-mère ou l'affichage de photos (selfies) sur sa page Facebook.

Deuxièmement, quant à la liberté sous-entendue dans le modèle des télécommunications, il est permis de douter que ce que l'on pense des fournisseurs de services se soit considérablement amélioré. Un choix s'offre aux consommateurs, mais ils ont toujours les systèmes des fournisseurs de services dans leur résidence. Lorsqu'ils sont trop frustrés, ils peuvent changer, mais cela entraîne des coûts substantiels.

Troisièmement, en fonction des années d'expérience avec les consommateurs d'énergie, les observateurs ont constaté peu d'intérêt dans le choix. La déréglementation du gaz et de l'électricité au détail n'a pas entraîné la transformation prédite. Les consommateurs de gaz ont tendance à rester avec le service public en place ou dans certains cas, à y revenir après un bref badinage avec un tiers fournisseur d'énergie. Les attributs environnementaux importent, bien sûr, mais l'expérience montre qu'une très faible part des consommateurs est prête à payer davantage pour des attributs écologiques. Ce que les consommateurs veulent surtout, c'est la tranquillité d'esprit (un système qui fonctionne toujours), qui a un faible degré d'intrusion (ils n'ont pas à y penser) et un faible coût.

Et oui, la jeune génération se soucie davantage de l'environnement, mais elle va vieillir et acquérir des attributs de propriétaires ayant plusieurs responsabilités et des budgets limités. Il semble imprudent de tenir compte des changements au niveau de la nature humaine dans toute prévision de la transformation des systèmes énergétiques.

En bref, si on essaie de prédire l'avenir de l'énergie, le mieux est de parier que les consommateurs vont continuer àchercher la sécurité, la fiabilité, l'invisibilité et le faible coût. Lorsqu'ils agissent politiquement, bien sûr, les citoyens vont demander des attributs environnementaux, mais cela nous fait passer du domaine de la transaction privée à celui de la politique publique.

Le défi pour la politique publique

Un jour, mais pas bientôt, il se peut que nous quittions l'ère des réseaux électriques. En fait, nous pourrions bien aller dans l'autre sens, avec trois réseaux (électricité, gaz et thermique) étant de plus en la norme, ainsi qu'un système d'avitaillement des véhicules qui mise de plus en plus sur les réseaux électriques et de gaz. Le plus important, c'est qu'ils seront tous interconnectés d'une ressource abordable à l'autre.

C'est là que se fait sentir le besoin d'une conversation plus stratégique sur les incidences politiques et réglementaires de ce genre de changement.

Premièrement, dans cet article, on a soutenu que le monde de multiples réseaux interconnectés en fonction de diverses ressources (centralisées et décentralisées) comporte plusieurs avantages possibles sur le plan politique. En bref, les gouvernements devraient de plus en plus considérer qu'il est dans l'intérêt public d'encourager le genre de changement associé à tout cela – pourvu qu'il soit rentable sur une période plausible (pas le choc de taux), qu'il soit à la hauteur des attentes quant à la fiabilité et à la résilience et qu'il offre des avantages sur le plan environnemental.

Les gouvernements devraient tout d'abord regarder ce que les marchés concurrentiels peuvent offrir et si la réduction du carbone est une grande priorité, ils devraient alors en établir le prix. Cependant, avec ou sans la tarification du carbone, il n'est pas clair que les marchés concurrentiels à eux seuls vont produire le meilleur résultat pour la politique publique.

Premièrement, il est notoire que les consommateurs ont des horizons relativement courts pour un retour. Les coûts liés à l'acquisition de renseignements et aux transactions peuvent facilement submerger toute proposition de valeur prétendue. Autrement dit, les marchés ont des défaillances.

Deuxièmement, il faut investir plus rapidement dans les technologies – particulièrement dans l'application de la technologie dans les systèmes intégrés – dont chacune pose ses propres défis techniques et de gestion. Il est permis de penser que certains investissements sont un bien public puisqu'une partie importante de l'avantage ne peut être internalisé par les investisseurs particulièrement dans les systèmes de services publics.

Presque tous les investissements dans ce genre de système auront un long horizon. Les consommateurs – même les grands consommateurs commerciaux ou industriels – n'investiront pas dans ce qui ne produira pas de retour avant quelques années et ils n'accepteront pas les complexités de gestion qui les détournent de leurs activités principales. Enfin, les investisseurs concurrentiels dans les technologies de la distribution qui font face à des rendements du capital investi incertains et à venir dans un certain temps pourraient choisir d'investir ailleurs.

Si tout reste lié aux réseaux, il y aura alors toujours des monopoles naturels qui posent des défis de gestion complexes. Les réseaux électriques et de gaz seront toujours réglementés. Les services publics thermiques deviendront largement réglementés – même si c'est de manière assouplie – en raison du pouvoir inhérent du marché que possède le fournisseur une fois que le consommateur s'est abonné. Les systèmes deviendront de plus en plus négligés comparativement au monde dégroupé des câbles et des conduites autonomes qui sont le paradigme depuis plus de vingt ans.

Un système thermique n'est pas seulement des tuyaux; il est également les ressources thermiques qui alimentent ces derniers. S'il comprend des actifs combinés de chauffage et d'énergie, il fait alors partie du système de

ressources électriques. Un système électrique qui s'appuie sur des ressources distribuées radicalement comme la cogénération de chaleur et d'électricité, l'énergie solaire et le stockage pourrait fonctionner avec toutes les ressources fournies par des entités indépendantes, ou il pourrait nécessiter une intégration plus serrée qui est offerte par un modèle dégroupé. Les systèmes d'avitaillement nécessitant des investissements initiaux élevés et faisant face à une croissance lente du marché pourraient voir ou ne pas voir le jour. Un parc de véhicules qui fait partie d'un système de stockage électrique pose ses propres défis sur le plan de la gestion. Il est peu probable que d'autres investissements hors réseaux, y compris des investissements dans l'efficacité énergétique – comme dans le passé – soient faits à un niveau conforme aux objectifs en matière de politique publique ou qu'ils soient aussi efficaces quant à l'équilibre du système électrique sans être intégrés, d'une manière ou d'une autre, à la gestion d'un système de distribution d'énergie plus vaste.

Quelle tournure cela prendra-t-il dans le monde réglementaire?

On a vu et on verra encore plus de tensions entre les fournisseurs concurrentiels et les services publics réglementés. Même les affiliés des services publics sont suspects en raison des perceptions selon lesquelles ils vont avoir un avantage indu découlant de leurs relations. Par contre, les joueurs concurrentiels ne se sont pas précipités dans le jeu en présence d'une faible proposition de valeur (privée) et des retours après une très longue période. Reste à voir si cela va changer en présence d'un changement technologique et de la diminution des coûts.

Bien entendu, les services publics eux-mêmes sont essentiellement conservateurs, bien que bon nombre d'entre eux se soient rendus à l'évidence – tout comme les services publics de gaz dans leur soutien pour QUEST. Quant aux services publics qui ne se sont pas rendus à l'évidence, ils vont chercher à refondre le modèle commercial en élargissant les services qu'ils offrent et ils vont farouchement protéger leur capacité à maintenir l'intégrité de leurs systèmes. Ils peuvent être ou ne pas être des agents de changement positif, mais de toute façon il semble peu probable qu'ils vont regarder d'un bon œil la perspective de ce que l'on appelle les spirales de la mort, d'ailleurs pas plus que les décideurs ou les organismes de réglementation.

