# PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 11, NUMÉRO 3 2023

## RÉDACTEURS EN CHEF

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

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

## SUPPORTERS

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

**M. Scott Hempling**, BA, JD, Professeur adjoint, Georgetown University Law Center, Juge de droit administratif, Federal Energy Regulatory Commission

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

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

**M. Peter Ostergaard**, BA, MA, ancien Président, BC Utilities Commission, Vancouver

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

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

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

**M. C. Kemm Yates, c.r.**, BA, JD, Arbitre et Avocat-conseil, Western Arbitration Chambers, Calgary

## COLLABORATEURS 2023

**Mr. Dominique Amyot-Bilodeau**, LLB, LLM, Associé, McCarthy Tétrault LLP, Montréal

**M. Kenneth A. Barry**, ancien Conseiller en chef de l'énergie, Reynolds Metals Co., Richmond, VA, ancien Avocat-conseil, Réglementation de l'énergie, Hunton Andrews Kurth, Washington, DC

**M. Louis-Nicolas Boulanger**, Associé, McCarthy Tétrault LLP, Montréal

**M. Neil Campbell**, HBA, JD, LLB, MBA, SJD, Associé, McMillan LLP, Toronto

**M. Ralph Cuervo-Lorens**, BA, FCIArb, LLB, LLM, MA, Associé, McMillan LLP, Toronto

**Mme. Colena Der**, BSc, LLB, Associée, Osler, Hoskin & Harcourt LLP, Calgary

**Mme. Elena Drouin**, BA, LLB, Avocate, McCarthy Tétrault LLP, Québec City

**Mme. Adelaide Egan**, BAH, JD, Avocate, McMillan LLP, Ottawa

**M. Noah Entwisle**, BA, JD, Avocat, McInnes Cooper, Halifax

**M. Ahmad Faruqui**, BA, MA, PhD, Economist-at-Large, San Francisco

**Mme. Meredith Fowlie**, BSc, MSc, PhD, Professeur, Directrice de la Faculté, Energy Institute at Haas, University of California, Berkeley, CA

**M. Jordan Ghag**, BBA, JD, Avocat, McMillan LLP, Vancouver

**Mme. Melanie Gillis**, BA, JD, Avocate, McInnes Cooper, Halifax

**Mme. Talia Gordner**, BA, JD, LLB, Associée, McMillan LLP, Toronto

**M. Peter Gurnham, c.r.**, BA, LLB, ancien Président du conseil d'administration, Nova Scotia Utility and Review Board, Conseiller spécial, First Nations Financial Management Board, Halifax

**Mme. Ghazal Hamedani**, BA, LLB, Avocate, Miller Thomson LLP, Toronto

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

**M. Bob Heggie**, BA, LLB, Chef de la direction, Alberta Utilities Commission

**Mme. Kimberly Howard**, BA, LLB, LLM, Associée, McCarthy Tétrault LLP, Calgary

**Mme. Sasa Jarvis**, BA, JD, Associée, McMillan LLP, Vancouver

**M. Ryan Johnson**, BA, JD, Avocat, McMillan LLP, Calgary

**M. P. Jason Kroft**, BA, LLB, LLM, Associé, Miller Thomson, Toronto

**Mme. Julia Loney**, BA, LLB, LLM, Associée, McMillan LLP, Calgary

**M. Christpher Mabry**, BA, MPP, Policy Analyst, Natural Resources Canada, Vancouver

**M. David Morton**, BASc, PEng., Président du conseil d'administration et chef de la direction, British Columbia Utilities Commission

**M. David J. Mullan**, LLB, LLD Honorifique, LLM, Professeur émérite, Faculté de droit, Queen's University

**Mme. Lisa Page**, BA, JD, MA, Avocate, McMillan LLP, Ottawa

**M. Sean Ralph**, BA, LLB, Associé, McMillan LLP, Calgary

**M. John Richards**, PhD, Emeritus Professor, Simon Fraser University, British Columbia, Fellow-in-residence, C.D. Howe Institute

**M. Mike Richmond**, BSocSc, LLB, Associé, McMillan LLP, Toronto

**M. Edward Rowe**, BA, LLB, Associé, Osler, Hoskin & Harcourt LLP, Calgary

**M. Jake Sadikman**, BA, JD, Associé, Osler, Hoskin & Harcourt LLP, Toronto

**M. Jacob Stone**, BA, LLB, JD, Associé, McCarthy Tétrault LLP, Québec

**M. Ted Thiessen**, BA, LLB, Associé, McMillan LLP, Calgary & Vancouver

**M. Ron Wallace**, PhD, BA, MBA, PhD, ancien membre permanent, l'Office national de l'énergie

## 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 réglementées du secteur énergétique au Canada, notamment des décisions de tribunaux de réglementation, des actions législatives et politiques associées, ainsi que des initiatives et des mesures adoptées par des sociétés réglementées et des intervenants. Le rôle de cette publication est de fournir des analyses et le contexte qui vont au-delà des développements quotidiens. Cette publication se veut équilibrée par rapport au traitement des différents dossiers.*

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

## POLITIQUE RÉDACTIONNELLE

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

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

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

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

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

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

# PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

**ÉDITORIAL**

Éditorial ..... 6
*Rowland J. Harrison, c.r. et Gordon E. Kaiser*

**ARTICLES**

Le Canada publie un avant-projet de loi sur les crédits d'impôt pour l'énergie propre..... 10
*Colena Der, Jake Sadikman et Edward Rowe*

Le Canada sollicite des commentaires sur le nouveau projet de règlement sur l'électricité propre ..... 19
*Dufferin Harper*

De l'énergie quand vous en avez besoin : les arguments en faveur des petits réacteurs nucléaires ..... 22
*John Richards et Christopher Mabry*

Le Canada dépose un nouveau projet de loi pour réglementer les projets éoliens en mer ..... 38
*Dominique Amyot-Bilodeau, Louis-Nicolas Boulanger, Elena Sophie Drouin, Kimberly J. Howard et Jacob Stone*

*Energy Statutes Amendment Act* – Le nouveau régime réglementaire de la Colombie-Britannique et les nouvelles responsabilités de l'industrie de l'énergie..... 41
*Sasa Jarvis, Ralph Cuervo-Lorens, Sean Ralph et Jordan Ghag*

Nouveau mécanisme d'ajustement carbone aux frontières de l'UE : répercussions au Canada et ailleurs..... 46
*Neil Campbell, Talia Gordner, Lisa Page et Adelaide Egan*

**ENTRETIEN ÉCRIT**

Bâtir et gouverner le secteur canadien de l'énergie : Apprendre des leaders canadiens de l'énergie. Un entretien avec David Morton et Anna Fung de la British Columbia Utilities Commission..... 50
*Rowland J. Harrison, c.r. et Gordon E. Kaiser*

# ÉDITORIAL

Rédacteurs en chef

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

Le présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* arrive à un moment où le Canada court véritablement le risque de ne pas atteindre ses objectifs en matière de réduction des émissions de carbone. Cependant, il n'est pas le seul à se trouver dans cette situation, car la majorité des pays affichent des retards à ce sujet.

Pour atteindre leurs objectifs en matière d'émission de carbone, la plupart des pays doivent moderniser et étendre considérablement leur réseau électrique, ce qui pose deux problèmes majeurs. Tout d'abord, les dépenses liées aux nouveaux actifs de production, de distribution et de transmission augmenteront considérablement. Deuxièmement, comme bon nombre de ces actifs font appel à des technologies nouvelles et non éprouvées, en cas de défaillance de celles-ci, les coûts et les retards pourraient alors être encore plus considérables.

Pour relever ce défi, le gouvernement fédéral du Canada apporte de nouvelles et importantes modifications à sa réglementation. Le présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* traitre de quatre d'entre elles : un nouveau crédit d'impôt, un nouveau règlement sur l'énergie propre, de nouveaux investissements dans les petits réacteurs nucléaires et les parcs éoliens extracôtiers.

## NOUVELLE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE FÉDÉRALE

### Nouveau crédit d'impôt

Le 4 août 2023, le gouvernement fédéral a annoncé un projet de loi à propos d'un nouveau crédit d'impôt à l'investissement dans les technologies propres, dont fait l'objet un article détaillé du présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* de la part de Colena Der, de Jake Sadikman et d'Edward Rowe, du cabinet d'avocats Osler.

Le crédit d'impôt de 30 % s'applique à certains types de biens admissibles, notamment les technologies de production d'électricité sans émissions, telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, les petites centrales hydroélectriques, les petits réacteurs nucléaires et les systèmes de stockage d'électricité qui ne sont pas alimentés par des combustibles fossiles.

Pour que le bien soit admissible, il doit s'agir d'un équipement neuf situé au Canada et destiné à être utilisé exclusivement au Canada. Le crédit vise les biens admissibles acquis depuis le 28 mars 2023. Un bien est considéré comme étant « acquis » lorsqu'il est prêt à être utilisé. Précisons que ce crédit d'impôt sera offert pendant dix ans.

### Nouveau règlement sur l'électricité propre

Le 10 août 2023, soit moins d'une semaine après l'annonce par le gouvernement fédéral du projet de loi sur les nouveaux crédits d'impôt, celui-ci a publié un projet de règlement sur l'électricité propre. Le présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* traite de ce projet de règlement dans son article de la part de Dufferin Harper, du cabinet d'avocats Blakes à Toronto.

Le projet de règlement établit des normes de rendement strictes en matière d'émissions de gaz à effet de serre (GES) qui viseront l'électricité produite à partir de combustibles fossiles au Canada. À compter du 1er janvier 2025, ce règlement s'appliquera à toute unité de production d'électricité (UPE) qui remplit les trois conditions suivantes :

1. L'UPE a une capacité de production d'électricité égale ou supérieure à 25 MW.

2. L'UPE produit de l'électricité à partir de combustibles fossiles.

3. L'UPE est raccordée à un réseau électrique soumis à la norme de la North American Electricity Reliability Corporation (NERC).

Une UPE qui exporte plus d'électricité sur un réseau électrique soumis à la norme de la NERC qu'elle n'en importe d'un tel réseau au cours d'une année civile doit respecter une norme de rendement relative à l'intensité moyenne annuelle des émissions de 30 tonnes de $CO_2$ par GWh. À compter du 1er janvier 2035, la norme de rendement s'appliquera à toute :

1. UPE brûlant du charbon ou du coke de pétrole;
2. UPE mise en service après le 1er janvier 2025;
3. UPE qui a augmenté sa capacité de production d'électricité de 10 % ou plus depuis son enregistrement.

L'article de Dufferin Harper traite plus en détail des conditions de la nouvelle loi, mais on peut affirmer sans risque de se tromper que celle-ci suscitera des réactions mitigées. On peut commenter le projet de règlement d'ici le 2 novembre 2023.

**Petits réacteurs nucléaires**

L'article suivant porte sur l'ampleur des efforts déployés par le gouvernement fédéral pour faire progresser les énergies renouvelables au Canada. Il s'agit d'un article de John Richardson et de Christopher Mabry, de l'université Simon Fraser en Colombie-Britannique, qui s'intitule « De l'énergie quand vous en avez besoin : les arguments en faveur des petits réacteurs nucléaires ».

Les petits réacteurs nucléaires sont des réacteurs nucléaires qui produisent moins de 30 MW d'électricité. Ils sont beaucoup plus petits que les centrales nucléaires traditionnelles qui produisent généralement plus de 800 MW. Leur capacité évolutive et leurs plus faibles coûts de construction font en sorte qu'elles peuvent répondre aux besoins des communautés isolées et de certains secteurs industriels.

Trois provinces, soit l'Ontario, la Saskatchewan et le Nouveau-Brunswick, participent activement à cette initiative depuis 2019. De son côté, l'Alberta a emboité le pas en avril 2021. À l'avenir, les petits réacteurs modulaires (PRM) seront également admissibles aux crédits d'impôt mentionnés ci-dessus, alors que le financement fédéral des trois dernières années s'est déjà révélé essentiel.

La première installation qui sera mise en service, soit d'ici 2028, est située à Darlington, en Ontario, et la Banque de l'infrastructure du Canada y investit 970 millions de dollars. Le projet suivant sera celui de la Saskatchewan, qui bénéficie d'un financement de 74 millions de dollars de la part du gouvernement fédéral. De plus, un autre modèle de PRM est en cours de développement à la centrale nucléaire d'Énergie Nouveau-Brunswick, située à Point Lapreau. Cette installation devrait être opérationnelle d'ici 2030.

La technologie nucléaire est complexe, mais le Canada possède depuis longtemps des compétences bien reconnues dans ce domaine. Or, seules les provinces de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick ont eu recours au nucléaire pour produire de l'électricité jusqu'à présent. Cette situation est sur le point de changer, comme le souligne Richards Mabry dans son article, qui s'appuie sur une étude plus vaste réalisée par l'institut CD Howe de Toronto, et qui propose une analyse détaillée des coûts et des avantages de cette nouvelle technologie importante.

**Parcs éoliens extracôtiers**

Le dernier des quatre secteurs dans lesquels le gouvernement fédéral a récemment pris des mesures pour développer les énergies renouvelables est celui de l'énergie éolienne en mer dans l'océan Atlantique. Le Canada a été lent à développer ce secteur. De son côté, l'Ontario a lancé un projet de développement de parcs éoliens dans le lac Ontario il y a dix ans, mais l'a interrompu deux ans plus tard en se retrouvant avec une réclamation de plusieurs millions de dollars en vertu de l'ALENA.

La côte atlantique pose un problème plus complexe que le lac Ontario en raison de la présence de plusieurs compétences territoriales (internationales, nationales et provinciales). La solution à ce problème repose davantage sur la modification du cadre réglementaire que sur les fonds disponibles.

Le 30 mai 2023, le gouvernement canadien a présenté le projet de loi C-49 visant à modifier l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve-et-Labrador et l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers. Ce projet de loi établit un cadre de développement et de réglementation des projets extracôtiers permettant d'encadrer davantage les projets pétroliers actuels et de clarifier les règles en matière de compétences territoriales au pays.

Selon le projet de loi C-49, les pouvoirs de réglementation de l'énergie éolienne extracôtière sont conférés à deux actuels conseils extracôtiers gérés conjointement et actuellement exclusivement responsables de la réglementation des projets pétroliers et gaziers extracôtiers. De plus, deux nouveaux conseils ont été créés, soit la Régie de l'énergie extracôtière Canada-Nouvelle-Écosse et la Régie de l'énergie extracôtière Canada-Terre-Neuve-et-Labrador. Ces deux organismes régissent tous les aspects des activités liées aux énergies renouvelables, y compris la sécurité, la protection de l'environnement, les mises hors service et les redevances. Les organismes de réglementation peuvent également procéder à des évaluations environnementales et à des audiences publiques, ainsi qu'établir des programmes de résolution des litiges.

Le projet de loi C-49 comprend également une série de modifications plus générales portant sur les aspects environnementaux, de compétence territoriales et d'application des lois existantes. Bien que ce projet de loi n'ait pas encore été adopté, la Nouvelle-Écosse s'est déjà fixé pour objectif d'accorder 5 GW de concessions d'exploitation de l'énergie éolienne extracôtière d'ici 2030, dans le but déclaré d'encourager la production d'hydrogène vert. Les concessions dans le cadre de ce programme devraient commencer à être accordées en 2025.

Dans le cadre de cette initiative, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a publié, le 14 juin 2023, la première version de sa feuille de route de l'éolien au large de la province, qui décrit sa vision pour l'industrie de l'énergie éolienne extracôtière.

L'article du présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* qui traite de ces projets éoliens extracôtiers est rédigé par cinq auteurs du cabinet d'avocats McCarthy à Montréal, soit Dominique Amyot-Bilodeau, Louis-Nicolas Boulanger, Elena Sophie Drouin, Kimberly Howard et Jacob Stone. Il mérite d'être lu attentivement, car ce secteur pourrait prendre beaucoup d'importance au Canada.

**LES PROVINCES**

L'Ontario et la Colombie-Britannique ont récemment joué un rôle actif pour faire avancer les énergies renouvelables.

De son côté, l'Ontario a fait équipe avec le gouvernement fédéral et a dépensé des millions de dollars pour concevoir deux usines afin de produire des batteries au lithium qui viendront soutenir les projets de la province favorisant l'usage des véhicules électriques.

Plus récemment, les gouvernements de l'Ontario et du Québec se sont associés dans le cadre d'un accord très novateur portant sur l'échange d'énergie afin de réduire la demande sur les deux réseaux provinciaux. L'exploitant indépendant du réseau d'électricité de l'Ontario et Hydro-Québec ont ainsi convenu d'échanger jusqu'à 600 MW d'énergie chaque année.

L'accord est logique, car la majorité de l'énergie utilisée dans les deux provinces provient d'énergies renouvelables — l'énergie nucléaire dans le cas de l'Ontario et l'énergie hydroélectrique dans le cas du Québec. L'échange fonctionne également, car l'Ontario et le Québec ont des pics énergétiques différents. La demande énergétique de l'Ontario atteint son maximum l'été, en raison des besoins en climatisation, tandis que celle du Québec culmine l'hiver, en raison du chauffage électrique lorsqu'il fait froid. L'accord durera 10 ans et fera l'objet de révisions tout au long de cette période afin de modifier les quantités échangées, si nécessaire.

Quant à elle, la Colombie-Britannique est depuis longtemps avant-gardiste en matière d'énergies renouvelables, grâce aux objectifs énergétiques ambitieux de la province et à la capacité d'utiliser le pouvoir de marché et la technologie de la British Columbia Electric Hydro & Power Authority, dont la province est propriétaire.

De plus, la Colombie-Britannique a récemment pris des mesures pour affiner et concevoir un nouveau régime de réglementation de l'énergie qui prévoit de nouvelles responsabilités et une compétence élargie. C'est ce qu'explique un article de Sasa Jarvis, Ralph Cuervo-Lorens, Sean Ralph et Jordan Ghag, du cabinet McMillan, dans le présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie.*

Le 24 novembre 2022, le gouvernement provincial a promulgué l'*Energy Statutes Amendment Act* de la Colombie-Britannique afin d'établir un régime réglementaire complet allant au-delà du pétrole et du gaz pour englober les « ressources énergétiques », qui comprennent l'hydrogène, le pétrole, le gaz naturel, le méthanol et l'ammoniac. Cette loi élargit le champ d'application du régime réglementaire

de l'Oil and Gas Commission, change son nom en British Columbia Energy Regulator et introduit de nouvelles responsabilités potentielles pour les personnes responsables.