L'instinct des organismes de réglementation semble être de veiller à ce que les services publics ne s'aventurent pas dans des activités qui vont au-delà des câbles et des conduites. Le modèle dégroupé nous a bien servi depuis deux décennies et si on permet qu'il se fragilise, on réintroduit une répartition des coûts non transparente et de possibles obstacles à l'émergence de fournisseurs concurrentiels. D'autre part, le Département des services publics de l'État de New York a indiqué, dans le cadre d'un récent document à l'intention du personnel, qu'il ne voit aucune raison évidente pour laquelle les services publics d'électricité ne pourraient pas investir dans les ressources électriques avec les acteurs concurrentiels.

L'instinct des décideurs varie, allant d'ignorer la situation à simplement y aller. Presque aucun d'entre eux ne comprend le système réglementaire qui, pour la plupart, est un mystère, et tout comme les consommateurs, ils préfèrent que le tout soit invisible. Lorsqu'ils veulent un changement, ils voient le système réglementaire comme étant un système lent et conservateur, ce qu'il est bien sûr. Il est préférable d'utiliser des outils familiers comme des mandats et des subventions, peu importe s'ils vont bien avec les systèmes réglementés.

Cette combinaison de forces regarde l'équilibre comme si elle va inhiber l'innovation ou à tout le moins la rendre plus perturbatrice (dans un sens négatif) que nécessaire.

Je suis votre organisme de réglementation local des services publics et je suis ici pour vous aider à innover

Il ne s'agit pas d'une mauvaise blague, bien qu'il puisse en être ainsi. Il se peut qu'à l'avenir la distribution d'énergie soit aussi réglementée que par le passé, peut-être même plus, mais en fonction de différents modèles, malgré les risques liés à la clarté et à la répartition transparente des coûts, ainsi que la possibilité d'inhiber les acteurs concurrentiels.

Le système réglementaire peut avoir ses limites, mais il a également des attributs dans une combinaison qu'aucun marché concurrentiel ou aucun autre instrument politique ne peut reproduire.

- Si nous vivons toujours dans un monde de réseaux, le système réglementaire supervisera les réseaux sous-jacents sur lesquels se seront appuyées les technologies novatrices d'offre et de demande.

- Le système réglementaire soutient un modèle commercial avec des horizons à long terme– ce qui est caractéristique de la plupart des systèmes énergétiques.

- Le système réglementaire peut explicitement intégrer au système des coûts externes (intérêt public) par des moyens comme des frais imputés pour les avantages du système ou des dépenses liées à la gestion de la demande.

- Il répartit les coûts entre les consommateurs en portant une attention stricte à l'équité; dans le cadre d'autres approches politiques, les coûts sont répartis entre les contribuables et l'équité est facultative.

- Il est près des consommateurs et comprend bien leurs habitudes et leurs besoins, et a la capacité de leur fournir la plupart des attributs qu'ils recherchent.

- Les processus réglementaires sont distincts des processus politiques à des égards importants et souhaitables : ils sont experts, fondés sur les données probantes, transparents et sujets à une procédure régulière.

Une conversation plus approfondie

La meilleure voie vers des systèmes énergétiques plus durables et qui produisent moins de carbone comporte des prix réels pour l'énergie, y compris les prix du carbone, mais la plupart des gouvernements ne sont pas prêts à établir le prix du carbone, particulièrement à la petite échelle du consommateur parce que ce dernier n'y est pas prêt.

Entre-temps, d'autres forces, y compris d'autres mesures politiques, ont contribué à l'élaboration et à l'application de nouvelles solutions. C'est sans aucun doute dans l'intérêt à long terme de la société – et les consommateurs – d'expérimenter et de mobiliser davantage de ces solutions, dont certaines seront inefficaces et tandis que d'autres seront efficaces.

Lorsque les marchés concurrentiels fonctionnent, on devrait leur laisser. Lorsqu'ils ne fonctionnent pas et que les solutions novatrices s'appuient sur la plateforme du système réglementé, il faudrait que les systèmes réglementaires jouent un rôle actif et expérimentent. À part tout le reste, nous savons que les consommateurs ne seront jamais prêts pour la tarification du carbone à moins qu'il n'existe, à portée de main, des solutions produisant moins de carbone.

Si cela en està se produire, nous devons tenir un discours différent. La communauté réglementaire organismes de réglementation, services publics, consommateurs et fournisseurs de services concurrentiels – doit prendre du recul par rapport aux préoccupations quotidiennes et au climat d'hostilité de la salle d'audience. Il y a quelques années de cela, au Canada, les organismes de réglementation et les services publics ont entamé une série de dialogues avec l'industrie. Il s'agissait d'une bonne idée qui a aidé à favoriser une compréhension mutuelle, mais leurs objectifs étaient toutefois limités et ils n'ont pas attiré de décideurs ou cherché à joindre un auditoire plus vaste.

Lors de futures discussions, les décideurs doivent jouer un rôle actif parce qu'une grande partie du travail à accomplir nécessitera un soutien politique ou législatif. Pour que ces discussions soient considérées comme légitimes, elles doivent être accessibles à un éventail de participants et à un auditoire plus vaste.

La portée du sujet est vaste et la complexité de ce dernier est paralysante, mais c'est également une question de configuration fondamentale de nos systèmes énergétiques pour des décennies à venir. Qu'on le veuille ou non, nous entrons dans l'avenir en trébuchant. Nous commettons toujours des erreurs; certaines idées ne fonctionneront pas et il y aura sans doute de nombreux faux pas.

Si nous pouvions simplement admettre ce dernier point, cela pourrait avoir un effet libérateur. Les faux pas sont préférables aux pannes d'électricité. ■

PRODUCTION COMBINÉE DE CHALEUR ET D'ÉLECTRICITÉ (PCCE) AUX FINS DE CONSERVATION EN ONTARIO : SOLUTION POLITIQUE OU DÉFI RÉGLEMENTAIRE?

*Richard Laszlo**

Les avancées technologiques de PCCE[1], alliées à une utilisation élargie du gaz[2], ont permis de réduire les coûts en capital et d'accroître la concurrence opérationnelle des systèmes de PCCE. Ceci a exacerbé l'intérêt des installations ayant un constant besoin de chauffage et d'électricité, ainsi que de celles qui accordent une grande valeur à la fiabilité et à la sécurité énergétiques. Une meilleure économie, jumelée à l'offre de systèmes modulaires préemballés, a ouvert la voie à des investissements privés à petite échelle et des propriétés d'un système de PCCE.

Cet article présente un sommaire du cadre réglementaire et politique relatif à la PCCE de l'Ontario, ainsi que des commentaires sur l'incidence d'un nombre accru de projets de PCCE visant le déplacement de charges sur la relation entre les clients et les fournisseurs de services, les rôles et les responsabilités et les répercussions sur les régulateurs.

Aperçu réglementaire et politique

Du point de vue de la *politique* énergétique, la PCCE offre une proposition de valeur intéressante et claire :

> *En supposant que la chaleur est utilisée de façon optimale, la PCCE peut permettre de tirer le maximum de l'énergie disponible à partir d'un combustible, devenant ainsi le moyen le plus efficace d'exploiter les combustibles fossiles tout en produisant de l'énergie électrique. La PCCE peut atteindre une efficacité globale maximale de 80 % lorsque conçue pour suivre la charge de chaleur*[3].

*Richard Laszlo est directeur du département de Recherche et Enseignement, de QUEST (Systèmes d'énergie de qualité pour les villes de demain), une organisation à but non lucratif qui vise à faire avancer les collectivités utilisant l'énergie intelligente au Canada. Avant d'entrer aux services de QUEST, M. Laszlo était chercheur et auteur du document Pollution Probe's Primer on Energy Systems in Canada, et il a travaillé à différents dossiers énergétiques avec les ministères de l'Énergie et de l'Environnement de l'Ontario, y compris les Autorisations de projet d'énergie renouvelable en vertu de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie vert*.

1 La production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE) est également connue sous le nom de cogénération. Ces systèmes capturent la chaleur autrement perdue durant la génération thermique d'électricité, de façon à récupérer aussi bien la chaleur (sous forme d'eau chaude ou de vapeur) que l'électricité aux fins d'utilisation.

2 La différence de prix de l'électricité fournie par le réseau et le coût de génération d'électricité au gaz naturel, le carburant habituellement utilisé dans les systèmes de PCCE.

3 Ontario, *Le Plan énergétique à long terme de l'Ontario* (2 décembre 2013), en ligne : <http://www.energy.gov.on.ca/docs/LTEP_2013_French_WEB.pdf>.

La PCCE combine cette grande efficacité à un fonctionnement extrêmement fiable[4], tellement que de nombreuses compétences sont à élaborer des directives à l'intention des installations afin de mettre en œuvre la PCCE et d'autres projets de génération distribuée à titre d'interventions fiables et souples aux événements météorologiques extrêmes, comme l'ouragan Sandy[5]. La PCCE est évolutive et peut être déployée relativement rapidement, souvent sans aucune opposition du public, même lorsqu'elle est située dans des zones urbaines denses[6]. Même si la plupart des systèmes de PCCE fonctionnent au gaz naturel, ils peuvent être conçus pour fonctionner à l'aide de différents carburants d'entrée, comme la biomasse, et de manière à satisfaire un éventail d'exigences de production thermique et d'électricité. En outre, lorsqu'on les compare au parc ontarien de turbines à gaz à cycle combiné larges et centrales utilisées pour la génération en marge, un système de PCCE bien conçu peut réduire la consommation globale de gaz naturel et les gaz à effet de serre de la province, qui en découlent[7,8].

L'image *réglementaire* est beaucoup moins claire. La PCCE complique la question, car elle élargit le nombre et la diversité des consommateurs intéressés à l'autogénération pour inclure les petites installations industrielles, les immeubles institutionnels et commerciaux ainsi que les ensembles résidentiels de plus grande importance, une capacité réservée aux grosses industries jusque-là. Lorsque les systèmes de PCCE sont conçus dans le cadre de projets visant le déplacement de charges, ils peuvent potentiellement déranger le modèle d'affaires actuel des fournisseurs d'électricité et brouiller les lignes qui divisent les rôles, les relations et les attentes des fournisseurs et des clients.

Pour compliquer encore plus les choses, la PCCE est une technologie multicarburant unique qui a le potentiel de croiser la division réglementaire de l'électricité et du gaz naturel[9]. Par exemple, on peut concevoir qu'un projet de PCCE visant le déplacement de charges pourrait être admissible au programme de conservation de l'énergie et de gestion de la demande (CDM), ainsi que la maîtrise de la demande d'électricité (MDE) pour le gaz naturel. LA PCCE peut simultanément déplacer la charge électrique du système de distribution ainsi que réduire l'utilisation du gaz naturel lorsque l'on fait la comparaison avec le parc de l'Ontario de centrales à cycle combiné au gaz naturel qui génèrent de l'électricité en marge en combinaison avec les chaudières des clients. Le ministère de l'Énergie a lancé un appel pourles programmes CDM/MDE dans sa directive sur la Priorité à la conservation de l'énergie, transmise à la Commission de l'énergie de l'Ontario[10], et la PCCE est une application parfaite de l'énergie pour la promotion commune de la collaboration entre les services publics d'électricité et de gaz naturel étant donné qu'elle chevauche à la fois le chauffage et l'électricité.

Bien plus que de l'approvisionnement

Trois configurations de connexion sont possibles pour brancher la PCCE au système de distribution électrique ou au système de transmission dans le cas d'usine industrielle importante :

i. **Lorsque toute la puissance est exportée de l'usine vers le système de distribution, soit par l'exploitation d'un système de PCCE en tant qu'usine marchande ou dans le cadre d'une entente d'achat d'électricité :** Certains lecteurs seront familiers avec l'histoire récente de l'Ontario sur les efforts d'approvisionnement de PCCE. Dans son récent Plan énergétique à long terme (PELT)[11], le ministère de l'Énergie inclut une référence à un programme de PCCE et a subséquemment émis une directive ministérielle à l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO)[12] afin d'établir la deuxième ronde du Programme d'offre standard en matière de production combinée de chaleur et d'électricité 2.0 (POSPCCE 2.0) visant les serres (100 MW) et des projets énergétiques régionaux (50 MW).

ii. « **Production hors réseau » lorsque toute l'énergie est consommée par l'installation hôte comme projet de déplacement de charges :** Dans la politique énergétique de l'Ontario, le déplacement de charges provenant de la PCCE est traité comme une mesure de conservation d'électricité, car il permet de réduire les besoins d'électricité d'une installation fournis par le système de distribution. Comme mesure de conservation, ces systèmes hors réseau de PCCE étaient admissibles aux programmes incitatifs comme le CDM (Conservation and Demand Management) en vertu du cadre de conservation précédent (2011 – 2014), et le Ministère a récemment passé en revue de manière rigoureuse son admissibilité dans la directive émise par le ministère de l'Énergie à l'intention de l'OEO relative au cadre de travail Priorité à la conservation de l'énergie[13].

iii. **La facturation nette, qui permet un débit bidirectionnel de l'électricité entre l'installation et le système de distribution :** Bien que la facturation nette soit théoriquement permise pour les systèmes de PCCE qui s'alimentent avec la biomasse ou du biogaz[14], le Programme de tarifs de rachat garantis de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte* fournit un mécanisme d'approvisionnement direct pour la génération d'énergie à partir de la bioénergie[15]. Pour la PCCE alimentée au gaz naturel, la facturation nette n'est pas encore permise.

Incidence pour les services publics

Dans la vision du PELT, le gouvernement de l'Ontario a indiqué qu'il voit la facturation nette comme l'avenir des projets d'énergie renouvelable à petite échelle. En l'absence d'un prolongement de cette vision aux systèmes de PCCE utilisant le gaz naturel, ce sont les PCCE hors réseau, ou les soi-disant projets de « production combinée de chaleur et d'électricité de conservation (PCCEC) », qui offrent le plus grand potentiel pour appuyer davantage l'atteinte des objectifs de la politique à long terme de l'Ontario. Malheureusement, les promoteurs de tels projets sont également ceux dont les projets dérangent le modèle d'affaires des services publics d'électricité.
Le cadre de travail Priorité à la conservation de l'énergie de l'Ontario (2015-2020) comprend des cibles de conservation ambitieuses. L'OEO est actuellement engagée dans un processus efficace d'affectation de fonds de 2,1 milliards de dollars et 7 térawattheures (TWh) de cibles de PCCE pour l'ensemble des entreprises locales de distribution (ELD). Les 7 TWh représentent une augmentation d'environ 90 % par rapport aux économies d'énergie annuelle moyennes de 2011 - 2014[16]. Afin d'atteindre ces cibles, un

4 U.S. Environmental Protection Agency (EPA), *Reliability Benefits (Avantages de la fiabilité),* en ligne : <http://www.epa.gov/chp/basic/reliability.html>.