L'une des principales modifications législatives consiste à changer l'objectif de l'*Energy Resource Act* en vue d'élargir le mandat de l'organisme de réglementation pour encadrer les activités liées aux ressources énergétiques de manière à protéger la sécurité publique et l'environnement; à soutenir la réconciliation avec les peuples autochtones et la transition vers une énergie à faible teneur en carbone; à conserver les ressources énergétiques; et à favoriser une économie saine et le bien-être social.

Il convient de souligner que le gouvernement ontarien est en train de revoir les objectifs de sa Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario. Dans le milieu de la réglementation de l'énergie, les objectifs et les raisons d'être énoncés dans les lois définissent la compétence des tribunaux. Il ne serait pas surprenant que les modifications législatives de l'Ontario ressemblent à celles qui ont été récemment adoptées en Colombie-Britannique.

La nouvelle loi de la Colombie-Britannique définit également, de manière assez détaillée, de nouvelles responsabilités pour les principes directeurs et les personnes responsables d'activités pétrolières et gazières ou de stockage ainsi que d'activités liées aux ressources énergétiques prescrites.

Comme l'explique l'article de Sasa Jarvis *et al.*, ces modifications imposeront de nouvelles responsabilités importantes aux conseils d'administrations de sociétés énergétiques exerçant leurs activités en Colombie-Britannique.

## DÉVELOPPEMENTS POLITIQUES INTERNATIONAUX

Le dernier article du présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* porte sur une politique internationale importante connue sous le nom d'ajustement aux frontières pour le carbone. Plus précisément, il traite du nouveau mécanisme d'ajustement aux frontières pour le carbone de l'Union européenne, qui a été promulgué le 10 mai 2023 et qui est essentiellement identique à la version initiale de l'UE publiée en juillet 2021. Cet article a été rédigé par Neil Campbell, Talia Gordner, Lisa Page et Adelaide Egan du cabinet d'avocats McMillan à Toronto.

Au fur et à mesure que les pays du monde entier se rapprochent de l'échéance de la carboneutralité, l'attention se porte de plus en plus sur les ajustements aux frontières pour le carbone. Le monde ne peut atteindre l'objectif de carboneutralité sans une forme de réglementation internationale qui établit les incitations nécessaires pour s'assurer que tous les pays respectent cet objectif. Tôt ou tard, le gouvernement canadien devra se pencher sur cette question. L'article présente une analyse très prudente et utile d'une question politique complexe.

## ENTREVUE AVEC LES PRÉSIDENTS DES CONSEILS D'ADMINISTRATION

Le présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* comporte également un article qui s'inspire d'une interview de David Morton, président du conseil d'administration de la British Columbia Utilities Commission (BCUC), et d'Anna Fung, adjointe présidente du conseil d'administration de cet organisme. Cette interview a été réalisée, à l'origine, par l'équipe du Ivey Energy Policy and Management Centre de l'Université de Western Ontario, qui l'a diffusée il y a deux ans. Elle prend toute son importance aujourd'hui en raison de l'intérêt croissant pour une définition du rôle des organismes de réglementation de l'énergie au cours de la transition énergétique massive avec laquelle toutes les provinces canadiennes doivent composer.

Le rapport du Ivey Energy Policy and Management Centre précis que la politique énergétique tente généralement d'équilibrer trois impératifs : l'abordabilité pour les consommateurs, la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement. L'Ivey Insitute a demandé comment un organisme de réglementation économique tel que la BCUC traite ces trois impératifs. La réponse contenue dans l'article vaut la peine d'être lue. ■

# LE CANADA PUBLIE UN AVANT-PROJET DE LOI SUR LES CRÉDITS D'IMPÔT POUR L'ÉNERGIE PROPRE[1]

*Colena Der, Jake Sadikman et Edward Rowe**

## INTRODUCTION

Le 4 août 2023, le gouvernement fédéral canadien a publié une importante tranche d'avant-projets de loi visant à mettre en œuvre diverses mesures fiscales, à mettre à jour certains avant-projets de loi publiés antérieurement et à apporter certaines modifications techniques. Cette tranche comprend des avant-projets de loi pour le crédit d'impôt à l'investissement pour les technologies propres (CII pour les technologies propres) annoncé pour la première fois dans l'Énoncé économique de l'automne 2022[2], les exigences en matière de main-d'œuvre applicables à divers CII pour l'énergie propre, des modifications législatives au crédit d'impôt à l'investissement pour le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (CII pour le CUSC) annoncées dans le budget fédéral de 2023 et divers autres soutiens fiscaux pour le secteur de l'énergie propre annoncés dans le budget fédéral de 2023 ou plus tôt (les propositions)[3].

Le communiqué de presse accompagnant les propositions invite les parties intéressées à présenter leurs observations sur les propositions avant le 8 septembre 2023.

Notamment, la tranche de législation ne comprend pas d'avant-projet de loi pour les CII pour l'hydrogène propre, l'électricité propre ou la fabrication de technologies propres. Le communiqué de presse indiquait que l'avant-projet de loi pour le CII pour l'hydrogène propre serait publié prochainement, et précisait que les formes les plus propres d'hydrogène bleu (hydrogène produit à partir de gaz naturel dont les émissions sont réduites à l'aide du CUSC) seraient admissibles au CII, ce qui inclurait l'hydrogène produit à l'aide d'un reformage autothermique propre avec un taux élevé de captage du carbone. Le gouvernement n'a pas pris d'engagement en matière de calendrier pour les autres CII.

## CRÉDIT D'IMPÔT À L'INVESTISSEMENT POUR LES TECHNOLOGIES PROPRES

Le CII pour les technologies propres vise à soutenir les investissements dans l'équipement de production et de stockage d'énergie à faibles émissions. Ce CII remboursable à 30 % a été annoncé pour la première fois dans l'Énoncé économique de l'automne 2022, avec une mise à jour dans le budget fédéral de 2023 indiquant

---

[1] Une version antérieure de cet article est apparue dans le bulletin Osler Update publié par la firme, voir en ligne : <www.osler.com/fr/ressources/reglements/2023/le-canada-publie-un-avant-projet-de-loi-tres-attendu-relatif-aux-credits-d-impot-en-faveur-du-secteu>.

* Colena Der, Jake Sadikman et Edward Rowe, Osler, Hoskin & Harcourt LLP. Colena Der et Edward Rowe sont associés au sein du groupe Fiscalité d'Osler. Jacob Sadikman est associé au sein du groupe Énergie et infrastructure d'Osler.

[2] « Mesures fiscales : Renseignements supplémentaires – Mesures visant l'impôt sur le revenu des sociétés » *Énoncé économique de l'automne 2022* (3 novembre 2022), en ligne : *Gouvernement du Canada* <www.budget.canada.ca/fes-eea/2022/report-rapport/tm-mf-fr.html#mesure-visant-limpot-sur-le-revenu>.

[3] « Mesures fiscales : Renseignements supplémentaires – Mesures visant l'impôt sur le revenu des sociétés » *Budget fédéral de 2023* (28 mars 2023), en ligne : *Gouvernement du Canada* <www.budget.canada.ca/2023/report-rapport/tm-mf-fr.html#a29>.

que le CII serait également disponible pour l'équipement d'énergie géothermique.

L'avant-projet de loi publié la semaine dernière s'aligne en grande partie sur les annonces précédentes concernant le CII pour les technologies propres. Les mécanismes proposés pour le crédit suivent également en grande partie le cadre du CII existant dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) (*Loi de l'impôt*) et adoptent certains éléments de ce cadre, en particulier ceux du CII pour la recherche scientifique et le développement expérimental (RSDE). Le reste de cette section résume les principaux éléments de l'avant-projet de loi sur le CII pour les technologies propres.

**Biens admissibles**

Le CII pour les technologies propres n'est disponible que pour le coût des biens admissibles. Les types de biens admissibles sont les suivants :

- les technologies de production d'électricité sans émission, comme l'énergie solaire, l'énergie éolienne, les petites centrales hydroélectriques, l'énergie solaire concentrée et les petits réacteurs nucléaires modulaires;

- les systèmes de stockage d'électricité exploités sans combustibles fossiles, comme les batteries, les volants d'inertie, le stockage d'énergie à air comprimé, le stockage d'énergie hydroélectrique par pompage, le stockage d'énergie par gravité et le stockage d'énergie thermique;

- certains types de matériel de chauffage solaire actif, de thermopompes à air et de pompes géothermiques;

- le matériel servant exclusivement à produire de l'énergie électrique ou de l'énergie thermique, ou une combinaison d'énergie électrique et thermique, uniquement à partir de l'énergie géothermique, à l'exclusion du matériel faisant partie d'un système qui permet d'extraire à la fois la chaleur d'un fluide géothermique et des combustibles fossiles aux fins de vente ou d'utilisation;

- les véhicules non routiers à zéro émission entièrement électriques ou alimentés à l'hydrogène, ainsi que le matériel de recharge ou de ravitaillement qui est utilisé principalement pour ces véhicules.

Les responsables de projets doivent tenir compte de certains paramètres liés au champ d'application et à la définition des biens admissibles.

Tout d'abord, le bien admissible doit être neuf, situé au Canada et destiné à être utilisé exclusivement au Canada.

Deuxièmement, il ressort clairement de l'avant-projet de loi que le matériel de stockage d'électricité est admissible uniquement à condition de ne pas être alimenté par des combustibles fossiles. Toutefois, les notes explicatives font référence au matériel de stockage « d'énergie à zéro émission », ce qui pourrait être interprété comme limitant le matériel de stockage admissible au matériel servant uniquement à stocker de l'électricité produite à partir de sources sans émission. Les projets de stockage d'électricité raccordés au réseau au Canada ne permettront pas, dans un avenir rapproché, de contrôler le pourcentage d'électricité sans émission qu'ils devront stocker. Le décalage entre le libellé des dispositions et les notes explicatives ne semble pas être délibéré, les notes ne correspondant ni aux dispositions législatives ni aux déclarations antérieures du gouvernement.

Enfin, des dispositions spécifiques définissent le « matériel d'énergie solaire concentrée » et les « petits réacteurs modulaires nucléaires » (PRMN) admissibles, certaines composantes de ces systèmes étant exclues du crédit :

- Dans le cas du matériel d'énergie solaire concentrée, le matériel auxiliaire de chauffage et de production d'électricité qui utilise des combustibles fossiles et le matériel de distribution sont exclus.

- Dans le cas des PRMN, l'admissibilité est limitée à un réacteur qui (a) fait partie d'un système dont la capacité de production nominale brute ne dépasse pas 300 mégawatts électriques, ou dont la capacité de production nominale brute d'électricité ou de chaleur équivalente au bilan énergétique est de 1 000 mégawatts thermiques et (b) fait partie d'un système dont la totalité ou la quasi-totalité est constituée de modules assemblés en usine et transportés préconstruits sur le site d'installation. Le matériel de PRMN admissible exclue expressément le matériel d'élimination des déchets nucléaires, le matériel de transport et le matériel de distribution.

**Crédit disponible pendant 10 ans**

Le crédit est disponible pour les biens admissibles acquis à partir du 28 mars 2023 (jour du budget).

En règle générale, un contribuable n'est pas considéré comme ayant « acquis » le bien admissible tant que celui-ci n'est pas devenu « prêt à être mis en service » (PEMS), tel qu'il est déterminé aux fins des règles relatives à la déduction pour amortissement prévues à l'article 13 de la *Loi de l'impôt* (sans tenir compte des règles qui accélèrent le statut PEMS lors de la cession du bien ou, dans le cas d'un bâtiment, lors de l'achèvement de la construction). Cependant, les biens acquis avant le jour du budget ne sont pas admissibles au crédit, que ces biens deviennent PEMS avant ou après le jour du budget.

Le crédit sera progressivement supprimé après 2034, le taux du crédit étant ramené à 15 % pour 2034 et nul par la suite.

**Demandeurs admissibles – sociétés par actions et sociétés de personnes canadiennes imposables**

Le CII pour les technologies propres peut être demandé par des sociétés canadiennes imposables qui acquièrent des biens admissibles ou par des sociétés canadiennes imposables qui sont des associées de sociétés de personnes qui acquièrent des biens admissibles. Les particuliers (y compris les fiducies) et les entités exonérées d'impôt ne sont pas admissibles.

Le CII n'est pas non plus disponible lorsque le bien admissible, ou une participation dans une personne ou une société de personnes ayant un intérêt sur le bien, est un abri fiscal déterminé.

Dans le cas de biens admissibles acquis par une société de personnes, le CII pour les technologies propres est calculé comme si la société de personnes était une société canadienne imposable et est ensuite attribué aux associés. Le partage du CII entre les associés doit être raisonnable (et l'article 103 est modifié pour s'appliquer au partage de ce crédit).

Dans le cas des sociétés en commandite, l'avant-projet de loi reprend les dispositions existantes des paragraphes 127(8.1) et (8.2) qui imposent des limites supplémentaires au montant de CII qui peut être attribué aux commanditaires. En vertu de ces restrictions, le montant du CII de la société de personnes pour un exercice qui peut être attribué à un commanditaire est limité au montant le moins élevé entre la « fraction à risque » et l'« investissement de base » de l'associé commanditaire (tel qu'il est déterminé au terme de cet exercice) :

- La fraction à risque est calculée selon le paragraphe 96(2.2) et est, très généralement, égale au coût fiscal de la participation de l'associé dans la société de personnes plus (ou moins) la part de l'associé dans le revenu (ou les pertes) de la société de personnes pour l'exercice.

- L'assiette des dépenses est définie au paragraphe 127(8.2) et, très généralement, limite le montant des CII attribués à un commanditaire à un montant qui est attribuable à l'investissement admissible financé à même les contributions du commanditaire.

Le calcul de la « fraction à risque » et de l'« investissement de base » d'un commanditaire est très technique. Toute portion du montant qui ne peut pas être attribuée au commanditaire en application de ces limites peut être attribué aux autres associés.

**Exigence en matière de main-d'œuvre**

Le crédit est assujetti aux exigences en matière de main-d'œuvre, qui sont décrites plus en détail ci-dessous.

**Demande de CII pour les technologies propres**

Un contribuable peut demander un CII pour les technologies propres en remplissant le formulaire approprié et en le déposant avec sa déclaration d'impôt sur le revenu pour l'année au cours de laquelle le bien admissible est acquis. Lorsqu'il demande le CII pour les technologies propres, le contribuable est réputé avoir effectué un paiement sur son impôt à payer pour l'année en question égal au montant du CII. L'avant-projet de loi ne donne pas au contribuable la possibilité, comme c'est le cas pour d'autres CII, de reporter à sa discrétion la demande de CII.

Un dépôt tardif est autorisé jusqu'à un an après la date d'échéance de dépôt du demandeur pour l'année. Le ministre n'a pas le pouvoir discrétionnaire d'accepter une déclaration tardive au-delà de cette date.

**Réduction des dépenses admissibles**

Le coût des biens admissibles, et donc de l'investissement de base utilisé pour calculer le CII, est ajusté dans certaines circonstances, notamment :

- *Aide* : Le coût des biens admissibles est réduit de toute aide gouvernementale ou non gouvernementale que l'on peut raisonnablement considérer comme étant relative au bien et que le contribuable a reçue, est en droit de recevoir ou peut raisonnablement s'attendre à recevoir au moment du dépôt de sa déclaration fiscale pour l'année au cours de laquelle le bien a été acquis. Compte tenu de cette formulation large, l'aide peut réduire l'investissement de base utilisé dans le calcul du CII avant même qu'elle ne soit effectivement reçue. Il existe un mécanisme permettant de rétablir l'investissement de base pour le CII dans le cas où le contribuable rembourse l'aide ou n'y a plus droit.

- *Acquisition auprès de personnes ayant un lien de dépendance* : Lorsque le bien admissible est acquis auprès d'une personne ayant un lien de dépendance, le coût du bien est limité au moindre du coût pour l'acheteur et du coût pour le vendeur. En substance, le CII de l'acheteur ne tiendra pas compte de l'augmentation de la valeur du bien admissible entre le moment où le vendeur a acquis le bien et celui où il l'a vendu à l'acheteur ayant un lien de dépendance.

- *Sommes impayées* : Si le coût d'un bien admissible est impayé 180 jours après la fin de l'année d'imposition au cours de laquelle le CII serait autrement disponible, ce coût est exclu de l'investissement de base jusqu'à ce qu'il soit payé.

**Récupération**

À l'instar du régime actuel du CII pour la RSDE, le CII pour les technologies propres est sujet à récupération si, dans les 20 années civiles suivant l'acquisition du bien admissible, le bien est converti à un usage non lié aux technologies propres, exporté hors du Canada ou cédé d'une autre manière par le contribuable.

Le montant de la récupération est égal aux CII demandés multipliés par une fraction dont le numérateur est égal au produit de la juste valeur marchande et le dénominateur au coût du bien pour le contribuable. En cas de vente du bien à une personne n'ayant pas de lien de dépendance, le numérateur, et donc le montant de la récupération, sera basé sur le produit de la cession du contribuable. En cas de cession du bien à une personne ayant un lien de dépendance, ou de conversion ou d'exportation du bien, le numérateur sera basé sur la juste valeur marchande du bien au moment de la cession, de la conversion ou de l'exportation. Le montant de la récupération est plafonné au montant du CII demandé pour le bien.

Dans le cas d'une société canadienne imposable, le montant de la récupération est ajouté à l'impôt à payer par la société pour l'année au cours de laquelle la cession, la conversion ou l'exportation a lieu.

Dans le cas d'une société de personnes, le montant de la récupération est d'abord appliqué pour réduire le CII pour les technologies propres de la société de personnes (avant l'attribution à ses associés) et tout excédent est attribué à ses associés et inclus dans l'impôt au titre de la partie I qu'ils doivent payer. Lorsque la composition de la société de personnes change entre le moment où le CII est demandé et celui où se produit la récupération, il est possible que les associés qui bénéficient du CII et ceux qui supportent le coût de la récupération soient différents. Cette obligation de récupération latente devra être prise en compte lors de la négociation des conditions commerciales pour les retraits et les admissions d'associés.

Les règles de récupération ne s'appliquent pas lorsque la cession a lieu entre *personnes liées* et que le bien serait un bien admissible pour l'acquéreur (sans tenir compte de la nouvelle exigence en matière de biens). La portée de cette exception limitée n'est pas claire :

- L'exception parallèle prévue par les règles de récupération du CII pour la RSDE exclut les transferts entre *personnes ayant un lien de dépendance*, ce qui inclut les personnes liées et les personnes ayant un lien de dépendance dans les faits. En revanche, le CII adopte le concept plus restrictif de « personnes liées ».

- Le paragraphe 251(2), qui définit les personnes considérées comme liées aux fins de la *Loi de l'impôt*, ne traite pas des sociétés de personnes. Par conséquent, l'application de l'exception prévue par le CII pour les technologies propres aux

transferts auxquels participe une société de personnes est incertaine.

Les règles de récupération seront particulièrement importantes (et peuvent être problématiques dans leur rédaction actuelle) dans le contexte des ventes de biens immobiliers commerciaux, où des installations solaires en toiture peuvent être intégrées dans un bâtiment qui est vendu dans le cadre d'un transfert d'actifs à l'acquéreur. Dans la version actuelle, ni le propriétaire du bâtiment existant qui a recours au CII pour construire l'installation solaire, ni l'acquéreur du bâtiment auquel l'installation solaire est incorporée, ne semblent bénéficier pleinement du CII.

**Autres modifications corrélatives**

L'avant-projet de loi établit également une liste de modifications corrélatives à d'autres dispositions de la *Loi de l'impôt* afin de refléter l'introduction du CII pour les technologies propres. Il s'agit notamment d'une modification visant à prévoir une réduction du coût en capital des biens admissibles (aux fins de la déduction pour amortissement) en ce qui concerne la demande de CII et des ajustements du coût d'une participation d'un contribuable dans une société de personnes pour tenir compte de l'attribution et de la récupération des CII auprès de la société de personnes.

**Toujours en suspens**

L'annonce et l'avant-projet de loi ne donnent pas d'indications sur la manière dont le CII pour les technologies propres interagira avec le CII pour l'électricité propre, qui le chevauche. Il est particulièrement important de clarifier cette interaction lorsqu'une société de personnes acquiert un bien admissible à la fois au CII pour les technologies propres et au CII pour l'électricité propre et que ses associés sont à la fois des sociétés imposables et des entités exonérées d'impôt.

## EXIGENCES EN MATIÈRE DE MAIN-D'ŒUVRE

Le budget fédéral de 2023 a établi les paramètres de base des conditions de salaire et d'apprentissage en vigueur constituant les exigences en matière de main-d'œuvre, ainsi que l'intention du gouvernement d'appliquer ces exigences aux CII proposés pour les technologies propres, l'hydrogène propre, l'électricité propre et le CUSC[4].

**Aperçu des exigences**

Bien que l'avant-projet de loi établissant les exigences en matière de main-d'œuvre s'aligne en grande partie sur ce qui a été annoncé dans le budget fédéral de 2023, il clarifie les annonces antérieures et introduit certaines exigences supplémentaires :

- Selon les exigences en matière de salaire en vigueur, les travailleurs visés doivent être payés conformément à une « convention collective admissible » ou selon un montant au moins égal au montant des salaires et avantages de la « convention collective admissible » qui correspond le mieux au niveau d'expérience, aux tâches et au lieu de travail du travailleur visé. Dans les provinces autres que le Québec, la « convention collective admissible » est généralement une convention collective applicable à l'industrie concernée et au type de travail effectué, qui correspond aux tâches et au lieu de travail du travailleur. Au Québec, les conventions collectives admissibles sont celles qui sont négociées en vertu de la loi provinciale applicable.

- En ce qui concerne les exigences en matière d'apprentissage, les apprentis inscrits doivent travailler au moins 10 % du nombre total d'heures de travail qui seraient effectuées par un travailleur dans un métier désigné Sceau rouge.

- La responsabilité de satisfaire à l'exigence de main-d'œuvre incombe au « demandeur d'incitatif », qui est défini comme étant la personne qui demande le crédit ou une société de personnes dont au moins un des associés demande le crédit.

- Le demandeur d'incitatif choisit de satisfaire aux exigences en matière de main-d'œuvre et, par conséquent, de

[4] « Mesures fiscales : Renseignements supplémentaires – Exigences en matière de main-d'œuvre concernant certains crédits d'impôt à l'investissement » *Budget fédéral de 2023* (28 mars 2023), en ligne : *Gouvernement du Canada* <www.budget.canada.ca/2023/report-rapport/tm-mf-fr.html#a46>.

bénéficier du taux de CII le plus élevé. Si ce choix n'est pas fait, le CII disponible est réduit de 10 points de pourcentage.

- Les exigences en matière de main-d'œuvre ne s'appliquent qu'aux « travailleurs visés » sur un « chantier désigné » du demandeur d'incitatif.

    - Par « travailleurs visés » on entend les travailleurs qui s'occupent de la préparation ou de l'installation de biens donnant droit à un crédit d'impôt spécifique et dont le travail est principalement de nature manuelle ou physique. Les travailleurs visés comprennent les employés du demandeur d'incitatif ou ceux de toute autre personne ou société de personnes (entrepreneurs ou sous-traitants) qui participent à la préparation ou à l'installation des biens admissibles.

    - Un « chantier désigné » est un chantier où se trouvent les biens admissibles du demandeur d'incitatif au cours de l'année. Cette définition n'exige pas que le demandeur d'incitatif soit le propriétaire ou ait la maîtrise du chantier.

- Les exigences en matière de main-d'œuvre doivent être respectées au cours de chaque année d'imposition où des travaux de préparation ou d'installation sont effectués en ce qui concerne un bien admissible. Étant donné que l'exigence ne concerne que la préparation et l'installation, la fabrication du bien admissible semble être exclue des exigences en matière de main-d'œuvre. Cependant, il pourrait être nécessaire de clarifier davantage le sens exact du terme « préparation » dans ce contexte afin de s'assurer que le « chantier désigné » ne s'applique pas à chaque partie de la chaîne d'approvisionnement d'un bien admissible.

- Même si, dans leur version actuelle, les exigences en matière de main-d'œuvre ne s'appliquent qu'à un « crédit d'impôt déterminé » (défini comme le crédit d'impôt pour le CUSC et le CII pour les technologies propres), les notes explicatives confirment que l'intention est toujours que les exigences en matière de main-d'œuvre s'appliquent aux CII pour l'hydrogène propre et l'électricité propre. Les exigences en matière de main-d'œuvre ne s'appliquent pas au CII de 15 % pour la remise en état du CUSC ni au CII pour les technologies propres demandé en vue de l'acquisition de véhicules non routiers non polluants ou pour l'acquisition ou l'installation de matériel de chauffage à faibles émissions de carbone.

**Attestation et autres obligations de conformité**

En ce qui concerne les exigences en matière de salaires, le demandeur doit attester que ses propres employés, qui sont des travailleurs visés aux fins des exigences en matière de main-d'œuvre, sont rémunérés conformément à ces exigences. Le demandeur devra également attester qu'il a pris des mesures raisonnables pour s'assurer que tous les travailleurs visés qui sont employés par d'autres personnes ou sociétés de personnes (entrepreneurs ou sous-traitants) sont rémunérés conformément aux exigences. En outre, le bénéficiaire d'incitatif doit communiquer d'une manière facilement visible et accessible par les travailleurs visés, soit sur le chantier, soit par des moyens électroniques, que le chantier est assujetti aux exigences relatives au salaire en vigueur, y compris une explication en langage clair de ce que cela signifie et des renseignements sur la manière de signaler tout manquement.

En ce qui concerne les exigences en matière d'apprentissage, l'avant-projet de loi précise que lorsque l'exigence de 10 % d'heures de travail en apprentissage ne peut être respectée en raison de restrictions imposées par le droit du travail applicable ou par une convention collective, le demandeur d'incitatif doit faire des efforts raisonnables pour s'assurer que le pourcentage le plus élevé possible du total des heures de travail effectuées au cours de l'année par les travailleurs du Sceau rouge pour la préparation et l'installation des biens admissibles est effectué par des apprentis inscrits dans un métier du Sceau rouge, tout en respectant le droit du travail applicable ou la convention collective. Le demandeur d'incitatif doit ensuite attester que les exigences en matière d'apprentissage ont été respectées en ce qui concerne les travailleurs visés sur le chantier désigné.

L'avant-projet de loi ne donne aucune indication sur ce qui constituerait des « mesures raisonnables » ou des « efforts raisonnables », comme l'exige l'avant-projet de loi, pour garantir le respect des exigences en matière de main-d'œuvre.

**Conséquences de la non-conformité**

L'avant-projet de loi prévoit également des sanctions en cas de non-respect des exigences en matière de main-d'œuvre lorsque le demandeur d'incitatif a opté pour ces exigences et demandé le taux de crédit normal (plus élevé) :

- *Pénalité journalière pour les salaires en vigueur* : Si un travailleur visé n'a pas été rémunéré conformément aux exigences salariales spécifiées pour un ou plusieurs jours au cours d'une année d'imposition à l'égard de laquelle un crédit d'impôt spécifié est demandé au taux normal, le demandeur d'incitatif est tenu de verser une somme égale à 20 $ par jour pour chaque jour de cette année d'imposition où le travailleur visé n'a pas été rémunéré au salaire en vigueur.

- *Complément pour les salaires en vigueur* : Un demandeur d'incitatif peut, dans un délai d'un an à compter de la réception de l'avis du ministre (ou dans un délai plus long jugé acceptable par le ministre), faire en sorte que chaque travailleur visé reçoive un complément de salaire pour remédier à ce manquement.

    - Le montant complémentaire est généralement égal à la différence entre les salaires en vigueur qui auraient dû être payés et le montant que le travailleur visé a effectivement reçu.

    - Le montant complémentaire sera considéré comme un traitement et un salaire pour le travailleur au cours de l'année où il est reçu et sera déductible par le demandeur d'incitatif dans le calcul de son revenu pour l'année au cours de laquelle il est payé. Cependant, il ne constituera pas une dépense donnant droit à un crédit d'impôt déterminé.

    - Si le montant complémentaire n'est pas payé, le demandeur d'incitatif sera tenu de payer une pénalité égale à 120 % du montant complémentaire pour chaque travailleur qui n'a pas reçu le montant complémentaire. Le paiement du montant complémentaire ne semble pas éliminer la pénalité de 20 $ par jour.

- *Pénalité relative à l'apprentissage* : Si l'exigence relative aux heures d'apprentissage n'est pas respectée sur un chantier particulier au cours d'une année d'imposition à l'égard de laquelle un crédit d'impôt déterminé est demandé au taux normal, le demandeur d'incitatif est tenu de payer un impôt supplémentaire égal à 100 $ multiplié par la différence entre le nombre d'heures qui auraient dû être effectuées par des apprentis et le nombre d'heures de travail qui ont été effectivement effectuées par des apprentis.

- *Faute ou négligence grave* : Si le manquement d'un demandeur d'incitatif à l'une des exigences en matière de main-d'œuvre a été commis sciemment ou dans des circonstances équivalant à une négligence grave, le demandeur d'incitatif (a) n'a pas droit au taux de crédit d'impôt normal et n'a droit qu'au taux de crédit d'impôt réduit; et (b) doit payer une pénalité égale à 50 pour cent de la différence entre le montant du crédit d'impôt déterminé demandé et le montant auquel le demandeur d'incitatif aurait eu droit en vertu du taux réduit. Dans ce cas, les pénalités relatives au salaire journalier en vigueur et à l'apprentissage (décrites ci-dessus) ne sont pas applicables et le demandeur n'a pas le droit d'effectuer un paiement complémentaire au titre de l'exigence relative au salaire en vigueur. Il n'est pas clair si le demandeur serait autrement assujetti à la pénalité de 120 % sur le montant complémentaire.

**Date d'entrée en vigueur**

Conformément à l'annonce du budget fédéral de 2023, il est proposé que les exigences en matière de main-d'œuvre s'appliquent aux biens déterminés préparés ou installés après le 30 septembre 2023.

Notamment, l'application des exigences de main-d'œuvre à un bien donné n'est pas basée sur la date d'acquisition du bien (comme c'est le cas pour déterminer *quand* le CII associé peut être demandé). Comme l'application des exigences en matière de main-d'œuvre est basée sur la date à laquelle le bien est préparé ou installé, les biens préparés et installés à partir du 1er octobre 2023 semblent être assujettis aux exigences en matière de main-d'œuvre même si le bien a été acquis avant cette date d'entrée en vigueur.

## CRÉDIT D'IMPÔT À L'INVESTISSEMENT POUR LE CAPTAGE, L'UTILISATION ET LE STOCKAGE DU CARBONE

Le CII pour le CUSC a été annoncé pour la première fois dans le budget fédéral de 2022, avec un avant-projet de loi publié à la mi-2022. Le budget fédéral de 2023 a proposé des changements de conception supplémentaires au crédit pour le CUSC[5]. L'avant-projet de loi publié le 4 août 2023 reflète en grande partie l'annonce du budget fédéral de 2023. L'avant-projet de loi relatif au CII pour le CUSC fera l'objet d'une mise à jour distincte.

S'il est adopté, le CII pour le CUSC sera considéré comme étant entré en vigueur le 1er janvier 2022 et s'appliquera aux dépenses admissibles engagées à compter de cette date jusqu'au 31 décembre 2040.

## ACTIONS ACCRÉDITIVES ET CRÉDIT D'IMPÔT POUR L'EXPLORATION DE MINÉRAUX CRITIQUES – LITHIUM PROVENANT DE SAUMURE

L'avant-projet de loi met en œuvre les changements annoncés dans le budget fédéral de 2023 pour permettre que certaines dépenses liées à l'extraction de lithium à partir de saumures soient traitées comme des frais d'exploration au Canada (FEC) et des frais d'aménagement au Canada (FAC) admissibles au traitement accréditif et pour élargir l'admissibilité au crédit d'impôt pour l'exploration de minéraux critiques.

L'avant-projet de loi proposé apporte plusieurs modifications au régime des FEC et des FAC pour mettre en œuvre les changements annoncés, notamment :

- La définition de « société exploitant une entreprise principale » au paragraphe 66(15) est modifiée pour inclure les sociétés dont l'entreprise principale comprend la production ou la commercialisation de lithium et la fabrication de produits, lorsque la fabrication implique le traitement du lithium. Seules les « sociétés exploitant une entreprise principale » peuvent émettre des actions accréditives pour renoncer aux FEC et aux FAC en faveur des souscripteurs.

- Les alinéas c.2) et d) de la définition de FAC au paragraphe 66.2(5) sont modifiés afin d'inclure les dépenses liées au forage d'un puits pour l'extraction de lithium à partir de saumures.

- La définition de « ressource minérale » au paragraphe 248(1) est modifiée pour inclure le lithium comme ressource minérale. La définition de « ressource minérale » est pertinente pour déterminer l'admissibilité d'un contribuable aux FEC et aux FAC.

- Une nouvelle disposition est ajoutée (paragraphe 66(21)) pour s'assurer que les projets d'exploration et d'aménagement pour le lithium provenant de saumures sont traités de la même façon que les mines de ressources minérales traditionnelles. Plus précisément :

    - un puits d'extraction de matériaux provenant de gisements de saumure de lithium est réputé être une mine aux fins des définitions des FEC et des FAC;

    - tous les puits d'un contribuable sont réputés provenir de la même mine si les matériaux extraits sont envoyés à la même usine pour y être traités;

    - des puits peuvent être considérés comme une seule mine si le ministre, en consultation avec le ministre des Ressources naturelles, détermine que les puits constituent un seul projet.

- En conséquence des changements susmentionnés, un particulier (autre qu'une fiducie) qui investit dans des actions accréditives peut également être admissible au crédit d'impôt pour l'exploration de minéraux critiques ou au crédit d'impôt pour exploration minière en vertu du paragraphe 127(5) à l'égard de certains FEC liés à l'extraction de lithium à partir de saumures.

---

[5] « Mesures fiscales : Renseignements supplémentaires – Crédit d'impôt à l'investissement pour le captage, l'utilisation et le stockage du carbone » *Budget fédéral de 2023* (28 mars 2023), en ligne : *Gouvernement du Canada* <www.budget.canada.ca/2023/report-rapport/tm-mf-fr.html#a63>.

Les modifications susmentionnées sont réputées entrer en vigueur le 28 mars 2023, mais ne s'appliquent pas aux dépenses engagées avant le 28 mars 2023.

## RÉDUCTION TEMPORAIRE DU TAUX D'IMPOSITION POUR LES FABRICANTS DE TECHNOLOGIES À ZÉRO ÉMISSION

Dans le budget fédéral de 2023, le gouvernement a annoncé deux modifications à la réduction temporaire de 50 % du taux d'imposition pour les fabricants de technologies à émission zéro qui a été introduite pour la première fois dans le budget fédéral de 2021[6]. Premièrement, la réduction de taux sera élargie, pour les années d'imposition commençant après 2023, afin d'inclure les fabricants d'équipement pour l'énergie nucléaire, le traitement ou le recyclage des combustibles nucléaires et de l'eau lourde, et la fabrication de barres de combustible nucléaire. Deuxièmement, la réduction de taux, qui devait initialement être totalement supprimée en 2032, le sera désormais trois ans plus tard, en 2035. L'avant-projet de loi récemment publié met en œuvre ces deux changements. ■

[6] « Mesures fiscales : Renseignements supplémentaires – Réductions de taux pour les fabricants de technologies à zéro émission », *Budget fédéral de 2021* (19 avril 2021), en ligne : *Gouvernement du Canada* <www.budget.canada.ca/2021/report-rapport/anx6-fr.html#reduction-de-taux-pour-les-fabricants-de-technologies-a-zero-emission>.