5 U.S. Department of Energy (DOE), U.S Department of Housing and Urban Development (HUD), U.S. Environmental Protection Agency (EPA), *Guide to Using Combined Heat and Power for Enhancing Reliability and Resiliency in Buildings* (septembre 2013), en ligne [en anglais seulement] : <http://epa.gov/chp/documents/chp_reliability.pdf>.

6 L'échelle relativement petite des systèmes de PCCE leur permet d'être intégrés dans la conception d'immeuble. Pour consulter un inventaire des systèmes PCCE, voir le document *Cogeneration Facilities in Canada* du CIEEDAC (mars 2014), en ligne [en anglais seulement] : <http://www2.cieedac.sfu.ca/media/publications/Cogeneration_Report_2014_Final.pdf>.

7 Les villes du PELT atteignent une efficacité globale de 80 % pour la PCCE, et pour les villes de l'OEO, l'ensemble du parc d'usines à turbine à gaz à cycle combiné (TGCC) peut atteindre une efficacité maximale de 55 %.

8 U.S. EPA, *Combined Heat and Power Partnership, Efficiency Benefits*, en ligne [en anglais seulement] : EPA <http://www.epa.gov/chp/basic/efficiency.html>.

9 *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, 1998, SO 1998, c15, annexe B, art 1, 3.

10 Commission de l'énergie de l'Ontario, *directive émise par le ministère de l'Énergie à la CEO* (26 mars 2014), en ligne [en anglais seulement] : <http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/Documents/Directive_to_the_OEB_20140326_CDM.pdf>.

11 Ministère de l'Énergie de l'Ontario, *Le Plan énergétique à long terme de l'Ontario* (2 décembre 2013), en ligne : <http://www.energy.gov.on.ca/fr/files/2014/10/LTEP_2013_French_WEB.pdf>.

12 *Directive émise par le ministère de l'Énergie à l'OEO* (26 mars 2014), en ligne [en anglais seulement] : <http://www.powerauthority.on.ca/sites/dfault/files/news/MC-2014-856.pdf>.

13 *Ibid*, la directive du Ministère émise le 31 mars 2014 stipule que « [Traduction] l'OEO doit envisager l'inclusion du CDM aux activités visant la réduction de la consommation électrique et la demande sur le réseau électrique, comme le chauffage et la climatisation géothermiques, le chauffage solaire et la génération électrique hors réseau à petite échelle (c.-à-d. <10 MW) ». (Section 7.1).

14 *Loi sur l'électricité*, 1998, SO 1998, c15, Annexe A.

15 Office de l'énergie de l'Ontario, *Feed in Tariff eligibility requirements for bioenergy,* en ligne [en anglais seulement] : <http://fit.powerauthority.on.ca/fit-program/eligibility-requirements/renewable-fuel/bioenergy>.

16 Office de l'énergie de l'Ontario, *Target and Budget Allocation Methodology, Conservation First Framework LDC*

grand nombre d'ELD cherchent des occasions pour soutenir leurs consommateurs autrement que par le changement de vieilles ampoules inefficaces et pour aider l'industrie à changer les moteurs à entraînement électrique pour des moteurs plus efficaces. Puisqu'une unité de PCCE relativement modeste de 500 kW peut réduire la consommation électrique d'environ 4 GWh par année[17], il n'est pas surprenant que les ELD s'emploient de plus en plus à trouver des occasions de projets de PCCE dans leurs territoires de service respectifs[18].

Bien entendu, le défi repose dans le fait que ces projets influent sur les revenus existants des ELD, particulièrement pour les plus petites, où quelques projets de PCCE indépendants peuvent représenter une portion importante de leur charge globale. Cela peut se traduire par des droits d'actifs de transmission ou de génération délaissés et, dans certains cas, exiger l'ajout d'investissements dans ces systèmes par le propriétaire afin de les protéger contre des conditions de pannes comme celles causées par des problèmes thermiques ou de court-circuit. Suite à ces pertes de revenus et à ces répercussions sur les coûts, un grand nombre d'ELD ont réagi en introduisant ou, dans certains cas, en réintroduisant des frais pour droit d'usage, rendant ainsi moins invitant la mise en place de systèmes de PCCE, une réaction qui se place en conflit direct avec les objectifs énoncés dans le cadre Priorité à la conservation de l'énergie.
Tandis que les frais liés à l'attente sont garantis en ce que les partisans de la PCCE utilisent un service et dépendent du réseau si leur système échoue, leur demande n'est pas systématiquement appliquée à travers les ELD de l'Ontario, et souvent ne tiennent pas compte de tous les avantages potentiels à payer pour le système tel que le report des investissements de transport et de production.

D'autres ELD ont utilisé leurs sociétés affiliées non réglementées pour investir dans de tels projets de PCCE; toutefois, en vertu des programmes de conservation actuels, l'investissement de tiers et la propriété des systèmes de PCCE ne permettent pas de qualifier ces derniers pour l'obtention de mesures incitatives, que les projets de PCCE soient entrepris par des sociétés affiliées ou le secteur privé. La combinaison des risques et de l'incertitude fait en sorte que les promoteurs de projets de PCCE sont préoccupés par le fait que des coûts additionnels seront introduits au fil du temps, peut-être sous la forme d'un supplément, comme le mécanisme d'ajustement globale de l'Ontario.

Existe-t-il une solution réglementaire?

Deux processus réglementaires pointent vers des solutions possibles, même si elles sont imparfaites. Ces options ne sont pas mutuellement exclusives et comportent de nombreuses variantes potentielles pouvant être appliquées selon les circonstances.

La première option est proposée par la Commission de l'énergie de l'Ontario, qui a publié un document de discussion soulignant les options d'un modèle à tarif fixe, également connu comme le taux ou le revenu découplé[19]. Ainsi, les ELD pourraient récupérer leurs coûts et faire un gain associé à leur taux de rendement réglementé en fonction de frais fixes uniquement facturés à leurs clients plutôt qu'en fonction du modèle d'aujourd'hui, où le retour est payé par un ensemble de taux fixes (kW) et variables (kWh). L'objectif énoncé de de la CEO consiste à appuyer l'orientation stratégique énoncée dans le PELT en retirant tout facteur dissuasif pour augmenter la génération distribuée. Bien qu'à cette étape, la CEO semble vouloir aller de l'avant uniquement pour les clients résidentiels et les petites entreprises, la portée devrait éventuellement aussi s'étendre aux clients plus importants qui souhaiteraient développer des projets de PCCE.

La deuxième option, plus radicale, provient de la procédure de *Reforming the Energy Vision*[20] de

Tool Kit (23 septembre 2014), en ligne [en anglais seulement] : <http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/conservation/LDC-Target-Budget-Allocation-Methodology-Summary-Draft-v3.pdf>.

17 En supposant que le système fonctionne 8 000 heures par année (500 kW x 8 000 heures = 4 GWh/année).

18 QUEST copréside le groupe de travail sur les PCCE de l'Ontario, dont l'un des trois objectifs est l'engagement des ELD. Plusieurs ELD sont représentées dans ce groupe de travail, notamment PowerStream, Veridian, Oshawa PUC et London Hydro. Ces ELD et bien d'autres entreprennent activement des projets de PCCE visant le déplacement de charges comme moyens d'atteindre leurs cibles CDM actuelles et futures.

19 Commission de l'énergie de l'Ontario, *Rate Design for Electricity Distributors EB-2012-0410* (31 mars 2014).

20 New York Public Service Commission, *Reforming the Energy Vision: NYS Department of Public Service Staff Report and*

l'État de New York, dans le cadre de laquelle la commission des services publics passe en revue sa réglementation sur les services publics d'électricité. Dans une demande conjointe, des filiales de services publics d'électricité ont allégué que la propriété du service peut être appropriée lorsque l'intégration d'une génération distribuée est susceptible d'améliorer la fiabilité, là où cela se traduit par des investissements différés dans l'infrastructure de transmission et de distribution, et où certains clients pourraient en bénéficier. Bien entendu, tout le monde n'appuie pas nécessairement l'idée de permettre même une intégration verticale et une réorganisation limitée des services publics, mais les projets de PCCE ont le potentiel de satisfaire les conditions mises de l'avant par l'ensemble des services publics de New York.

Plus important encore, la conclusion commune et le facteur reliant l'exploration du découplage des revenus de l'Ontario pour les ELD à l'examen par l'état de New York de sa réglementation relative aux services de distribution, est que la génération distribuée, y compris les projets de PCCE, devrait jouer un rôle de plus en plus important dans le système énergétique de demain.

La Commission de l'énergie de l'Ontario a fait un pas courageux pour souligner les options possibles de découplage des revenus afin de soutenir les objectifs stratégiques du gouvernement. Bien que certains ne soient pas en mesure d'imaginer une certaine forme de « réorganisation » limitée, ce serait certainement dans l'intérêt des contribuables et des services publics de l'Ontario pour la Commission de suivre la voie prise par les régulateurs de New York et d'au moins examiner les conditions sous lesquelles un regroupement peut être pris en considération. Les régulateurs de l'Ontario ont maintenant la tâche de garantir une livraison sécuritaire, fiable et abordable de l'électricité aux consommateurs. Afin d'entreprendre cette tâche efficacement dans le cadre d'une technologie et d'un environnement économique qui changent rapidement, les régulateurs devraient se montrer prêts à suivre des méthodes non conventionnelles. Par exemple, ils pourraient avoir la souplesse nécessaire dans les cas de projets de PCCE visant le déplacement de charges, de traiter une demande SDL/GAD de services multiples, et de prendre en considération des soumissions où les services publics présentent un dossier convaincant de gestion de réseau, même si cela veut dire investir dans des actifs du côté du client par rapport au compteur.[21] La Commission de l'énergie de l'Ontario a fourni une directive[22] qui définit le cadre réglementaire pour les installations de production appartenant aux distributeurs, y compris les projets de PCCE avec la production et le stockage de l'énergie renouvelable, quoique les services publics ne puissent pas inclure des actifs de production en vigueur dans leur base tarifaire. Ceci est un excellent premier pas, en rendant les règles de jeu équitables pour les services publics qui veulent investir dans les projets de PCCE « derrière le compteur », aux cotés de leurs filiales réglementées et du secteur privé. Néanmoins, les obstacles et les incertitudes demeurent. Il existe des possibilités pour l'organisme de réglementation de s'étendre sur les mesures qu'il a déjà prises en uniformisant les règles de jeu parmi les services publics de l'Ontario en ce qui concerne la fixation des tarifs liés à l'attente, en exigeant que les ELD connectent les clients « derrière le compteur » lorsque nécessaire, et en introduisant une plus grande certitude en ce qui concerne l'application future des charges telles que le mécanisme d'ajustement global de l'Ontario.

Conclusion

Les projets de PCCE combinent une exploitation

Proposal, nº 14-M-0101 (24 avril 2014), en ligne [en anglais seulement] : NYS Department of Public Service <http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/96f0fec0b45a3c6485257688006a701a/26be8a93967e604785257cc40066b91a/$FILE/ATTK0J3L.pdf/Reforming%20The%20Energy%20Vision%20(REV)%20REPORT%204.25.%2014.pdf>.

21 Par exemple, les dispositifs d'économie en période de pointe sont des actifs appartenant aux contribuables , à leur avantage.

22 Commission de l'énergie de l'Ontario, "Regulatory and Accounting Treatments for Distributor-Owned Generation Facilities," G-2009-0300, (15 septembre 2009), en ligne: CEO <http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/Documents.Regulatory/Guidelines_reg_accounting_treatments_G-2009-0300.pdf>.

fiable et très efficace à de nombreuses autres qualités très souhaitables pour contribuer aux objectifs stratégiques, y compris en ce qui a trait à la résilience, à l'amélioration du rendement environnemental ainsi qu'au contrôle des coûts pour l'industrie. La plupart des décisions et des discussions stratégiques limitées concernant la PCCE sont liées aux plus récents programmes d'approvisionnement qui ciblent uniquement des secteurs précis, et pourtant la PCCE visant le déplacement de charges offre non seulement une voie potentielle pour atteindre les cibles ambitieuses du cadre de travail Priorité à la conservation de l'énergie du gouvernement de l'Ontario, mais permet également des options souhaitables pour les consommateurs d'énergie de la province pour gérer leurs coûts énergétiques et ajouter de la résilienceà leurs opérations. Le régulateur détient l'une des clés pour débloquer le potentiel de la PCCE, et devrait continuer à uniformiser les règles de jeu et éliminer les obstacles à l'investissement, à la fois par le secteur public et le secteur privé, dans les infrastructures d'énergie efficaces et distribuées. ■

LA JOIE DE RÉDIGER DES DÉCISIONS

Juge David M. Brown[1]

Introduction : la joie

Selon la décision charnière de la Cour suprême du Canada rendue dans l'affaire *Dunsmuir c. Nouveau-Brunswick*[2], la justification, la transparence et l'intelligibilité du processus décisionnel, jumelées à des résultats pouvant se justifier au regard des faits et du droit, sont les valeurs caractéristiques de décisions judicieuses de tribunaux réglementaires. Il s'ensuit que, lorsque les membres de tribunaux rédigent leurs décisions, ils doivent s'assurer que leurs motifs justifient la conclusion à laquelle ils en sont arrivés et divulguer un raisonnement transparent et intelligible qui appuie et explique la conclusion.

Dans la première édition de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie,* le professeur David Mullan a donné aux membres des tribunaux le sage conseil suivant :

> Si possible, rendez votre décision à la lumière d'un examen méticuleux des faits, de la complexité de votre propre régime statutaire et du droit élaboré par votre propre jurisprudence ou les précédents jurisprudentiels de l'organisme. Les tribunaux respecteront habituellement votre expertise et appliqueront une norme de contrôle rigoureuse si votre décision est bien justifiée[3].