# LE CANADA SOLLICITE DES COMMENTAIRES SUR LE NOUVEAU PROJET DE RÈGLEMENT SUR L'ÉLECTRICITÉ PROPRE

*Dufferin Harper**

Le 10 août 2023, le Canada a publié un projet de *Règlement sur l'électricité propre*[1] (le Règlement), qui est destiné à constituer une partie essentielle de l'approche du Canada visant à réduire ses émissions nettes de gaz à effet de serre (GES) à zéro à l'échelle de l'économie d'ici 2050. Le Règlement établit des normes de rendement strictes en matière d'intensité des émissions de GES qui s'appliqueront à l'électricité produite à partir de combustibles fossiles au Canada. Comme l'indique le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation qui accompagne le Règlement, celui-ci a été choisi comme l'instrument le plus efficace et le plus approprié pour résoudre le problème. Plus précisément, le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation indique ce qui suit :

> Compte tenu de l'urgence de la lutte contre le changement climatique et des objectifs du Canada en la matière, à savoir devenir une économie carboneutre d'ici 2050, un changement transformationnel sera nécessaire dans tous les secteurs de l'économie canadienne, y compris le secteur de la production d'électricité.

Dans l'avis gouvernemental annonçant le Règlement, il est indiqué que le Règlement a été élaboré autour de trois principes fondamentaux :

- maximiser les réductions de GES pour atteindre la carboneutralité du réseau électrique d'ici 2035;
- maintenir l'abordabilité de l'électricité pour les Canadiens et les entreprises canadiennes; et
- maintenir la fiabilité du réseau pour soutenir une économie forte et répondre aux besoins énergétiques croissants du Canada.

## CALENDRIER ET APPLICATION DU RÈGLEMENT

À partir du 1er janvier 2025, le Règlement s'appliquera à toute unité de production d'électricité (UPE) ayant :

- a une capacité de production d'électricité égale ou supérieure à 25 mégawatts (MW);
- produit de l'électricité à l'aide de combustibles fossiles (ce qui inclut l'hydrogène gazeux);

* Dufferin Harper est associé au bureau de Blakes à Calgary.

[1] « Règlement sur l'électricité propre » (version non officielle, 10 août 2023), en ligne : *Gouvernement du Canada* <www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/plan-climatique/reglement-electricite-propre.html>. [REIR] [REP], art 3.

- est raccordée à un réseau électrique assujetti aux normes de la North American Electric Reliability Corporation (NERC).

Une UPE qui répond aux critères d'applicabilité au 1er janvier 2025 doit être enregistrée auprès du ministre fédéral de l'Environnement avant la fin de l'année 2025. Toute UPE mise en service après le 1er janvier 2025 doit être enregistrée dans les 60 jours suivant sa mise en service.

Puisque le Règlement exige que les UPE soient raccordées à un réseau électrique assujetti aux normes de la NERC avant qu'il ne s'applique, les UPE autonomes et isolées seront exemptées. Cela signifie que le Règlement et l'imposition de la norme de rendement décrite ci-dessous ne s'appliqueront pas à de nombreuses collectivités nordiques du Canada qui dépendent actuellement de génératrices diesel et de réseaux de transport d'électricité localisés pour leur approvisionnement en électricité.

## NORME DE RENDEMENT EN MATIÈRE D'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS

Les UPE qui exportent plus d'électricité vers un réseau électrique assujetti aux normes de la NERC qu'elles n'en importent d'un réseau électrique assujetti aux normes de la NERC (c'est-à-dire que ses exportations nettes sont supérieures à zéro gigawattheure) au cours d'une année civile sont assujetties à une norme de rendement relative à l'intensité moyenne annuelle d'émissions de 30 tonnes d'équivalent $CO_2$ (éq. $CO_2$) par gigawattheure (GWh) de production d'électricité.

La norme de rendement s'applique aux diverses UPE selon une approche progressive. À partir du 1er janvier 2035, la norme de rendement s'appliquera :

- aux UPE qui brûlent du charbon ou du coke de pétrole;
- aux UPE mises en service le 1er janvier 2025 ou après cette date; et
- aux UPE qui ont augmenté leur capacité de production d'électricité de 10 % ou plus depuis l'enregistrement de l'UPE.

Étant donné qu'une UPE préexistante pourrait devoir subir d'importantes modifications pour se conformer à la norme de rendement, le Règlement prévoit un délai supplémentaire pour l'imposition de la norme de rendement aux UPE mises en service avant le 1er janvier 2025. Pour toute UPE qui était auparavant une unité de combustion au charbon et qui a été convertie en unité de combustion au gaz naturel, l'application de la norme de rendement sera retardée jusqu'au 1er janvier 2035 ou jusqu'au 1er janvier de l'année civile au cours de laquelle le paragraphe 4(2) du *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel* aura commencé à s'appliquer à l'UPE. Pour toutes les autres UPE, la norme de rendement ne sera imposée que le 1er janvier 2035 ou 20 ans après la date de mise en service de l'UPE.

## EXCEPTIONS À LA NORME DE RENDEMENT

Le Règlement prévoit trois exceptions à la norme de rendement :

1. Les UPE qui utilisent le captage et le stockage de carbone (CSC). La norme de rendement est calculée sur la base de la quantité d'émissions globales d'éq. $CO_2$ au cours de l'année civile provenant de la combustion de combustibles fossiles dans une UPE. Cependant, la quantité d'émissions d'éq. $CO_2$ captée et stockée de manière permanente dans un projet de CSC peut être soustraite des émissions globales d'éq. $CO_2$. Les projets de CSC approuvés comprennent : (i) l'injection dans un aquifère salin profond dans le seul but de stocker l'éq. $CO_2$; et (ii) l'injection dans un réservoir de pétrole épuisé dans le but d'améliorer la récupération du pétrole. Les projets de CSC admissibles peuvent être situés au Canada ou aux États-Unis. Les UPE qui utilisent le CSC dans le cadre de leur stratégie de mise en conformité sont autorisées à avoir une intensité d'émission moyenne allant jusqu'à 40 tonnes d'éq. $CO_2$ par GWh, à condition qu'elles puissent démontrer qu'elles sont capables de fonctionner à 30 tonnes d'éq. $CO_2$ par GWh sur la base de données d'émissions réelles. L'exception liée au CSC n'est disponible que jusqu'à la première des deux dates suivantes : sept ans après la mise en service du système de CSC ou le 31 décembre 2039.

2. Exploitation d'une UPE pendant les périodes de demande d'énergie de pointe. Les UPE qui ne brûlent pas de charbon peuvent émettre jusqu'à 150 kilotonnes d'éq. $CO_2$ au cours d'une année civile,

à condition qu'elles ne soient pas en exploitation plus de 450 heures par année civile.

3. Exploitation en cas d'urgence. Une UPE peut demander au ministre de l'Environnement une dérogation à la norme de rendement dans deux types de situations d'urgence. La première circonstance comprend une situation d'urgence due à « un événement extraordinaire, imprévisible et irrésistible » [traduction]. Il n'est pas clair, ce qui constitue un « événement irrésistible » ou ce que l'on entend par ce terme. La deuxième circonstance comprend les scénarios dans lesquels le gouvernement émet une proclamation ou un décret d'urgence ou déclare une situation d'urgence en raison d'une pénurie anticipée de carburant, ou dans des situations où il y a une pénurie réelle ou anticipée de carburant, mais où le carburant est nécessaire pour protéger la sécurité nationale du Canada, participer à des activités militaires ou soutenir des efforts d'aide humanitaire.

## ARTICLES SUPPLÉMENTAIRES

Le Règlement contient également des articles supplémentaires relatifs au calcul de l'intensité des émissions, à la fréquence d'échantillonnage, à la conservation des données et à la présentation de rapports annuels.

## PÉRIODE DE COMMENTAIRES

Les commentaires concernant le Règlement seront acceptés jusqu'au 2 novembre 2023. Le Règlement final devrait être publié en 2024. ■

# DE L'ÉNERGIE QUAND VOUS EN AVEZ BESOIN : LES ARGUMENTS EN FAVEUR DES PETITS RÉACTEURS NUCLÉAIRES[1]

*John Richards et Christopher Mabry**

## INTRODUCTION DE LA PART DES AUTEURS

Les provinces du Canada sont confrontées à un certain nombre de défis techniques alors qu'elles s'efforcent d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de carbone fixés par le gouvernement fédéral. Chacune des provinces investit sérieusement dans de nouvelles technologies. Ces technologies diffèrent d'une province à l'autre, mais un certain nombre d'entre elles soutiennent désormais ce que l'on appelle les petits réacteurs nucléaires ou petits réacteurs modulaires (PRM).

Les PRM sont des réacteurs nucléaires qui produisent moins de 300 mégawatts (MW) d'électricité. Ils sont plus petits que les centrales nucléaires traditionnelles qui produisent généralement 800 MW ou plus. Ils sont moins chers à construire, modulables et capables de répondre aux besoins spécifiques de l'industrie et des communautés éloignées. L'Ontario, la Saskatchewan et le Nouveau-Brunswick collaborent depuis 2019 au développement des PRM au Canada. L'Alberta s'est jointe à eux en avril 2021.

Les PRM commencent à ressembler à une réalité. Le premier projet de PRM à voir le jour sera l'installation située à Darlington, en Ontario, dans laquelle la Banque fédérale d'infrastructure investit 970 millions de dollars. Il s'agira du premier projet de PRM à l'échelle d'un réseau au Canada, avec une puissance de 300 MW, suffisante pour alimenter 300 000 foyers. Il devrait être mis en service d'ici 2028.

Le projet de Darlington sera suivi de quatre unités similaires en Saskatchewan, la première devant être mise en service d'ici 2032. Le projet de la Saskatchewan est également soutenu par le gouvernement fédéral, qui y investira 74 millions de dollars. Une conception avancée de PRM est également en cours de développement au Nouveau-Brunswick, où une unité de démonstration fonctionnera sur le site nucléaire existant de Point Lepreau d'ici 2030.

Une nouvelle classe de micro PRM est également en cours de développement pour remplacer l'utilisation du diesel dans les communautés isolées. Il s'agit de projets de réacteurs refroidis au gaz de 5 MW qui seront situés sur le site nucléaire de Chalk River,

---

[1] Cet article a été initialement publié par l'Institut CD Howe (15 novembre 2022), en ligne : <www.cdhowe.org/public-policy-research/power-when-you-need-it-case-small-nuclear-reactors>. Les auteurs remercient Charles DeLand, Benjamin Dachis, Alexandre Laurin, Chris Benedetti, Dave Collyer, Laurie Pushor, Gary Rose et les évaluateurs anonymes pour leurs commentaires sur une version antérieure. Les auteurs restent responsables des erreurs et des opinions exprimées. L'Institut C.D. Howe ne prend pas position sur les questions de politique.

*John Richards est professeur émérite à l'Université Simon Fraser et chercheur en résidence à l'Institut C.D. Howe.

Christopher Mabry, titulaire d'une maîtrise en politique publique de l'université Simon Fraser, est analyste politique au sein du gouvernement du Canada.

en Ontario. Ils devraient être mis en service d'ici 2026.

L'article qui suit cette introduction est basé sur une analyse très minutieuse de la technologie des PRM, exposée pour la première fois dans une importante étude de l'Institut CD Howe de Toronto.

## L'ÉTUDE EN BREF

- La *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité* exige que le Canada parvienne à la « carboneutralité » d'ici à 2050. Une composante importante de cet objectif est que le secteur de l'électricité réalise cette carboneutralité d'ici 2050.

- La Régie de l'énergie du Canada (REC) a élaboré une projection de carboneutralité pour le secteur de l'électricité, en mettant l'accent sur les énergies renouvelables (hydroélectricité, énergie éolienne, énergie solaire). L'éolien et le solaire représentent 60 % de l'augmentation de production prévue entre 2019 et 2050.

- Bien que l'éolien et le solaire fournissent une énergie à faibles émissions de gaz à effet de serre (GES), ces technologies nécessitent le « stockage » de l'énergie qui n'est pas nécessaire en milieu de journée. Quelle que soit la forme qu'elles prennent, les exigences en matière de stockage augmentent le coût des réseaux éoliens et solaires.

- Plusieurs compagnies d'électricité (notamment celle de la Californie) ont été confrontées à des instabilités de réseau en raison de la capacité insuffisante de sources facilement « répartissables » (hydroélectricité, combustibles fossiles et nucléaire) capables de répondre à la demande lorsque le soleil ne brille pas et/ou que le vent ne souffle pas.

- La REC envisage la remise en état de certains réacteurs existants, mais pas d'expansion de la capacité nucléaire canadienne. En revanche, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et l'Agence internationale de l'énergie (AIE) concluent qu'il faudra plus d'énergie nucléaire pour éliminer les GES dans le secteur de l'électricité.

- Afin d'atteindre leurs objectifs de carboneutralité, de nombreux pays (par exemple la Chine, la Russie et la France) investissent massivement dans les PRM, qui peuvent permettre des délais de construction réduits ainsi que des conceptions plus simples et plus sûres que les réacteurs conventionnels. Le Canada est bien placé pour promouvoir les PRM, compte tenu de son histoire en matière de développement nucléaire et de ses sources nationales d'uranium.

## INTRODUCTION

Dans un rapport de 2018 destiné aux décideurs politiques, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) des Nations Unies a évoqué quatre stratégies pour contenir l'augmentation de la température mondiale à 1,5 degré Celsius, par rapport aux niveaux préindustriels (voir encadré 1). Ces quatre stratégies nécessitent une augmentation de l'énergie nucléaire. Par rapport à la capacité mondiale d'énergie nucléaire en 2010, l'exigence minimale estimée d'ici 2050 est un doublement de la capacité d'énergie nucléaire (voie 2); l'exigence maximale (voie trois) est une multiplication par cinq[2].

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) arrive à une conclusion similaire dans son rapport annuel *World Energy Outlook*:

> Dans le scénario [carboneutralité d'ici 2050], l'électricité devient le nouveau pivot de la filière énergétique mondiale, fournissant plus de la moitié de la consommation finale totale et deux tiers de l'énergie utile d'ici 2050. La production totale d'électricité augmente de 3,3 % par an jusqu'en 2050, ce qui est plus rapide que le taux de croissance économique mondial au cours de cette période. Les capacités annuelles supplémentaires de toutes

[2] Nous remercions les évaluateurs anonymes pour leurs nombreux commentaires judicieux sur les versions antérieures. De plus, nous remercions Esam Hussein pour ses conseils tout au long de la préparation du manuscrit.

> les énergies renouvelables [éolienne, solaire, hydraulique] quadruplent, passant de 290 gigawatts (GW) en 2021 à environ 1 200 GW en 2030. Les énergies renouvelables atteignant plus de 60 % de la production totale en 2030, aucune nouvelle centrale au charbon n'est nécessaire. Les augmentations annuelles de la capacité nucléaire jusqu'en 2050 sont près de quatre fois supérieures à la moyenne historique récente[3].

Le Canada s'est engagé par la loi à atteindre la carboneutralité en matière d'émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050[4]. L'objectif de cet E-Brief est d'évaluer le potentiel de l'énergie nucléaire en tant que composante majeure de la réalisation de la carboneutralité en matière de production d'électricité. Nous insistons en particulier sur le rôle potentiel des petits réacteurs modulaires (PRM).

Le Canada occupe une position unique en tant que pays ayant une longue expérience du nucléaire. Bien que la plupart des Canadiens l'ignorent, le Canada exploite avec succès des réacteurs nucléaires depuis plus de 70 ans. Actuellement, nous exploitons 19 réacteurs nucléaires situés en Ontario et au Nouveau-Brunswick. Nous sommes le deuxième producteur mondial d'uranium, grâce à nos activités minières en Saskatchewan, et l'on estime que nous pourrions soutenir au Canada 70 à 80 % de la chaîne d'approvisionnement nucléaire, de la production de combustible à la fabrication de pièces détachées[5].

Étant donné que la Régie de l'énergie du Canada (REC) est une agence du gouvernement fédéral, nous examinons sa projection de carboneutralité pour 2050, une projection qui repose fortement sur l'expansion des sources d'énergie renouvelables (éolienne, solaire et hydroélectrique), n'envisage aucune augmentation de la capacité nucléaire et ne suppose qu'une augmentation modeste de la consommation totale d'électricité entre 2019 et 2050. Pour les raisons que nous évoquons ci-dessous, la très forte dépendance à l'énergie éolienne et solaire soulève des problèmes potentiels concernant l'instabilité des compagnies d'électricité. Le talon d'Achille de l'éolien et du solaire est la fourniture d'un stockage adéquat, à un coût raisonnable, de l'électricité qui n'est pas nécessaire en milieu de journée, mais qui est nécessaire lorsque le soleil ne brille pas et/ou que le vent ne souffle pas.

## LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU CANADA

La REC définit officieusement son rôle comme suit : « Nous travaillons pour assurer l'acheminement de l'énergie en toute sécurité partout au pays. Nous examinons les projets de mise en valeur des ressources énergétiques, communiquons de l'information sur l'énergie, et appliquons des normes de sécurité et environnementales figurant parmi les plus strictes au monde »[6]. D'autres projections permettent au Canada d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050 dans le secteur de la production d'électricité[7]. Bien que nous soyons sceptiques à l'égard de plusieurs hypothèses de la REC, celle-ci constitue une base crédible.[8]

---

[3] « World Energy Outlook » (dernière consultation le 27 octobre 2022) à la p 121, en ligne (pdf) : *Agence internationale de l'énergie* <iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>; « Net Zero by 2050 : A Roadmap for the Global Energy Sector » (dernière consultation le 27 octobre 2022), en ligne (pdf) : <iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf>.

[4] Le Parlement a approuvé la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité* en 2021.

[5] « OPG advances clean energy generation project » (2 décembre 2021), en ligne : *OPG* <www.opg.com/media_releases/opg-advances-clean-energy-generation-project/>.

[6] Régie de l'énergie du Canada – La Régie, en ligne : <www.cer-rec.gc.ca/fr/regie/index.html>.

[7] Par rapport à la production actuelle d'électricité au Canada, Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) prévoit au moins un doublement de la production d'ici 2050; voir « Un environnement sain et une économie saine » (2021), en ligne : *ECCC* <www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/plan-climatique/survol-plan-climatique/environnement-sain-economie-saine.html>.

[8] « Fiche de renseignements Avenir énergétique du Canada en 2021 : Électricité – Production totale selon la source d'énergie – Scénario d'évolution des politiques » (dernière consultation le 25 juin 2022), en ligne : *REC* <www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/2021/index.html>.

**Encadré 1 : Les voies potentielles du GIEC pour limiter l'augmentation de la température à 1,5 degré Celsius**[9]

Soixante-quinze universitaires, représentant un grand nombre de pays et de disciplines, ont cosigné ce rapport. Le rapport définit quatre stratégies potentielles. Les secteurs à modifier diffèrent considérablement d'une voie à l'autre. Les quatre stratégies impliquent des changements politiques majeurs, inévitablement controversés. Le GIEC les décrit comme suit :

***Première voie (baisse de la demande d'énergie, énergies renouvelables, boisement)***
Un scénario dans lequel les innovations sociales, commerciales et technologiques entraînent une baisse de la demande d'énergie jusqu'en 2050, tandis que les niveaux de vie augmentent, en particulier dans les pays du Sud. Une filière énergétique réduite permet une décarbonisation rapide de l'approvisionnement en énergie. Le boisement est la seule option d'élimination du dioxyde de carbone envisagée; ni les combustibles fossiles avec captage et stockage du carbone (CSC) ni la bioénergie avec captage et stockage du carbone (BECSC) ne sont utilisés.

***Deuxième voie (durabilité, énergies renouvelables, alimentation saine)***
Un scénario largement axé sur la durabilité, notamment l'intensité énergétique, le développement humain, la convergence économique et la coopération internationale, ainsi que l'évolution vers des modes de consommation durables et sains, l'innovation technologique à faibles émissions de carbone et des systèmes fonciers bien gérés, avec une acceptabilité sociétale limitée pour la BECSC.

***Troisième voie (énergies renouvelables, nucléaire, baisse de la demande d'énergie)***
Un scénario intermédiaire dans lequel le développement sociétal et technologique suit les schémas historiques. Les réductions d'émissions sont principalement obtenues en modifiant le mode de production de l'énergie et des produits et, dans une moindre mesure, en réduisant la demande.

***Quatrième voie (forte intensité énergétique, énergies renouvelables, nucléaire, BECSC)***
Scénario à forte intensité de ressources et d'énergie dans lequel la croissance économique et la mondialisation entraînent l'adoption généralisée de modes de vie à forte intensité de gaz à effet de serre, notamment une forte demande de carburants pour les transports et de produits d'élevage. Les réductions d'émissions sont principalement réalisées par des moyens technologiques, faisant fortement appel à l'élimination de dioxyde de carbone (EDC) par le déploiement de BECSC.[10]

Par rapport à 2019 (avant la COVID), la REC prévoit d'ici 2050 une augmentation nette de la production d'électricité de 186 térawattheures (**TWh**)[11] (819 TWh en 2050 – 633 TWh en 2019. Voir le tableau 1 et la figure 1.) La projection élimine toute l'électricité produite à partir du charbon. Au total, l'électricité à base de gaz naturel ne change pas, mais la moitié de l'électricité à base de gaz n'émettra aucun GES grâce au captage et au stockage du $CO_2$ (**CSC**). La projection de la REC repose implicitement sur le fait que le Canada a exploité la plupart des sites hydroélectriques à grande échelle; la contribution de l'hydroélectricité à l'augmentation sera donc modeste. Les centrales nucléaires existantes seront remises en état, mais la capacité de production d'électricité d'origine nucléaire n'augmentera pas.

La projection de la REC élimine 79 TWh d'électricité actuellement produite par des combustibles fossiles. Après l'élimination de la majeure partie de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles, la réalisation de la production projetée pour 2050 nécessite une augmentation de 266 TWh (187 TWh d'augmentation nette + 79 TWh de remplacement des combustibles fossiles) provenant des technologies à faibles émissions de GES. La REC suppose que l'éolien et le solaire augmentent leur production annuelle de 159 TWh, soit 60 % de l'augmentation de 266 TWh.

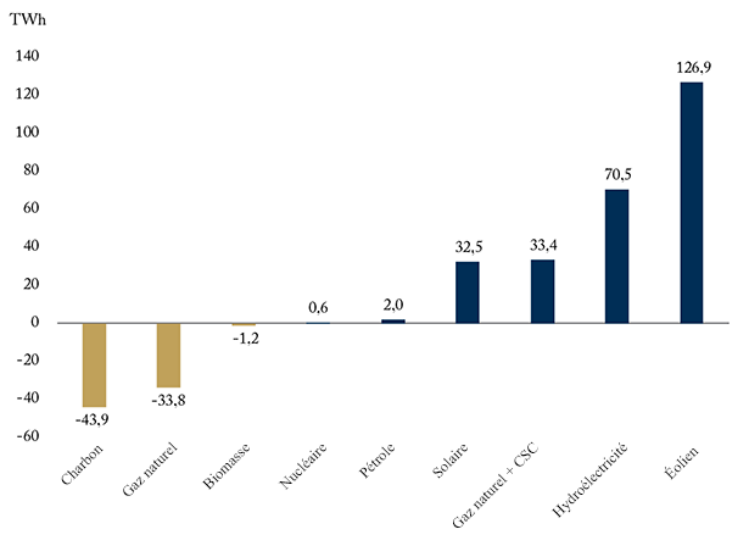
[9] Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, « Summary for Policymakers » (2018) in Global Warming of 1.5°C, en ligne: <www.ipcc.ch/sr15/chapter/spm/>. Rapport spécial du GIEC sur les incidences d'un réchauffement planétaire de 1,5 °C au-dessus des niveaux préindustriels et sur les trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial de l'ère préindustrielle et les trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial, dans le cadre du renforcement de la réponse à la menace du changement climatique, au développement durable et aux efforts d'éradication de la pauvreté.

[10] *Ibid* à 14.

[11] L'annexe 1 définit plusieurs concepts communs aux discussions sur les politiques d'ingénierie. La première fois qu'un terme défini dans l'annexe 1 apparaît dans le texte, il est mis en gras.

| **Tableau 1 : Projection de la production d'électricité selon la technologie et la capacité de répartition 2019–2050 (TWh)** | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **2019** | **2050** | **Changement 2019–2050** | **Diminution 2019–2050** | **Augmentation 2019–2050** | **Diminution 2019–2050** | **Augmentation 2019–2050** |
| | ***(TWh)*** | | | | | ***(présent)*** | |
| **Technologie** | | | | | | | |
| **Charbon** | 44,0 | 0,1 | -43,9 | -43,9 | | 55,6 | |
| **Gaz naturel** | 69,6 | 35,8 | -33,8 | -33,8 | | 42,8 | |
| **Biomasse** | 8,9 | 7,7 | -1,2 | -1,2 | | 1,5 | |
| **Nucléaire** | 95,5 | 96,1 | 0,6 | | 0,6 | | 0,2 |
| **Pétrole** | 3,7 | 5,7 | 2,0 | | 2,0 | | 0,8 |
| **Solaire** | 2,2 | 34,7 | 32,5 | | 32,5 | | 12,2 |
| **Gaz naturel + CSC** | 0,0 | 33,4 | 33,4 | | 33,4 | | 12,6 |
| **Hydroélectricité** | 376,0 | 446,5 | 70,5 | | 70,5 | | 26,5 |
| **Éolien** | 32,2 | 159,2 | 126,9 | | 126,9 | | 47,7 |
| **Total** | 632,2 | 819,2 | 187 | -78,9 | 265,9 | 100,0 | 100,0 |
| **Capacité de répartition** | | | | | | | |
| **Répartissable** | 597,7 | 625,3 | 27,6 | -78,9 | 106,5 | 100,0 | 40,1 |
| **Non répartissable** | 34,5 | 193,9 | 159,4 | 0,0 | 159,4 | 0,0 | 59,9 |
| **Total** | 632,2 | 819,2 | 187,0 | -78,9 | 265,9 | 100,0 | 100,0 |
| Source : Calculs de l'auteur à partir de la CER (2021) | | | | | | | |

**Figure 1: Changements projetés par la Régie de l'énergie du Canada, par technologie, 2019-50 (Twh)**




Source : Calculs de l'auteur à partir de la Régie de l'énergie du Canada (2021).

## ESTIMATIONS DES COÛTS

L'estimation des coûts unitaires des technologies de rechange est évidemment pertinente, mais les estimations sont inévitablement entourées de larges intervalles de confiance. Dans le cas des PRM, nos estimations de coûts par mégawattheure (MWh) proviennent du livre blanc publié par le Comité directeur canadien de la Feuille de route des petits réacteurs modulaires[12], une coalition de quatre gouvernements provinciaux (Nouveau-Brunswick, Ontario, Saskatchewan, Alberta) et de leurs services publics respectifs, ainsi que de plusieurs autres organismes (voir le tableau 2). Les estimations des coûts des autres technologies (y compris les coûts de production et de stockage) sont tirées d'une publication conjointe de l'AIE et de l'OCDE[13]. Pour le nucléaire et les énergies renouvelables (hydroélectricité, énergie éolienne, énergie solaire), la fourchette des coûts de production d'un MWh d'électricité est similaire. L'estimation la plus élevée du coût unitaire de production d'un MWh d'électricité à faibles émissions de GES est celle du charbon complété par le CSC.

Il convient de faire une distinction importante entre les sources d'énergie **répartissables** et les sources d'énergie **non répartissables**. Les sources répartissables, telles que l'hydroélectricité, les combustibles fossiles et le nucléaire, permettent à une compagnie d'électricité d'ajuster la puissance fournie à son réseau pour répondre à la demande; dans le cas des sources non répartissables, la compagnie d'électricité ne peut pas le faire. L'intégration de sources non répartissables, telles que l'énergie éolienne et solaire, nécessite une certaine forme de **stockage** de l'électricité produite.

**Tableau 2 : Estimation des coûts actualisés par source d'énergie, par MWh (en dollars canadiens)**

| | Coût actualisé de production d'électricité (CAE) | Coût actualisé de stockage (CAS) | Total (CAE + CAS) | Total, estim. ponctuelle (CAE + CAS) (échelle moyenne) |
|---|---|---|---|---|
| Répartissable | | | | |
| Nouveau nucléaire (PRM)[14] | 55–85 | | 55–85 | 70 |
| Charbon avec CUSC[15] | 140 | | 140 | 140 |
| Gaz avec CUSC[16] | 100–125 | | 100–125 | 113 |
| Hydro avec réservoir[17] | 63–130 | | 63–130 | 97 |
| Non répartissable | | | | |
| Éolien côtier[18] | 50–80 | 40–75 | 90–155 | 123 |
| Solaire photovoltaïque commercial[19] | 55–95 | 40–75 | 95–170 | 133 |

[12] Secrétariat de la Feuille de route des PRM, « Appel à l'action : Feuille de route des petits réacteurs modulaires » (novembre 2018), en ligne (pdf) : <feuillederouteprm.ca/wp-content/uploads/2018/11/SMRroadmap_FR_nov6_Web.pdf?x93402>.

[13] Agence internationale de l'énergie et Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire « Projected Costs of Generating Electricity » (2020), en ligne : <iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>.

[14] *Supra* note 12 à la p 33. CAE à un taux d'actualisation de 6 %. Le Comité directeur a utilisé les données de 2018, tandis que les données de l'AIE sont pour 2020. L'indice canadien des prix des machines et équipements est resté stable sur les deux années 2018 à 2020 (juin 2018 91,4, juin 2020 88,3).

[15] *Supra* note 13 à la p 14. Coûts actualisés à un taux d'actualisation de 7 %.

[16] *Ibid*.

[17] *Ibid*.

[18] *Ibid* à la p 14, 103. Coûts actualisés à un taux d'actualisation de 7 %.

[19] *Ibid*.

La mesure la plus utilisée pour comparer les coûts de production d'électricité à partir de différentes technologies est le **coût actualisé de l'électricité** (CAE), une mesure du coût moyen par unité d'électricité sur la durée de vie d'une centrale électrique typique, en fonction de sa **capacité** et de son **facteur de capacité**. Le coût total des sources non répartissables est le CAE plus le **coût actualisé de stockage** (CAS), calculé de la même manière que le CAE.

Les énergies éolienne et solaire sont une source précieuse d'électricité à faibles émissions de GES, mais elles ne sont pas répartissables. L'électricité qu'elles produisent est généralement fournie instantanément au réseau lorsqu'elle est disponible. Afin d'adapter l'offre à la demande, le service public ajuste les sources répartissables. Par exemple, le système de la Colombie-Britannique, qui dépend de l'hydroélectricité, peut, en général, facilement ajuster la production hydroélectrique. Cependant, si le service public dépend fortement de l'énergie éolienne et solaire non répartissable, il produira probablement de l'hydroélectricité en dessous de la production optimale pendant la journée.

L'écrasante majorité des coûts de production de l'hydroélectricité est constituée par les coûts fixes du barrage et du réservoir. L'utilisation de l'hydroélectricité répartissable en dessous de la capacité optimale du système augmente le CAE de l'hydroélectricité. Le service public peut être en mesure de compenser une partie de la diminution de la production hydroélectrique par des ventes à un service public situé en dehors de la Colombie-Britannique. Cependant, la nécessité de stocker l'énergie non répartissable entraîne généralement un CAE plus élevé pour l'ensemble du réseau. En effet, l'augmentation du CAE à l'échelle du réseau est le CAS attribuable à l'énergie non répartissable[20]. Les coûts de stockage des énergies renouvelables varient évidemment en fonction de l'environnement de la compagnie d'électricité, mais ils ne sont jamais nuls.

La France produit 70 % de son électricité grâce au nucléaire, ce qui lui a permis de générer les plus faibles émissions de GES par MWh de tous les grands pays industriels. Compte tenu de la prédominance du nucléaire, la France ne peut pas limiter l'utilisation du nucléaire à **l'énergie de base**; elle a développé des techniques permettant de faire varier la production d'électricité nucléaire. Il est vrai que l'ajustement de la production d'électricité nucléaire est soumis à beaucoup plus de contraintes que la production d'électricité hydraulique ou à partir de combustibles fossiles (voir l'annexe 1 pour plus de détails).

Actuellement, le stockage mécanique de l'énergie potentielle est la forme de stockage la plus importante. Il existe d'autres moyens potentiels de stocker l'énergie non répartissable[21] :

- *Les réservoirs hydroélectriques* : Un exemple important est celui des réservoirs d'une compagnie hydroélectrique, comme en Colombie-Britannique. La capacité hydroélectrique provinciale est supérieure à la capacité optimale estimée en fonction du débit d'eau. L'installation d'une capacité excédentaire permet aux centrales hydroélectriques de stocker de l'énergie renouvelable au milieu de la journée en réduisant le débit d'eau dans les turbines. Aux heures de pointe de la demande de sources répartissables (généralement le matin et le soir), la compagnie d'électricité peut autoriser un débit d'eau supérieur au niveau d'équilibre estimé.[22]

- *L'eau pompée* : Si le service public ne dispose pas de réservoirs hydroélectriques, il peut être en mesure d'utiliser l'énergie éolienne/solaire pour pomper l'eau de la rivière dans un lac situé à une altitude plus élevée et, le cas échéant, fournir de l'électricité au réseau au moyen de turbines au fil de l'eau.

- *Le stockage de produits chimiques* : Il s'agit par exemple de transformer une source d'électricité non répartissable en hydrogène, qui peut ensuite être transformé en électricité. Le Canada a conclu un accord avec l'Allemagne pour exporter de l'hydrogène « vert » produit au moyen

[20] Le même argument d'augmentation du CAE due à une production inférieure à l'optimum s'applique au nucléaire. L'AIE estime que le CAE d'un nouveau réacteur se situe entre 65 et 90 dollars canadiens par MWh s'il fonctionne à 90 % de sa capacité. La fourchette de CAE passe à 90–125 dollars canadiens s'il fonctionne à 60 %. *Ibid* à la p 16.

[21] *Ibid* au ch 6.

[22] L'un des avantages de l'analyse coûts-avantages du barrage du site C réalisée par BC Hydro est l'augmentation du stockage en vue de l'expansion prévue des énergies renouvelables au cours des trois prochaines décennies.

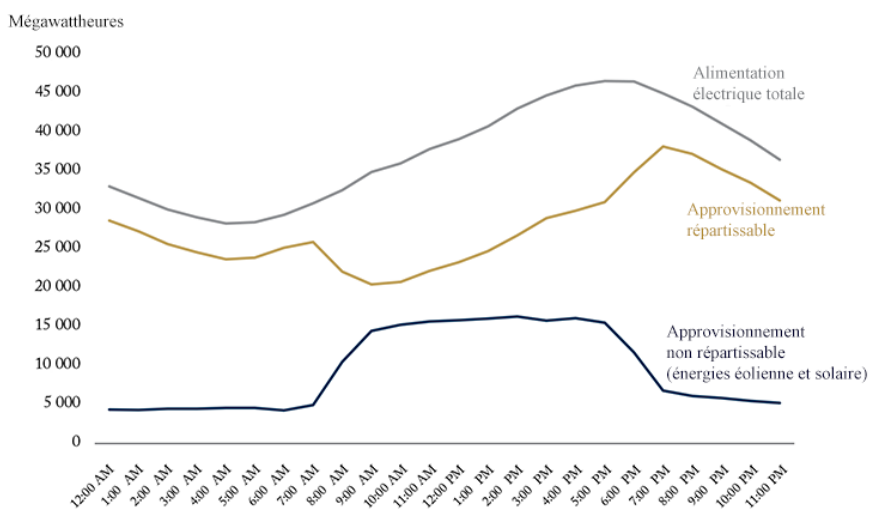
de l'énergie hydraulique[23]. Bien que cet exemple ne soit pas destiné à stocker de l'énergie non répartissable, l'hydrogène est un moyen potentiel de stocker de l'énergie non répartissable.