Comment un membre du tribunal peut-il appliquer ce conseil dans la pratique quotidienne? Le présent article vise à fournir aux membres de tribunaux une orientation pratique quant à la rédaction de décisions, la partie de mon travail judiciaire que j'aime le plus. Pour moi, c'est un plaisir de rédiger des décisions et, au moyen du présent article, je tiens à partager avec vous mon enthousiasme à l'égard de ce processus. Bien entendu, comme on le disait auparavant dans l'introduction de l'émission *Wide World of Sports* de la chaîne ABC, le plaisir que procure la rédaction de motifs peut parfois être suivi de l'agonie qui découle de l'annulation de la décision par une cour de révision. Telle est la vie des tribunaux et des cours de première ligne qui rendent les décisions initiales. On peut néanmoins dire que plus un tribunal s'efforce de répondre aux objectifs liés à la justification, à la transparence et à l'intelligibilité du processus décisionnel, moins la décision risque d'être annulée à la suite de son examen.

L'auditoire de la décision

Les motifs visent à dire aux parties ce que le tribunal a fait et pourquoi il l'a fait. Ils doivent garantir aux parties que pour en arriver à sa décision, le tribunal a compris leurs positions et en a tenu compte. Comme l'a indiqué la Cour divisionnaire de l'Ontario dans une affaire, « des motifs sont nécessaires, pas seulement des conclusions » [traduction][4].

Un de mes anciens collègues, le juge Dennis Lane, a donné aux membres de tribunaux, le conseil suivant pour déterminer

1 Juge David M. Brown, cour supérieure de justice de l'Ontario. Une version antérieure de ces remarques a été donnée en juillet 2014 à l'Université Queen's dans le cadre du cours de CAMPUT en réglementation énergétique.
2 *Dunsmuir c Nouveau-Brunswick,* 2008 CSC 9 au para 47.
3 David J Mullan, « Droit administratif et réglementation en matière d'énergie – éviter les pièges – les dix règles – perspective sur dix ans », (2013) 1 *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* 13 à la p 15.
4 *Clifford v Ontario (Attorney General)* (2008), 90 OR (3d) 742 (Div Ct).

l'auditoire de leurs motifs :

> Il y a de nombreux auditoires pour vos motifs et les nôtres : les tribunaux, les parties, le public, la presse, les juristes universitaires, ainsi de suite. Le premier auditoire auquel pensent bon nombre de décideurs est la Cour d'appel ou le tribunal [de contrôle judiciaire]. Mais laissez-moi vous dire ceci : c'est une erreur que de rédiger des motifs à l'intention d'un tribunal de révision. En agissant de la sorte, on ne rédige pas pour le lecteur le plus important, soit la partie qui est sur le point d'apprendre qu'elle a perdu sa cause. Si vous pouvez lui expliquer clairement pourquoi elle a perdu, vous n'aurez pas à craindre qu'un tribunal de révision ne comprenne pas votre décision et pourquoi vous en êtes arrivé à cette décision. Rédigez en termes généraux pour le non-spécialiste instruit; c'est habituellement la description des parties, il s'agit donc du même conseil que dans le cas de la partie qui a perdu sa cause[5]. [Traduction]]

Préparation pour rédiger vos motifs : avant et pendant l'audience

La préparation pour rédiger une décision commence avant la tenue de l'audience. Le membre du tribunal doit préalablement maîtriser le dossier écrit, ce qui lui permettra de comprendre les questions en litige et, lors de l'audience, de poser des questions pour préciser les points en litige et les éléments de preuve sur lesquels les motifs doivent s'appuyer.

Bien que la plupart des tribunaux aient accès à des transcriptions en temps réel des délibérations de la journée, le membre d'un tribunal doit prendre des notes chaque jour de l'audience. Un membre doit prendre en note :

i. son opinion quant à la crédibilité et à la fiabilité des éléments de preuve fournis par chaque témoin;

ii. la vraisemblance des divers arguments avancés devant le tribunal et l'évolution de son opinion quant à ses arguments au fur et à mesure;

iii. les questions qu'ils souhaitent aborder avec les témoins subséquents au cours de l'audience.

À la fin de chaque journée, le membre doit prendre le temps de préparer un résumé de sa pensée à l'égard des questions en fonction de la preuve entendue cette journée-là et à la lumière de toute la preuve entendue jusqu'à ce moment. La dernière partie de ses notes quotidiennes devrait contenir un genre de journal sur l'évolution de ses pensées quant aux questions en jeu dans cette affaire et les résultats possibles pour chacune de ces questions. À la fin d'une journée d'audience typique, je consacre environ 90 minutes à la révision de mes notes, les décomposant en questions distinctes à des fins de référence ultérieure rapide et en inscrivant des commentaires quant à la crédibilité et ce que je pense des questions.

Commencer à rédiger la décision

Il va de soi que chaque jour, le membre doit s'assurer de comprendre la preuve donnée et les arguments entendus, et donc de se préparer pour la preuve qui sera présentée le jour suivant. Toutefois, à un certain moment, il doit commencer à esquisser un aperçu de la décision qui identifie les questions sur lesquelles il faut trancher et ses pensées préliminaires à l'égard de chaque question.

Idéalement, le processus relatif à l'aperçu devrait commencer avant que le tribunal ne commence à entendre la preuve. La preuve déposée au préalable permet d'identifier les questions en litige, en plus de la position générale des parties sur chacune de ses questions. L'acte introductif d'instance, comme un avis de requête, précisera le redressement demandé, permettant au tribunal de savoir, avant l'audience orale, la décision qu'on lui demandera de rendre à la fin de l'audience.

Un aperçu préliminaire de la structure des motifs préalablement à l'audience sert plusieurs fonctions :

i. il indique au tribunal les questions qui sont réellement en litige, le redressement demandé et la position initiale des parties sur chacune de ces questions;

ii. il peut servir de carte routière pour comprendre la preuve produite lors de l'audience, particulièrement si elle est présentée de manière éparse;

iii. il permet au tribunal d'être conscient des changements au niveau de la position des parties et du redressement demandé au fur et à mesure de l'audience;

iv. en identifiant les questions en litige, il aide le tribunal à évaluer les objections soulevées à l'égard de la preuve en fonction de leur manque de pertinence aux questions en jeu lors de l'audience;

v. il donne un aperçu de l'affaire dans son ensemble, ce qui est utile pour réfléchir aux décisions que le tribunal sera appelé à prendre.

Le moyen le plus utile d'éclairer le processus décisionnel du tribunal au fur et à mesure de l'audience consiste à comprendre et à organiser les questions avant que l'audience ne commence.

Certains tribunaux ont accès à du personnel pour les aider lors de l'audience. Il est toujours tentant de miser sur ce dernier pour examiner la preuve déposée au préalable et aider à dresser un aperçu des motifs. Pourtant, les membres des tribunaux doivent être conscients de deux questions. Premièrement, le droit exige que seules les personnes qui entendent les représentations des parties puissent prendre part au processus décisionnel. Par conséquent, il revient au tribunal, et non au personnel, d'en arriver à une résolution quant à la preuve contestée. Deuxièmement, en pratique, plus un tribunal cède au personnel le travail organisationnel et lié à l'examen, moins les membres du tribunal ont l'occasion d'examiner et de connaître la preuve, la position des parties et la dynamique de l'évolution de la preuve au cours de l'audience. Un processus décisionnel de grande qualité découle de membres qui connaissent personnellement très bien la preuve et les arguments. Plus un tribunal délègue l'examen de la preuve et des arguments, plus il risque d'abaisser la qualité de sa décision finale. Bien qu'il puisse être très tentant de déléguer le travail lorsque la preuve déposée est imposante, au bout du compte ce sont les membres du tribunal qui sont payés pour prendre la décision éclairée et raisonnable, et non le personnel. Rien ne saurait remplacer la vaste participation des membres du tribunal à l'examen et à l'organisation de la preuve et des arguments.