- *L'électrochimique* : Par exemple, les batteries.
- *Le stockage électrique* : Les supercondensateurs.
- *Le stockage thermique* : Le stockage thermique par sels fondus.

À l'heure actuelle, le stockage des sources non répartissables est généralement coûteux. Les services publics qui fournissent de l'électricité à un grand nombre de consommateurs (comme les résidents d'une province) ont besoin d'une puissance répartissable adéquate qui peut être ajustée en fonction des variations de la demande du réseau, sur une période de 24 heures ou en fonction des variations saisonnières. Au Canada, contrairement à la France, les grands réacteurs nucléaires sont limités à la production de base; la production n'est pas destinée à varier. Si l'on inclut le nucléaire, les sources de base de l'énergie répartissable (hydroélectricité, combustibles fossiles [charbon, gaz, pétrole] et nucléaire) représentent actuellement 95 % de l'énergie produite au Canada (voir le tableau 1). La REC prévoit que les énergies éolienne et solaire représenteront 60 % de l'électricité supplémentaire à faibles émissions de GES en 2050 par rapport à 2019. Cela fait passer la part non répartissable de la production d'électricité de 5 % en 2019 à 24 % en 2050.

Au cours de la dernière décennie, les compagnies d'électricité fortement dépendantes de l'éolien et du solaire ont été confrontées à des problèmes de perte de flexibilité du réseau, officieusement appelé le problème de la « courbe en canard ». La figure 2 illustre la demande d'électricité sur 24 heures au cours d'une journée récente en Californie, et la répartition de l'offre entre les sources répartissables et non répartissables. La demande horaire répartissable correspond (plus ou moins) au dos d'un canard, vu de profil. La tête du canard correspond au pic de la demande répartissable dans la soirée, une période où la

**Figure 2 : Demande d'énergie en Californie " Courbe de Canard", 2 septembre 2022 (MWh)**




Source: https://www.caiso.com/todaysoutlook/Pages/supply.html.

[23] « Déclaration d'intention conjointe entre le gouvernement du Canada et le gouvernement de la république fédérale d'Allemagne concernant la création d'une alliance entre le Canada et l'Allemagne pour l'hydrogène » (2022), en ligne *RNCan* : <ressources-naturelles.canada.ca/changements-climatiques/lavenir-vert-canada/strategie-relative-lhydrogene/declaration-dintention-conjointe-entre-le-gouvernement-du-canada-et-le-gouvernement-d/24608>.

demande d'électricité est maximale et où la quantité d'énergie renouvelable disponible est faible.

Le problème de la courbe en canard a nui aux réseaux électriques, notamment en Californie et en Allemagne, deux pays dotés d'une importante capacité de production d'énergie renouvelable[24]. Le cas de l'Allemagne illustre ce qui peut se produire en cas d'insuffisance d'énergie répartissable. Dans les années 2010, l'Allemagne a décidé de fermer ses centrales nucléaires et de subventionner fortement les sources d'énergie renouvelables. Pour fournir une électricité répartissable suffisante, l'Allemagne a été obligée de rouvrir des centrales au charbon et, jusqu'à l'été 2022, s'est engagée à importer massivement du gaz russe.

## CONCEPTIONS DE PETITS RÉACTEURS

L'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) définit les petits réacteurs nucléaires comme ayant une capacité inférieure à 300 MW[25]. Les petits réacteurs devraient présenter plusieurs avantages par rapport aux grandes centrales nucléaires conventionnelles (d'une capacité supérieure à 1 000 MW) :

- *Économies de construction standardisée* : Les PRM peuvent générer des économies dans la construction standardisée de plusieurs réacteurs d'une conception particulière[26]. Ces économies peuvent plus que compenser les économies d'échelle des grands réacteurs[27]. La conception des PRM est plus simple que celle des grands réacteurs, ce qui peut réduire la réglementation et les délais réglementaires.

- *Sûreté des nouvelles conceptions* : Qu'ils soient de grande ou de petite capacité, les nouveaux réacteurs (générations III+ et IV) sont plus sûrs que ceux des premières générations. En cas de fusion, les modèles modernes intègrent des caractéristiques passives qui arrêtent le réacteur même si les opérateurs ne font rien — la sûreté par la physique plutôt que la sûreté par l'ingénierie[28].

- *Potentiel de production de chaleur* : Certains modèles de PRM produisent de la vapeur à haute température, qui peut être utilisée, par exemple, pour l'extraction des sables bitumineux ou le dessalement de l'eau.

- *Emplacement à proximité du consommateur* : Les PRM peuvent être situés à proximité de la charge du consommateur prévu. Cela peut réduire la nécessité d'investissements importants dans le transport d'électricité à haute tension sur de longues distances.

- *Remplacement des génératrices diesel dans les communautés isolées* : Les micro-SMR (< 25 MW) peuvent être un moyen rentable d'éliminer les génératrices diesel dans les communautés isolées.

De nombreuses conceptions de PRM conservent une taille suffisamment petite pour que le réacteur puisse être transporté sur la plate-forme d'un camion, dans des caisses d'expédition et

---

[24] « Can Europe go green without nuclear power » (15 août 2021), en ligne : *The Economist* <www.economist.com/graphic-detail/2021/08/15/can-europe-go-green without-nuclear-power>; « Why Germans remain so jittery about nuclear power » (8 janvier 2022), en ligne : *The Economist* <www.economist.com/europe/2022/01/08/why-germans-remain-so-jittery-about-nuclear-power>; « Europe reconsiders its energy future » (5 mars 2022), en ligne : *The Economist* <www.economist.com/business/2022/03/05/europe-reconsiders-its-energy-future>; Patrick Wintour, « 'We were all wrong': How Germany got hooked on Russian energy », (2 juin 2022), en ligne : *The Guardian* <www.theguardian.com/world/2022/jun/02/germany dependence-russian-energy-gas-oil-nord-stream>.

[25] Joanne Liou, « Que sont les petits réacteurs modulaires (PRM) ? » (4 novembre 2021), en ligne : *Agence internationale de l'énergie atomique* <www.iaea.org/fr/newscenter/news/que-sont-les-petits-reacteurs-modulaires-prm>.

[26] Le réacteur BWRX-300, qu'Ontario Power Generation (OPG) a l'intention de déployer près de sa centrale nucléaire de Darlington, est plus simple que les plus grands réacteurs. Il y a moins de composantes, moins de béton, d'acier, etc. par MW de capacité de production. Les composantes clés, comme le caisson du réacteur et les systèmes de turbines, peuvent être obtenues de plus de fournisseurs que dans les cas des grands réacteurs.

[27] Esam M.A. Hussein, « Emerging small modular nuclear power reactors: A critical review » (décembre 2020), en ligne : <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666032620300259>; Giorgio Locatelli, Chris Bingham, and Mauro Mancini, « Small modelar reactors: A comprehensive overview of their economics and strategic aspects» (mai 2014), en ligne: < www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0149197014000122>.

[28] International Atomic Energy Agency, « Advances in small modular reactor technology developments » (2018), en ligne (pdf): <aris.iaea.org/Publications/SMR-Book_2018.pdf>; Esam M.A. Hussein, « Design features of small reactors for sitributed energy production » (2022) 41e conférence annuelle de la Société Nucléaire Canadienne et 46e conférence annuelle CNS/ CNA. Manuscrit disponible auprès de l'auteur.

sur des wagons de chemin de fer. La définition de la modularité de l'AIEA[29] inclut à la fois le réacteur et les composantes qui doivent être régulièrement remplacées. L'acheteur reçoit un produit entièrement assemblé qui s'adapte au site désigné ou qui est livré en plusieurs pièces à assembler sur place. Les PRM peuvent être utilisés en tandem. Les petites villes peuvent utiliser une unité, tandis que les zones métropolitaines en utilisent quatre ou cinq. La possibilité d'ajouter des PRM à une date ultérieure permet à une centrale nucléaire d'augmenter progressivement sa capacité. Cela permet de réduire l'investissement initial en capital[30].

Le tableau 3 est révélateur d'un intérêt international significatif pour les PRM. Le pays qui s'est le plus engagé dans les PRM est la Chine. Elle dispose d'un PRM en service et d'un second qui devrait entrer en service en 2022. Elle devrait construire environ 200 PRM au cours de la prochaine décennie, pour un coût supérieur à 500 milliards de dollars canadiens.[31]

**Tableau 3 : Comparaison des délais de développement de PRM nationaux côtiers, les premiers du genre**

| Pays/Province | Entreprise | Type de PRM | MWé | Date d'achèvement |
|---|---|---|---|---|
| **Chine** | China Huaneng | RHTRG | 200 | 2022[32] |
| **Canada/Ontario** | Global First Power | RHTRG | 5/15MWt | 2026[33] |
| **É.-U.** | X-Energy | RHTRG | 200 | 2027[34] |
| **Russie** | Rosatom | REP | 200 | 2028[35] |
| **Canada/Ontario** | GE Hitachi | REL | 300 | 2028[36] |
| **É.-U.** | NuScale | REL | 60 | 2029[37] |
| **Canada/Nouveau-Brunswick** | Arc Energy | RRRS | 100 | Début des années 2030[38] |
| **Canada/Nouveau-Brunswick** | Moltex | RSS-BD | 300 | Début des années 2030[39] |
| **France** | Electricité de France | REP | 300–400 | 2033[40] |
| **Corée du Sud** | Korea Atomic Energy Research Institute | REL | 100 | ~ |
| **R.-U.** | Rolls Royce | REP | 470 | Début des années 2030[41] |

[29] Agence Internationale de l'énergie atomique, *ibid*.

[30] Hussein, *supra* note 27.

[31] « China is Home to World's First Small Modular Nuclear Reactor » (20 décembre 2021), en ligne : *Bloomberg* <www.bloomberg.com/news/articles/2021-12-21/new-reactor-spotlights-china-s-push-to-lead-way-in-nuclear-power>.

[32] « Demonstration HTR-PM connected to grid » (décembre 2021), en ligne : *World Nuclear News* <www.world-nuclear-news.org/Articles/Demonstration-HTR-PM-connected-to-grid>.

[33] Bhavini, « Global First Power plans to deploy a small modular reactor in Canada by 2026 » (novembre 2021), en ligne : *Prospero Events Group* <www.prosperoevents.com/global-first-power-plans-to-deploy-a-small-modular-reactor-in-canada-by-2026>.

[34] « Advanced Reactor Demonstration Program » (novembre 2021), en ligne : *X-Energy* <x-energy.com/ardp>.

[35] « Deal signed for nuclear to power Russian gold mine » (janvier 2022), en ligne : *World Nuclear News* <www.world-nuclear-news.org/Articles/Deal-signed-for-nuclear-to-power-Russian-gold-mine>.

[36] « OPG advances clean energy generation project » (décembre 2021), en ligne : *Ontario Power Generation* <www.opg.com/media_releases/opg-advances-clean-energy-generation-project>.

[37] « Projects », en ligne: *NuScale Power* <www.nuscalepower.com/en/projects>.

[38] « Interprovincial Strategic Plan for Deployment of Small Modular Reactors in Canada » (8 avril 2022), en ligne : *ARC Clean Technology* <www.arcenergy.co/news/59/39/Interprovincial-Strategic-Plan-for-Deployment-of-Small-Modular Reactors-inCanada>.

[39] « Moltex receives $50.5M from Government of Canada for small modular reactor » (18 mars 2021), en ligne : *Moltex Energy* <www.moltexenergy.com/moltex-receives-50-5m-from-government-of-canada-for-small-modular-reactor/>.

[40] « French-developed SMR design unveiled » (17 septembre 2019), en ligne : *World Nuclear News* <world-nuclear-news.org/Articles/French-developed-SMR-design-unveiled>.

[41] « UK SMR to start regulatory process this autumn » (17 mai 2021), en ligne : *World Nuclear News* <www.world-nuclear-news.org/Articles/UK-SMR-to-start-regulatory-process-this-autumn>.

## PROBLÈMES POSÉS PAR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

Le nucléaire pose quatre problèmes inhérents, notamment la complexité de la conception, les accidents potentiels et le stockage du combustible usé et d'autres déchets. Le quatrième est le scepticisme de l'opinion publique, en raison de Tchernobyl et de Fukushima, et la menace de canaliser la technologie de l'énergie nucléaire vers les armes nucléaires.

### *Complexité de la conception*

Historiquement, de nombreuses grandes centrales nucléaires ont dépassé les estimations de coûts initiales et ont connu des retards d'achèvement. Cela s'explique en partie par l'excès de réglementation, mais aussi par la complexité des grandes centrales nucléaires par rapport à la plupart des autres technologies de production d'électricité. Les partisans des PRM s'attendent à ce que leur taille plus petite réduise la complexité de la conception et à ce que la construction de nombreux PRM permette d'expérimenter une conception optimale des réacteurs. Par rapport aux grands réacteurs, Ontario Power Generation (OPG) s'attend à ce que son PRM nécessite moins d'acier, de béton et d'autres composants par MW de capacité. Il est vrai que l'on ne dispose encore que de peu d'expérience pratique, voire d'aucune, pour justifier les affirmations selon lesquelles les conceptions seraient plus simples et les délais réglementaires moins longs.

### *Accidents nucléaires*

Des accidents nucléaires pouvant causer des décès, des morbidités ou avoir des impacts environnementaux se sont produits, mais toutes les technologies de production d'électricité ont un certain degré d'impact négatif sur la société et l'environnement. Nous mettons l'accent sur les résultats d'études utilisant comme mesure le nombre de décès attribuables à diverses technologies, normalisé par TWh d'électricité produite. Les décès peuvent résulter de l'extraction du combustible (p. ex. l'extraction et le transport de charbon), de la construction et de l'entretien des centrales électriques (p. ex. PRM, éoliennes, barrages hydroélectriques), de la contamination nucléaire due à la fusion. Depuis 1950, deux grandes fusions de centrales nucléaires ont eu lieu : Tchernobyl en Ukraine en 1986 et Fukushima au Japon en 2011. Ritchie[42] a estimé à 433 le nombre de décès attribués aux radiations émanant de Tchernobyl. À Fukushima, un seul décès a été attribué aux radiations, alors que le tremblement de terre et le tsunami de 2011 ont fait environ 19 000 victimes[43]. Dans l'ensemble, le nombre de décès par TWh pour l'énergie éolienne, solaire et nucléaire est inférieur à 0,1 décès par TWh. Les décès dus à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles sont deux ordres de grandeur plus élevés : 25 par TWh pour l'électricité produite à partir de charbon, 18 pour le pétrole et 3 pour le gaz.

### *Stockage des déchets nucléaires*

La Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) partage le consensus professionnel international selon lequel les formations rocheuses profondes constituent le gisement privilégié pour le stockage à long terme. Dans l'Encyclopedia of Physical Science and Technology, Saeid et Patchet soulignent la nécessité d'une « large acceptation du public » :

> Alors que les communautés techniques et scientifiques s'accordent à dire que le stockage en couche géologique profonde est sûr et éthique, le public semble beaucoup plus sceptique. Le principal obstacle consiste à présent à gagner la confiance du public et des responsables politiques quant à la sécurité d'un programme de stockage en couche géologique profonde et des sites sélectionnés dans le cadre de ce programme.
>
> La communauté de la gestion des déchets doit communiquer au grand public, en termes simples mais précis, la manière dont elle obtient un consensus scientifique et technique sur la possibilité d'une élimination

[42] Hannah Ritchie, « What was the death toll from Chernobyl and Fukushima? » (24 juillet 2017), en ligne : *Our World in Data* <ourworldindata.org/what-was-the-death-toll-from-chernobyl-and-fukushima>.

[43] « Fukushima Daiichi Accident » (mise à jour août 2023), en ligne : *World Nuclear Association* <world-nuclear.org/information-library/safety-and-security/safety-of-plants/fukushima-daiichi-accident.aspx>.

> sûre. Pour que cette communication soit efficace, il faut que le public participe à tous les aspects du programme. La communauté technique et scientifique doit reconnaître que la mise en œuvre de toute forme d'élimination des déchets nucléaires est déterminée non seulement par des processus techniques ou réglementaires, mais aussi par une large acceptation du public[44] [traduction].

Bien que les auteurs insistent sur la confiance du public, ils n'abordent pas les détails. Les conditions préalables à la réalisation d'un plus grand nombre de sites de stockage en profondeur seront probablement un livre blanc du gouvernement, des auditions devant des commissions parlementaires et un soutien constant de la part de politiciens de haut rang.

***Attitudes du public***

Les récentes enquêtes publiques sur l'attitude du public canadien à l'égard de l'énergie nucléaire sont ambiguës. Après l'élection de Doug Ford au poste de premier ministre en 2018, le gouvernement de l'Ontario a refusé d'étendre l'accès des énergies renouvelables au réseau, au motif qu'elles risquaient de déstabiliser le réseau électrique de la province. En janvier 2020, Les Ami(e)s de la Terre, une organisation environnementale opposée à l'expansion de l'énergie nucléaire, ont publié une enquête nationale sur les petits réacteurs nucléaires (n=2094). L'enquête commençait par l'énoncé suivant à l'intention des participants : « *L'Ontario a récemment versé 237 millions de dollars pour fermer 758 projets d'énergie renouvelable, tandis que la Saskatchewan refuse d'autoriser d'autres propriétaires à installer des panneaux solaires. Récemment, les premiers ministres de l'Ontario, de la Saskatchewan et du Nouveau-Brunswick ont annoncé leur soutien à un plan de 27 milliards de dollars visant à produire des centaines de petits réacteurs nucléaires modulaires alimentés à l'uranium* ». Le sondage se poursuivait avec la question suivante : « *Pensez-vous que ces gouvernements sont sur la bonne voie ou sur la mauvaise voie en ce qui concerne la production d'énergie et la lutte contre les changements climatiques?* » [traduction] La proportion de personnes ayant répondu « mauvaise voie » était de 62 % , « bonne voie » de 31 % et « incertain » de 7 % .C'est en Colombie-Britannique et au Québec (moins de 30 % ), deux provinces qui n'ont pas d'antécédents en matière de production d'énergie nucléaire et de production d'hydroélectricité à grande échelle, que les réponses « bonne voie » ont été les plus faibles. Les réponses les plus élevées se trouvaient en Ontario et dans les provinces des Prairies (plus de 35 %).

Dans une deuxième enquête, Common Ground, un institut associé à l'Université de l'Alberta, a mené une enquête en deux étapes (échantillon de 1 659 personnes) en Saskatchewan, en 2020 et 2021. L'enquête invitait les personnes interrogées à répondre à l'affirmation suivante : « *La Saskatchewan devrait utiliser des petits réacteurs modulaires pour remplacer la production d'énergie au charbon sur le réseau électrique provincial* » [traduction]. Le sondage permettait cinq réponses avec les résultats suivants : pas du tout d'accord (7,5 % ), plutôt en désaccord (7,5 % ), neutre (32,2 %), plutôt d'accord (32,9 % ) et tout à fait d'accord (19,9 %).

Selon la première enquête, la majorité s'oppose à l'expansion du nucléaire au moyen de PRM; dans la seconde, la majorité (du moins en Saskatchewan) soutient l'investissement dans les PRM. Il est permis de penser que la première enquête a utilisé une introduction biaisée. Elle laissait entendre que le refus de l'Ontario de raccorder de nouvelles énergies renouvelables au réseau et d'accepter des investissements à grande échelle dans les PRM était motivé par un parti pris idéologique, et non par des préoccupations liées à l'instabilité du réseau.

La Saskatchewan ne devrait pas être interprétée comme représentative de l'opinion nationale.[45] On peut soutenir que les répondants ont été influencés par la perspective d'avantages économiques découlant de l'expansion du

[44] Saeid Saeb et Stanley J. Patchet, « Radioactive Waste Disposal (Geology) » (2003) Radioactive Waste Disposal in Encyclopedia of Physical Science and Technology (third edition) à la p 633–41, en ligne : <www.sciencedirect.com/topics/engineering/deep-geological-disposal>.

[45] La Saskatchewan est la province dont les répondants se sont montrés les plus favorables aux ERMG lors de la première enquête. La réponse provinciale La réponse de la province lors de la première enquête était de 40 % « dans le bon sens », la part la plus élevée parmi les provinces.

secteur provincial de l'uranium. De toute évidence, les réponses au sondage varient selon le contexte présenté. Si le Canada accepte la logique de l'expansion nucléaire, les dirigeants politiques devront organiser une vaste consultation publique.

## NE METTONS PAS TOUS NOS ŒUFS DANS LE PANIER DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE ET SOLAIRE

Le respect de l'Accord de Paris (limiter l'augmentation de la température à 1,5 °C) nécessite une coopération internationale ambitieuse, qui a fait défaut jusqu'à présent. Toutes les stratégies réalisables (voir encadré 1) exigent des pays à revenu élevé qu'ils investissent massivement dans plusieurs technologies, tout en reconnaissant les nombreuses incertitudes qu'elles posent. L'éolien et le solaire posent des problèmes liés au coût potentiellement élevé du stockage et à la résistance de l'opinion publique à l'égard d'un grand nombre d'éoliennes côtières et de grands parcs solaires. Après un siècle d'expansion de la capacité hydroélectrique, l'augmentation de l'énergie hydroélectrique au Canada nécessite la construction de barrages sur des sites moins productifs. Le nucléaire pose des problèmes en termes d'accidents, de stockage du combustible usé et d'opinion publique défavorable.

La projection de la REC implique que, d'ici 2050, un quart de la production d'électricité provienne de l'éolien et du solaire. À ce niveau de puissance non répartissable, le problème du « canard » pourrait bien être sérieux. Un scénario possible pour l'expansion du nucléaire au moyen de PRM consiste à maintenir, en 2050, la part répartissable de la production d'électricité en 2019. Après l'arrêt de la plupart des centrales à combustibles fossiles et la réalisation de l'augmentation prévue par la REC de l'énergie hydraulique, la construction de 47 centrales PRM de 300 MW réduirait la dépendance à l'énergie éolienne et solaire, et maintiendrait la puissance non répartissable à 5 % du portefeuille de sources d'énergie prévu par la REC.[46] Ce scénario est l'un des nombreux possibles. Peut-être qu'après la construction de quelques PRM, leur CAE s'avérera beaucoup plus élevé que nos estimations, peut-être pas. Il se peut que le CAS de l'énergie éolienne et solaire diminue considérablement, ou non.

La réalisation d'un secteur électrique « carboneutre » d'ici 2050 nécessite une reconfiguration massive, que les Canadiens ont seulement commencé à entreprendre. En octobre 2022, Ottawa a fait un modeste versement pour diversifier son soutien financier aux énergies vertes : La Banque canadienne d'investissement investit 970 millions de dollars dans le premier PRM du Canada[47]. De plus, l'*Énoncé économique de l'automne*[48] a introduit un crédit d'impôt remboursable pouvant aller jusqu'à 30 % pour les investissements dans les technologies propres, y compris les PRM. Ces mesures sont les bienvenues de la part d'Ottawa, cependant l'énergie nucléaire est toujours exclue de certains programmes fédéraux de financement de l'énergie propre, comme le cadre de référence pour les obligations vertes. Un financement beaucoup plus important sera nécessaire pour s'assurer que nous ne mettons pas tous nos œufs dans le panier de l'éolien et du solaire.

---

[46] Sur la base des projections de la REC, la part de l'électricité produite pouvant être répartie diminue de 94,5 % en 2019 à 76,3 % en 2050. Supposons que la projection de la REC pour 2050 concernant l'électricité répartissable soit de 625 TWh (y compris le coûteux gaz avec CSC). Deuxièmement, supposons que l'énergie éolienne et solaire en 2050 sera de 45 TWh. Cela maintient 5,5 % d'énergie non répartissable. Troisièmement, supposons que les PRM fournissent l'électricité résiduelle pouvant être répartie afin de maintenir la part répartissable de 2019 en 2050. Selon ces hypothèses, le Canada aurait besoin de 47 PRM (chacun ayant une capacité de 300 MW et un facteur de capacité de 85 %).

[47] « La BIC engage 970 millions de dollars pour le premier petit réacteur modulaire du Canada » (25 octobre 2022), en ligne : *Banque de l'infrastructure du Canada* <cib-bic.ca/fr/medias/articles/la-bic-engage-970-millions-de-dollars-pour-le-premier-petit-reacteur-modulaire-du-canada>.

[48] « Énoncé économique de l'automne 2022 » (2022) à la p 30, en ligne : *Gouvernement du Canada* <www.budget.canada.ca/fes-eea/2022/report-rapport/toc-tdm-fr.html>.

## ANNEXE 1 : TERMES FRÉQUEMMENT UTILISÉS DANS LES DISCUSSIONS SUR LES POLITIQUES RELATIVES AUX SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ

### Énergie répartissable / non répartissable[49]

Une source d'électricité répartissable est une source de production d'électricité qui peut ajuster sa production d'énergie fournie au réseau électrique sur demande. Au Canada, nous disposons de trois sources répartissables : l'hydroélectricité, les centrales à énergie fossile (charbon, gaz, pétrole) et l'énergie nucléaire. La plupart des sources renouvelables, telles que l'énergie éolienne et solaire, ne sont pas répartissables. Elles ne peuvent produire de l'électricité que lorsque leur source d'énergie (vent ou soleil) est disponible. Elles peuvent être considérées comme répartissables si elles bénéficient d'un stockage adéquat de l'électricité produite.

Les sources répartissables doivent être capables de monter en puissance jusqu'à leur capacité maximale ou de s'arrêter relativement rapidement, en fonction de la demande d'électricité. Les différents types de centrales électriques ont des vitesses d'ajustement de la production différentes:

- Les turbines hydroélectriques sont capables d'ajuster leur production très rapidement, en moins d'une minute.
- Les turbines à gaz naturel peuvent généralement être augmentées ou réduites en quelques minutes.
- Les centrales nucléaires sont principalement destinées à fournir une énergie de base stable à la capacité prévue. Cependant, en France, 70 % de l'électricité provient du nucléaire, ce qui nécessite la capacité d'ajuster la production (p. ex. l'ajustement à l'utilisation en fonction de l'heure de la journée).

### Pourquoi la puissance répartissable est-elle importante ?

- **Adaptation de la charge** : En général, la demande maximale se situe tôt le matin et le soir. Les besoins en électricité sont beaucoup moins importants la nuit que le jour. La capacité répartissable doit être suffisante pour répondre à la demande de pointe.
- **Prévoir les délais de mise en service** : Le délai de mise en service est le temps nécessaire à une centrale électrique pour atteindre la production souhaitée.
- **Parer aux sources d'énergie intermittentes** : Les sources non répartissables fournissent une électricité précieuse, mais elles ne fournissent pas d'électricité garantie, à moins que le secteur de l'électricité ne puisse fournir un stockage adéquat.

### Capacité et facteur de capacité

Une centrale électrique est conçue avec une capacité de production, désignée par l'électricité produite en une heure dans des conditions optimales. L'Association internationale de l'énergie atomique définit les petits réacteurs nucléaires comme ceux dont la capacité est inférieure à 300 MW (c'est-à-dire capables de produire un maximum de 300 MWh en une heure).

Le facteur de capacité fait référence à la puissance attendue générée sur, par exemple, une année par rapport à la centrale produisant de l'énergie tout au long de l'année à la capacité prévue. Les centrales éoliennes et solaires ont un facteur de capacité d'environ 30 % , les centrales nucléaires d'environ 90 %.

### Énergie de base / énergie de pointe

L'énergie de base est la capacité minimale nécessaire au réseau électrique sur une période donnée, par exemple une journée de 24 heures. Les centrales électriques de base sont conçues pour fonctionner à leur capacité optimale. En d'autres termes, elles ont un facteur de capacité élevé. Les trois principales sources d'énergie de base au Canada (hydroélectricité, combustibles fossiles et nucléaire) sont

[49] Pour plusieurs éléments du glossaire, nous avons adapté la description à partir d'un texte public préparé par l'Université de Calgary.

également répartissables, avec un potentiel de répartition variable. La demande fluctue tout au long d'une journée, de sorte que l'énergie de base ne suffit pas. Le réseau a besoin d'une énergie de pointe pour faire face aux pics de la demande. Le service public peut fournir de l'énergie de pointe à partir d'une centrale à coût élevé qui n'est pas utilisée habituellement; le service public peut acheter de l'énergie de pointe à un autre service public.

**Coût actualisé de l'électricité (CAE) et coût actualisé de stockage (CAS)**

Le coût actualisé de l'électricité est la mesure la plus fréquemment utilisée pour comparer le coût de l'électricité produite par des technologies de rechange. Généralement, le CAE est mesuré en dollars par mégawattheure (MWh) d'électricité produite par une centrale électrique donnée. L'intuition qui sous-tend la méthode des coûts actualisés consiste à définir un prix constant par MWh d'électricité produite par une centrale donnée pendant sa durée de vie estimée, de sorte que la valeur actuelle des revenus générés soit égale à la valeur actuelle des coûts prévus pour la durée de vie de la centrale (capital + coûts d'exploitation).

Comme dans tout exercice d'actualisation, le CAE calculé varie en fonction du taux d'actualisation. Les valeurs actualisées des coûts d'investissement initiaux ne varient pas beaucoup avec le taux d'actualisation. En revanche, la variation du taux d'actualisation a un impact considérable sur la valeur actuelle des revenus générés sur plusieurs décennies. Par conséquent, plus le taux d'actualisation est élevé, plus le CAE est élevé. Le coût actualisé de stockage (CAS) pour un service public dépend des options de stockage disponibles. Le CAS est une moyenne calculée de la même manière que le CAE.

**Captage et le stockage du carbone (CSC)**

La dépendance continue à l'énergie fossile répartissable appelle à l'élimination des émissions de GES dans le réseau électrique, mais uniquement si le carbone est extrait des gaz qui s'échappent de la centrale et enterré. L'extraction est possible, mais elle est actuellement coûteuse.

**Mégawattheure (MWh), térawattheure (TWh), kilowattheure (KWh)**

Le watt est une unité d'énergie. Une ampoule incandescente de 100 watts allumée pendant une heure consomme 100 wattheures. Si elle est allumée pendant dix heures, elle consomme 1 000 wattheures, soit un kilowattheure d'électricité. Un mégawattheure d'électricité correspond à un million de watts par heure; un térawattheure correspond à mille milliards de watts par heure.

Sources d'énergie renouvelables. Sources d'énergie qui ne sont pas épuisées par leur utilisation. Elles comprennent la bioénergie, la géothermie, l'hydroélectricité, l'énergie solaire photovoltaïque, l'énergie solaire de concentration, l'énergie éolienne et l'énergie marine (marées et vagues).

## ANNEXE 2 : LEXIQUE DES CONCEPTIONS DE RÉACTEURS NUCLÉAIRES

**REL – Réacteur à eau légère**. Il s'agit du type de réacteur le plus courant, utilisé dans le monde entier. Il utilise de l'eau normale, par opposition à l'eau lourde, comme caloporteur et modérateur de neutrons. Le combustible du réacteur est utilisé comme forme solide d'éléments fissiles. Les conceptions de PRM reprennent généralement ce vieux concept de réacteur et le simplifient en supprimant les composantes inutiles. Ces réacteurs ont tendance à être plus simples et moins chers à construire que les autres types de réacteurs.

**REP – Réacteur à eau pressurisée**. Il s'agit du type de réacteur à eau légère le plus courant. Dans un REP, le principal agent de refroidissement est l'eau, qui est pompée sous haute pression vers le cœur du réacteur où elle est chauffée par la fission d'atomes. L'eau chauffée et sous haute pression est ensuite acheminée vers un générateur de vapeur, où elle produit de la vapeur qui fait tourner une turbine.

**RRRS – Réacteur rapide refroidi au sodium**. Ce réacteur avancé (Gen 4) utilise du métal liquide (sodium) comme liquide de refroidissement au lieu de l'eau, qui est utilisée dans la plupart des réacteurs en service aujourd'hui. L'utilisation de métal liquide permet au caloporteur de fonctionner à des températures plus élevées et à une pression plus faible que dans les réacteurs actuels. Cela améliore l'efficacité et la sécurité du système. Le RRRS utilise un spectre de neutrons rapides, ce qui signifie que les neutrons peuvent provoquer la fission sans avoir à être d'abord ralentis comme dans les réacteurs actuels. Les réacteurs rapides ont des flux de déchets

considérablement réduits par rapport à nos réacteurs actuels.

**RSS-BD – Réacteur à sels stables-Brûleur de déchets**. Ce type avancé (Gen 4) est un hybride entre les types de combustibles des réacteurs à eau légère et les approches traditionnelles des réacteurs à sels fondus. Dans le RSS-BD, le mélange de combustible liquide à sels fondus est contenu dans des assemblages de combustible très similaires à la technologie actuelle des réacteurs à eau légère et sont immergés dans un bassin de refroidissement de sels liquides purs. Il s'agit également d'un réacteur rapide qui pourrait utiliser des déchets nucléaires canadiens recyclés existants comme combustible. ■

# LE CANADA DÉPOSE UN NOUVEAU PROJET DE LOI POUR RÉGLEMENTER LES PROJETS ÉOLIENS EN MER[1]

*Dominique Amyot-Bilodeau, Louis-Nicolas Boulanger, Elena Sophie Drouin, Kimberly J. Howard et Jacob Stone**

## INTRODUCTION

Le ministre des Ressources naturelles du Canada, Jonathan Wilkinson, a présenté le 30 mai 2023 un projet de loi visant à permettre le développement de l'énergie éolienne en mer pour la première fois dans le Canada atlantique. Le projet de loi C-49, *Loi modifiant la Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador et la Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*[2], modifiera la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador*[3] et la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*[4] qui, dans leur forme actuelle, ne permettent pas l'approbation de projets d'énergie éolienne en mer.

Actuellement, les lois sur les accords atlantiques mettent en œuvre des accords entre le Canada et les provinces respectives sur la gestion conjointe des ressources pétrolières extracôtières. Le projet de loi C-49 moderniserait les lois sur les accords atlantiques en établissant notamment un cadre pour le développement et la réglementation des projets d'énergie renouvelable en mer dans les deux provinces et leurs zones extracôtières. Le projet de loi C-49 élargit également la réglementation des projets pétroliers en cours et clarifie les règles de compétence concernant les frontières maritimes intérieures.

## LE NOUVEAU CADRE RÉGLEMENTAIRE

Les modifications importantes introduites par le projet de loi C-49 devraient permettre de rationaliser les demandes d'approbation des droits sur les fonds marins en introduisant un permis unique pour les « terres submergées » afin de mener à bien les projets d'énergie renouvelable en mer. Ce système remplacerait le système de tenure actuel, qui prévoit la délivrance de plusieurs permis dans le cadre du développement de projets pétroliers.

---

[1] Cet article a été initialement publié par McCarthy Tétrault LLP (27 juin 2023), en ligne : <www.mccarthy.ca/en/insights/blogs/canadian-energy-perspectives/prepare-offshore-winds-canada-introduces-bill-c-49-amending-atlantic-accords-acts-regulate-offshore-wind-energy-projects-atlantic-canada>.

* Dominique Bilodeau, Louis Boulanger, Kimberley Howard et Jacob Stone sont associés chez McCarthy Tétrault. Elena Drouin est avocate au sein du cabinet.

[2] Projet de loi C-49, *Loi modifiant la Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve-et-Labrador et la Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois*, 1ère session, 44e législature, 2023 (première lecture le 3 mai 2023) [projet de loi C-49].

[3] Site Web de la législation, « *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador* (L.C. 1987, ch. 3) » (18 août 2023), en ligne : *Gouvernement du Canada* <laws.justice.gc.ca/fra/lois/c-7.5/>.

[4] Site Web de la législation, « *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* (L.C. 1988, ch. 28) » (18 août 2023), en ligne : *Gouvernement du Canada* <laws.justice.gc.ca/fra/lois/c-7.8/>.

En vertu du projet de loi C-49, le pouvoir de réglementation de l'énergie éolienne en mer serait accordé aux deux offices extracôtiers existants, gérés conjointement, qui sont actuellement exclusivement responsables de la réglementation des projets pétroliers et gaziers en mer : l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers[5] et l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers.[6] Dans le cadre des modifications, ces offices seront renommés Régie Canada-Nouvelle-Écosse de l'énergie extracôtière et Régie Canada-Terre-Neuve-et-Labrador de l'énergie extracôtière, (les « **régies** »).