Les facteurs clés lors de la rédaction de décisions

Si la justification, la transparence et l'intelligibilité du processus décisionnel sont les objectifs finaux de toute décision, comment s'y prendre pour y parvenir? On y parvient en utilisant pour les motifs la clarté, la proximité, le contexte et le « courage du choix », ainsi qu'en répondant à la question clé « Pourquoi? »

Clarté : Les motifs doivent clairement indiquer les questions sur lesquelles trancher et mentionner le raisonnement du tribunal pour arriver à la décision sur chaque question. Posez-vous la question suivante : La personne ayant une éducation moyenne sera-t-elle en mesure de comprendre la décision?

Proximité : Évitez de réciter tous les faits et ensuite de procéder à une analyse question par question. Placez le traitement des faits ayant une pertinence pour une question à proximité de votre application du droit ou de la politique concernant cette question et la décision prise à son égard.

Contexte : Placez les questions dans leur contexte global. Par exemple, s'agit-il d'une question « unique » fondée sur les faits ou soulève-t-elle des considérations qui vont au-delà des intérêts immédiats des parties et donnent lieu à de plus vastes considérations politiques?

Courage du choix : Ne tranchez que sur ce qui nécessite une décision et, dans le cadre de cette dernière, ne tenez compte que des faits pertinents. Au cours des dernières années, la Cour suprême du Canada a fourni une orientation sur cette question :

> Il se peut que les motifs ne fassent pas référence à tous les arguments, dispositions législatives, précédents ou autres détails que le juge siégeant en révision aurait voulu y lire, mais cela ne met pas en doute leur validité ni celle du résultat au terme de l'analyse du caractère raisonnable de la décision. Le décideur n'est pas tenu de tirer une conclusion explicite sur chaque élément constitutif du raisonnement, si subordonné soit-il, qui a mené à

5 Juge Dennis Lane, *How to get Judicially Reviewed in an Infinite Number of Easy Lessons: A Report from the Trenches*, The Canadian Institute, 11 juin 2007.

> sa conclusion finale […] En d'autres termes, les motifs répondent aux critères établis dans *Dunsmuir* s'ils permettent à la cour de révision de comprendre le fondement de la décision du tribunal et de déterminer si la conclusion fait partie des issues possibles acceptables. [*Newfoundland and Labrador Nurses' Union c. Newfoundland and Labrador (Conseil du Trésor)*][6]
>
> Notre Cour a insisté sur le fait qu'un tribunal administratif n'a pas l'obligation d'examiner et de commenter dans ses motifs chaque argument soulevé par les parties. La question que doit trancher le tribunal judiciaire siégeant en révision demeure celle de savoir si la décision attaquée, considérée dans son ensemble, à la lumière du dossier, est raisonnable […] [*Construction Labour Relations c. Driver Iron Inc.*][7]

Pourquoi? Indiquez clairement les motifs de votre décision. L'explication des raisons pour lesquelles vous en êtes arrivé à cette décision est l'aspect le plus important pour comprendre ce qui vous a mené à cette décision. Ne choisissez pas d'obscurcir les questions difficiles ou d'éviter de les traiter de front. Les tribunaux de révision ont la mystérieuse capacité de flairer les tentatives des tribunaux de ne pas aborder directement les principales questions. De tels efforts d'évitement donnent généralement lieu à un manque de retenue réduit.

De plus, un tribunal devrait toujours être conscient du pouvoir du langage qu'il utilise dans ses motifs. Soyez modéré dans le langage que vous utilisez.

Quelques observations finales

Permettez-moi de conclure en vous offrant cinq conseils pratiques supplémentaires sur le processus de rédaction des décisions.

Premièrement, à un moment donné au cours du processus de rédaction des décisions, le membre du tribunal tombe inévitablement en panne d'écriture. La meilleure façon de ne pas se trouver dans cette situation consiste à établir et à respecter, pour vos motifs, une structure logique et organisée. Souvent, la décision s'écrit d'elle-même si, dès le début, vous prenez le temps de créer une bonne structure – prenez simplement le temps de travailler méthodiquement et patiemment sur chaque question, puis de trancher. Si vous doutez de votre décision préliminaire à l'égard d'une question en particulier, poursuivez la rédaction de vos motifs, puis revenez plus tard sur cette dernière. Souvent, il est plus facile de revoir une décision relative à une question particulière une fois que vous avez pris une décision préliminaire pour chacune des questions.

Deuxièmement, la plupart du temps ce sont les faits de l'affaire qui orientent le résultat. Par conséquent, tirez vos conclusions de fait avant d'appliquer le droit aux faits. Bien entendu, comme c'est le cas avec toute règle générale, il y a toujours une exception. Si une affaire soulève une nouvelle question de droit ou de politique, prenez le temps de comprendre le droit ou la politique avant d'examiner la preuve. Il est plus facile de tirer des conclusions de fait lorsque vous comprenez le contexte juridique ou politique dans lequel ces conclusions doivent être tirées et ce, parce que le principe juridique ou la politique éclaire le processus d'évaluation de la pertinence de la preuve.

Troisièmement, bien que l'établissement de la position des parties sur chacune des questions soit souvent une bonne façon de structurer l'analyse juridique d'une question, il ne faut pas oublier que ce sont les principes juridiques en vigueur, et non la position des parties, qui, en définitive, doivent éclairer votre processus décisionnel.

Quatrièmement, après avoir rédigé la première version complète d'un jugement, examinez-le et passez-le en revue à plusieurs reprises pour vous assurer qu'il aborde toutes les questions et qu'il fournit pour chacune d'entre elles une analyse cohérente et logique qui repose sur les faits et la preuve. Souvent, à cette étape du processus de rédaction des décisions, il faut revenir en arrière pour examiner les observations écrites des parties et vérifier des faits pertinents, ce qui donne lieu à plusieurs ébauches des motifs. Dans le cadre de ce processus, je trouve utile de lire plusieurs fois à voix haute les motifs préliminaires. En

[6] *Newfoundland and Labrador Nurses' Union c Newfoundland and Labrador (Conseil du Trésor,)* [2011] 3 RCS 708 aux para16-17.

[7] *Construction Labour Relations v Driver Iron Inc.*, [2012] 3 RCS 405 au para 3.

plus de relever les erreurs typographiques, la lecture à voix haute d'une décision vous permet d'écouter votre propre processus de réflexion. Si vos motifs semblent en partie porter à confusion, il y a fort à parier qu'ils sont effectivement difficiles à comprendre. Revenez en arrière et réécrivez-les jusqu'à ce qu'ils soient clairs et paraissent convaincants.

Enfin, pour toutes les affaires, sauf les plus urgentes, utilisez la « règle du lendemain ». Après avoir rédigé une version du jugement, mettez-la de côté et passez-la en revue le lendemain matin. Souvent, une pause de 24 heures fournit au décideur le temps de préciser son processus de réflexion et d'améliorer le langage utilisé dans sa décision. ■

LE GOUVERNEMENT DE L'ALBERTA PUBLIE DES LIGNES DIRECTRICES VISANT À CLARIFIER LE PROCESSUS DE CONSULTATION DES PREMIÈRES NATIONS

*Hannah Roskey**

Le 28 juillet 2014, le gouvernement de l'Alberta (« l'Alberta ») a rendu publiques ses lignes directrices sur la consultation des Premières Nations en matière de gestion des ressources naturelles et du territoire (les « Lignes directrices »), qui viennent compléter sa politique de consultation des Premières Nations sur la gestion des ressources naturelles et du territoire (la « Politique ») publiée en août 2013. Alors que la Politique donne une vue d'ensemble du processus de consultation, l'objet des Lignes directrices est de décrire en détail la procédure à suivre.

Les Lignes directrices remplacent le document antérieur de 2007, qui décrivait des procédures de consultation distinctes pour chaque ministère du gouvernement. Les nouvelles Lignes directrices instituent un processus centralisé qui s'applique à toutes les décisions, qu'elles soient stratégiques ou qu'elles portent sur un projet en particulier, susceptibles d'avoir une incidence défavorable sur les droits des Premières Nations découlant des traités et leurs usages traditionnels. Les Lignes directrices sont entrées en vigueur à la date de leur publication et s'appliquent à tout processus de consultation amorcé après celle-ci. Dans le présent bulletin, nous résumons les procédures décrites dans les Lignes directrices.

Rôles et responsabilités dans le processus de consultation

L'Alberta reconnaît qu'il existe une obligation de consultation des Premières Nations lorsque les trois conditions suivantes sont réunies :

1. L'Alberta a une connaissance réelle ou par interprétation de l'existence d'un droit.
2. L'Alberta envisage de prendre une décision en lien avec la gestion des ressources naturelles et du territoire.
3. La décision de l'Alberta pourrait nuire à la pérennité de l'exercice de ce droit.

Lorsque l'obligation de consulter s'applique, elle impose différents rôles et responsabilités

* Hannah Roskey est une associée qui pratique dans le groupe sur les litiges et les résolutions de conflits au bureau de Calgary de Fasken Martineau Dumoulin SENCRL, srl. Une grande partie de la pratique de Hannah consiste à aider les requérants dans les procédures réglementaires.

à l'Alberta, aux promoteurs du projet, à l'organisme de réglementation de l'énergie de l'Alberta (OREA) et aux Premières Nations :

- **Alberta :** L'obligation de consulter incombe à l'Alberta. L'Alberta a mis sur pied le Bureau de Consultation des Autochtones (BCA), dont le mandat est d'offrir des services de gestion des consultations, c'est-à-dire d'effectuer des évaluations préalables aux consultations, de conseiller et de guider tout au long du processus de consultation et de rendre une décision ou de formuler des recommandations quant au caractère adéquat de la consultation.
- **Promoteurs du projet :** L'Alberta peut déléguer aux promoteurs du projet certains aspects procéduraux de la consultation, à savoir la prise de contact avec les Premières Nations, la présentation et la description des plans du projet et la modification des plans du projet en réponse aux préoccupations soulevées durant la consultation. Les Lignes directrices indiquent qu'un « guide de la consultation à l'intention des promoteurs » est en cours d'élaboration pour préciser ce processus.
- **OREA :** Aux termes de l'article 21 du *Responsible Energy Development Act,* l'OREA n'a pas compétence pour évaluer le caractère adéquat des consultations menées par la Couronne. Toutefois, le BCA travaillera en étroite collaboration avec l'OREA pour s'assurer que toute consultation nécessaire soit menée avant que l'OREA rende une décision.
- **Premières Nations :** Les Premières Nations doivent répondre aux notifications des activités ou des décisions proposées et indiquer si celles-ci sont de nature à nuire à leurs droits en vertu des traités ou à leurs usages traditionnels. Les Premières Nations doivent également collaborer avec l'Alberta et les promoteurs du projet dans le but d'éviter, de réduire ou d'atténuer les incidences du projet sur leurs droits.

Processus et échéancier des consultations

Les Lignes directrices prévoient une consultation en six étapes principales :

1. **Évaluation préalable à la consultation :** Après réception d'une demande, le BCA effectue une évaluation préliminaire du projet afin de déterminer si une consultation est nécessaire.
2. **Partage de l'information :** Après réception d'une demande, le BCA examine les renseignements sur le projet ainsi que toute information disponible au sujet des droits conférés par les traités et des usages traditionnels en lien avec celui-ci, en vue de déterminer si une consultation est nécessaire et, le cas échéant, à quel niveau elle doit être menée.
3. **Détermination du niveau de consultation :** Le niveau de consultation dépend de la nature du projet et de ses incidences possibles sur les droits conférés par les traités et les usages traditionnels. Il détermine la portée de la consultation et les mesures à prendre pour sa réalisation :
   - Les projets de niveau 1 nécessitent une consultation « simplifiée », qui prévoit l'envoi d'une notification et la possibilité pour les Premières Nations d'y répondre;
   - Les projets de niveau 2 nécessitent une consultation « standard », qui prévoit l'envoi d'une notification et la possibilité pour les Premières Nations d'y répondre, ainsi que l'obligation pour le promoteur d'assurer un suivi;
   - Les projets de niveau 3 nécessitent une consultation « exhaustive », qui prévoit l'élaboration d'un plan de consultation, l'envoi d'une notification et la possibilité pour les Premières Nations d'y répondre, ainsi que l'obligation pour le promoteur d'assurer un suivi.

4. **Exploration des préoccupations :** Après avoir remis un dossier d'information aux Premières Nations et assuré le suivi nécessaire, le promoteur est encouragé à envisager différentes options en vue d'éviter, de réduire ou d'atténuer les incidences du projet sur les droits issus des traités et les usages traditionnels. L'exploration des préoccupations des Premières Nations devrait être scrupuleusement consignée dans le dossier de consultation et, au moment de l'évaluation du caractère adéquat de la consultation, il sera tenu compte des efforts du promoteur pour y répondre.
5. **Vérification du dossier de consultation :** Les promoteurs doivent envoyer une copie du dossier de consultation aux Premières Nations pour examen.
6. **Détermination du caractère adéquat de la consultation :** Lorsque l'OREA doit donner son approbation, il incombera au BCA de déterminer si la consultation a été adéquate. Dans les autres cas, le BCA formulera une recommandation à l'attention du décideur de la Couronne quant au caractère adéquat de la consultation.

L'échéancier de chaque étape peut varier en fonction du niveau de consultation requis. Toutefois, il est reconnu dans les Lignes directrices que des prolongations seront parfois nécessaires.

Les annexes des Lignes directrices présentent des matrices de consultation par secteur destinées à servir d'outil de planification pour les promoteurs et à favoriser la transparence à l'égard des Premières Nations. Les matrices identifient la nature de l'activité et ses incidences possibles et suggèrent le niveau de consultation qui pourrait être nécessaire en l'absence d'autres facteurs.

L'Alberta indique que les Lignes directrices pourraient faire l'objet d'une mise à jour annuelle pour tenir compte de la rétroaction des ministères du gouvernement, des Premières Nations et des promoteurs. ■