Les régies seraient habilitées à régir divers aspects des activités liées aux énergies renouvelables en mer, tels que la sécurité, la protection de l'environnement, le démantèlement et les redevances. Les régies seraient également habilitées à procéder à des évaluations environnementales, à des auditions publiques et à des procédures de règlement des litiges liés aux projets d'énergie renouvelable en mer.

L'exploration, le développement et la production de ressources énergétiques renouvelables en mer, telles que l'énergie éolienne, marémotrice ou houlomotrice, seraient autorisés par le biais d'une demande adressée aux régies, mais la décision de lancer des appels d'offres serait soumise à l'approbation des ministres fédéraux et provinciaux.

## MODIFICATIONS DES RÈGLEMENTS EXISTANTS

Le projet de loi C-49 propose des modifications à la réglementation actuelle des activités pétrolières en mer, afin de l'aligner sur les nouvelles dispositions relatives aux énergies renouvelables en mer. Certaines de ces modifications sont les suivantes :

- des exigences nouvelles ou modifiées concernant la consultation des gouvernements provinciaux, des peuples autochtones et d'autres parties avant de délivrer des autorisations ou d'adopter des règlements sur les activités pétrolières en mer;
- des pouvoirs élargis pour les régies afin qu'elles puissent agir et réglementer les activités pétrolières en mer, notamment en matière de sécurité, de protection de l'environnement, de démantèlement et de redevances; et
- des mesures supplémentaires concernant les évaluations environnementales, les auditions publiques et les procédures de règlement des litiges liés aux projets pétroliers en mer.

## NOUVELLES RÉGLEMENTATION ET NORMES ENVIRONNEMENTALES

Le projet de loi C-49 comprend également une série de modifications plus générales concernant les aspects environnementaux, de compétence et d'application des lois existantes. Les principales modifications apportées aux règles de gestion des gisements et champs extracôtiers transfrontaliers devraient permettre d'assurer la cohérence et la coopération entre les juridictions concernées.

À l'instar d'autres projets de loi fédéraux récents, le projet de loi C-49 élargirait les outils d'application de la loi et de conformité existants, tels que les inspections, les audits, les ordonnances, les sanctions administratives pécuniaires et les infractions, afin de garantir la sécurité et la protection de l'environnement dans le cadre des activités extracôtières.

Sur le plan procédural, le projet de loi C-49 prévoit également une protection accrue des renseignements confidentiels et de nouvelles règles sur la divulgation d'informations dans l'intérêt public, sous réserve de certaines exceptions et procédures.

D'un point de vue environnemental, le projet de loi C-49 prévoit que les normes relatives aux Zones de protection marine[7] s'appliquent à toutes les zones extracôtières régies par le règlement. Les parcs éoliens en mer devraient

[5] Office Canada–Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE), en ligne : <www.ocnehe.ca>.

[6] Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE), en ligne : <www.ctnlohe.ca/a-propos-de-nous/conseil-dadministration-de-loctnlhe/>.

[7] « Zones de protection marine » (8 février 2023), en ligne : *Gouvernement du Canada* <www.dfo-mpo.gc.ca/oceans/mpa-zpm-aoi-si-fra.html>.

être autorisés dans les zones marines protégées. Le projet de loi C-49 précise également que les activités liées aux énergies renouvelables en mer ne seraient pas considérées comme des activités industrielles clés, mais que les activités connexes qui entrent en conflit avec les objectifs de conservation fixés par le gouvernement fédéral pourraient néanmoins être interdites.

La nouvelle procédure fédérale d'évaluation de l'impact sera applicable au développement de l'énergie en mer. Pour les projets pétroliers, les futures autorisations de découverte importante seront limitées à 25 ans, remplaçant la durée indéterminée actuellement en vigueur. Toutefois, les licences de découverte importante existantes demeureraient exemptées de la limite de 25 ans.

## COMPENSATION POUR LES DROITS EXISTANTS

Avant de lancer un appel d'offres, le projet de loi C-49 exigera que les autorités gouvernementales désignées, à savoir les ministères fédéraux ou provinciaux, ou les régies, identifient les zones propices au développement, à la conservation ou à la pêche. La loi proposée ne fournit cependant pas de détails sur les compensations potentielles pour les membres de l'industrie de la pêche qui pourraient être exclus des zones extracôtières en raison de l'approbation de projets d'énergie renouvelable.

Le président de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers a déclaré que les conditions associées aux permis d'exploitation des fonds marins et aux régimes d'indemnisation sont encore en cours de détermination par les gouvernements. Rien n'indique dans le projet de loi C-49 que le processus d'indemnisation impliquerait des tiers, comme des promoteurs de parcs éoliens.

## PROCHAINES ÉTAPES

Dans l'ensemble, le projet de loi C-49 représente un effort ambitieux pour moderniser la réglementation des ressources énergétiques en mer. En établissant un cadre réglementaire fédéral-provincial unifié et en introduisant de nouvelles mesures de protection de l'environnement, le projet de loi vise à promouvoir le développement durable, à renforcer la coopération et à assurer une gestion responsable et efficace des ressources. Les gouvernements de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse devraient introduire des lois similaires pour compléter le cadre proposé dans le projet de loi C-49.

Alors que le projet de loi C-49 doit encore être adopté, la Nouvelle-Écosse s'est déjà fixé pour objectif de délivrer des licences pour cinq gigawatts d'énergie éolienne en mer d'ici à 2030[8] en vertu de la *Marine Renewable Energy Act* dans le but déclaré[9] d'encourager la production d'hydrogène vert. La location dans le cadre de ce régime devrait commencer à partir de 2025.

Dans le cadre de cette initiative, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a publié, le 14 juin 2023[10], le module 1[11] de la feuille de route de la Nouvelle-Écosse sur l'énergie éolienne en mer[12], qui détaille la vision de la province pour l'industrie éolienne en mer, la réglementation et les possibilités d'investissement. Ce module décrit le travail restant à accomplir pour compléter le régime législatif et réglementaire des projets d'éoliennes en mer. Les deux autres modules, qui seront publiés plus tard dans l'année, fourniront des orientations sur l'infrastructure, la chaîne d'approvisionnement, la consultation publique et les questions environnementales. ■

---

[8] Nova Scotia Premier's Office, « Province Sets Offshore Wind Target » (septembre 2022), en ligne : *Province of Nova Scotia* <novascotia.ca/news/release/?id=20220920003>.

[9] Keith Doucette, « Nova Scotia sets five-gigawatt target for offshore wind power by 2030 » (20 septembre 2022), en ligne : *Atlantic* <atlantic.ctvnews.ca/nova-scotia-sets-five-gigawatt-target-for-offshore-wind-power-by-2030-1.6076109>.

[10] Natural Resources and Renewables (Nouvelle-Écosse), « Province Releases Offshore Wind Road Map » (14 juin 2023), en ligne : *Province of Nova Scotia* <novascotia.ca/news/release/?id=20230614004>.

[11] Natural Resources and Renewables (Nouvelle-Écosse), « Nova Scotia Offshore Wind Roadmap, Module 1 » (mai 2023), en ligne (pdf) : *Province of Nova Scotia* < cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/demand-side-management/acc-models-latest-version/2022-acc-documentation-v1a.pdf>.

[12] « Offshore wind », en ligne : *Province of Nova Scotia* <novascotia.ca/offshore-wind/>.

# *ENERGY STATUTES AMENDMENT ACT* – LE NOUVEAU RÉGIME RÉGLEMENTAIRE DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE ET LES NOUVELLES RESPONSABILITÉS DE L'INDUSTRIE DE L'ÉNERGIE[1]

*Sasa Jarvis, Ralph Cuervo-Lorens, Sean Ralph et Jordan Ghag**

## INTRODUCTION

Le 24 novembre 2022, l'*Energy Statutes Amendment Act* de la Colombie-Britannique (l'***ESAA***) a reçu la sanction royale. L'*ESAA* apporte des changements radicaux à la réglementation de l'énergie dans cette province et renomme l' « *Oil and Gas Activities Act* » par l' « *Energy Resource Activities Act* » [2]. De même, elle remplace l' « *Oil and Gas Commission* » par le « *British Columbia Energy Regulator* » (le régulateur)[3]. Les modifications apportées par l'*ESAA* élargiront la portée du régime réglementaire au-delà du pétrole et du gaz pour englober les « ressources énergétiques », qui comprennent l'hydrogène, le pétrole, le gaz naturel, le méthanol et l'ammoniac[4]. En outre, la l'*Energy Resource Activities Act* révisée élargira

[1] Cet article est une version actualisée publiée initialement par McMillan (1 février 2023), en ligne : <mcmillan.ca/insights/the-energy-statutes-amendment-act-british-columbia-welcomes-the-hydrogen-industry/>.

[*] Sasa Jarvis est associée chez McMillan LLP. Elle se concentre principalement sur le droit des sociétés et le droit des valeurs mobilières.

Ralph Cuervo-Lorens est associé chez McMillan LLP. Il est un avocat de premier plan dont la pratique est axée sur le droit de l'environment, la conformité réglementaire et le règlement des différends pour des clients œuvrant principalement dans les secteurs de la fabrication, des municipalités, de la construction, du transport, de l'énergie et des mines.

Sean Ralph est associé chez McMillan LLP et avocat chevronné de premier plan dans le domain de l'énergie, Sean Ralph est le coprésident national du groupe Énergie du cabinet. Il possède une expertise exceptionnelle en matière d'opérations nationales et internationales du secteur de l'énergie et en montage de grands projets industriels des secteurs de l'énergie, de l'énergie renouvelable et des mines.

Jordan Ghag est avocat chez McMillan LLP. Il est un collaborateur principal au sein du groupe des marchés des capitaux du cabinet, développant une pratique axée sur les ressources naturelles et d'autres secteurs fortement réglementés.

[2] *Energy Statutes Amendment Act*, SBC 2022, ch 42, art 1[*ESAA*] (le changement de nom interviendra lorsque l'article 1 de l'*ESAA* entrera en vigueur).

[3] *Ibid*, art 5.

[4] *Ibid*, art 2(d) (voir la nouvelle définition du terme « energy resource » [ressource énergétique]).

les responsabilités potentielles pour les activités pétrolières et gazières ou de stockage et pour les activités liées aux ressources énergétiques prescrites au-delà du seul détenteur du permis applicable[5]. Chacune de ces catégories de changements sera examinée à tour de rôle, ainsi que les défis et défenses potentiels de la Cour liés à l'extension de la responsabilité dans le cadre de ce nouveau régime réglementaire.

## PARTIE I – LE NOUVEAU RÉGIME RÉGLEMENTAIRE

En élargissant le champ d'application de la l'*Energy Resource Activities Act* pour y inclure d'autres ressources énergétiques, le gouvernement provincial mettra en place un régime réglementaire complet avec un régulateur unique dans toute la Colombie-Britannique. Pour ce faire, l'*ESAA* abroge la définition et les références aux « activités pétrolières et gazières » et les remplace par les « activités liées aux ressources énergétiques », qui comprennent explicitement « la construction ou l'exploitation d'une installation de fabrication d'hydrogène, d'ammoniac ou de méthanol à partir de pétrole, de gaz naturel, d'eau ou d'une autre substance » [traduction][6].

En vertu de ces modifications, une personne doit obtenir un permis avant de construire ou d'exploiter une installation de fabrication d'hydrogène[7]. Pour obtenir un permis, une personne doit en faire la demande auprès du régulateur et fournir, entre autres, une description du site proposé pour l'activité et un rapport écrit concernant les consultations avec le propriétaire du terrain sur lequel la personne a l'intention d'exercer l'activité[8]. En outre, l'*Energy Resource Activities Act* définit également la procédure de transfert d'un permis lié à un projet d'hydrogène, les mesures environnementales à respecter, les mesures à prendre en cas de déversement et les cas dans lesquels un fonctionnaire peut pénétrer sur un terrain ou dans un local utilisé comme installation d'hydrogène[9]. En ce qui concerne la protection de l'environnement, l'interaction entre les dispositions de l'*Energy Resource Activities Act* et celles de l'*Environmental Activites Act* et de ses règlements d'application reste floue.

### Autres modifications

Outre l'élargissement de la portée du régime réglementaire et de la responsabilité potentielle des mandants et des personnes responsables, d'autres modifications notables sont à signaler :

- L'objet de l'*Energy Resource Activities Act* sera révisé afin d'élargir le mandat du régulateur pour « réglementer les activités liées aux ressources énergétiques de manière à protéger la sécurité publique et l'environnement; à soutenir la réconciliation avec les peuples autochtones et la transition vers une énergie à faible teneur en carbone; à conserver les ressources énergétiques et à favoriser une économie saine et le bien-être social » [traduction][10].

- Le conseil d'administration du régulateur de l'énergie de la Colombie-Britannique, rebaptisé, doit désormais être composé de cinq à sept administrateurs (au lieu de trois), dont au moins un vice-ministre et une personne autochtone[11].

- L'*Energy Resource Activities Act* révisée prévoit que le régulateur devra publier une liste des sites orphelins et que s'il cède des biens abandonnés sur un site orphelin, le produit de la cession doit être versé au fonds utilisé pour aider à payer le coût de la restauration des sites orphelins et à des fins connexes[12].

---

[5] *Ibid*, art 14; *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, ch 36, art 21, tel que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 43.01 [*OGAA*].

[6] *ESAA*, *supra* note 2, art 2 (f) (voir la nouvelle définition de l'expression « activité liée aux ressources énergétiques »).

[7] *OGAA*, *supra* note 5, art 21, tel que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 64.

[8] *Ibid*, arts 22, 24, tel que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 64.

[9] *Ibid*, arts 21, 29, 36, 37, telle que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 57.

[10] *ESAA*, *supra* note 2, art 6.

[11] *Ibid*, art 5.

[12] *Ibid*, art 19.

## PARTIE II – RESPONSABILITÉS ET DÉFIS

### Extension des responsabilités potentielles

En vertu de l'*Energy Resource Activities Act* révisée, les « mandants » et les « personnes responsables », en plus du titulaire du permis applicable, peuvent être jugés responsables des activités liées au pétrole et au gaz ou au stockage, ainsi que des activités liées aux ressources énergétiques prescrites[13]. L'*Energy Resource Activities Act* définira le terme « mandant » comme incluant les administrateurs et les dirigeants d'une société ainsi que les personnes qui contrôlent, directement ou indirectement, la société[14].

Le terme « personne responsable » sera défini de manière exceptionnellement large pour inclure les personnes qui (i) détiennent ou ont un intérêt légal ou bénéficiaire dans les droits pétroliers ou gaziers, ou dans l'emplacement du permis applicable ou qui (ii) ont un intérêt légal ou bénéficiaire dans la production ou les profits résultant d'une activité de ressource énergétique autorisée par le permis applicable[15]. En outre, si une personne a cessé d'être une personne responsable pour un permis, l'*Energy Resource Activities Act* donnera au régulateur le pouvoir de désigner la personne comme étant toujours une personne responsable s'il est convaincu que la personne avait l'intention de se soustraire à ses responsabilités[16].

En outre, le régulateur pourra établir un registre des personnes responsables et toute personne figurant dans ce registre sera « réputée irréfutablement » une personne responsable[17]. Si une personne responsable est inscrite dans le registre de l'organisme de contrôle et qu'elle souhaite en être retirée, elle devra le convaincre qu'elle n'est pas une personne responsable, et elle peut également être tenue de fournir à celui-ci des renseignements ou des dossiers pour l'aider à identifier d'autres personnes responsables pour le permis[18]. Les motifs pour lesquels les personnes seront inscrites sur le registre restent flous et pourraient bien être contestés s'ils ne sont pas suffisamment liés à l'objectif fondamental de la législation. On peut également s'inquiéter de l'inversion de la charge de la preuve qui incombe à un individu cherchant à contester son inscription dans le registre, car elle va résolument à l'encontre d'une jurisprudence bien établie qui place la charge de la preuve sur l'acteur étatique cherchant à contester l'inscription dans le registre : (i) imposer des obligations légales à une personne ou à une entité ou (ii) circonscrire la portée de l'activité autorisée.

Suite à la promulgation de l'*ESAA*, le régulateur disposera de pouvoirs accrus et sera habilité à prendre des mesures dans divers cas, y compris, mais sans s'y limiter, dans les cas suivants :

- si le titulaire ou l'ancien titulaire de l'autorisation a cessé d'exister ou ne se conforme pas à une disposition spécifique, le régulateur peut rendre une ordonnance obligeant une personne responsable ou un mandant à (i) fournir une garantie au régulateur pour assurer l'exécution d'une obligation, (ii) mener des actions pour le rétablissement ou la protection de la sécurité publique et (iii) rembourser le régulateur pour les coûts et les dépenses encourus dans certaines circonstances[19];

- en ce qui concerne un site orphelin dont le permis a été annulé ou a expiré, le régulateur peut prendre une ordonnance exigeant qu'un mandant ou une personne responsable (i) s'acquitte de chaque obligation imposée en vertu de l'*Energy Resource Activities Act* ou du permis applicable (ii) se conforme aux exigences prescrites et (iii) prenne des mesures pour la restauration ou la protection de la sécurité publique[20];

---

[13] *Ibid*, art 14; *OGAA*, *supra* note 5, art 21, telle que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 43.01.

[14] *ESAA*, *supra* note 2, art 14; *OGAA*, *supra* note 5, art 21, telle que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 43.01.

[15] *ESAA*, *supra* note 2, art 14; *OGAA*, *supra* note 5, art 21, telle que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 43.02.

[16] *ESAA*, *supra* note 2, art 14; *OGAA*, *supra* note 5, art 21, telle que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 43.06.

[17] *ESAA*, *supra* note 2, art 14; *OGAA*, *supra* note 5, art 21, telle que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 43.05(1).

[18] *ESAA*, *supra* note 2, art 14; *OGAA*, *supra* note 5, art 21, telle que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 43.05(2).

[19] *ESAA*, *supra* note 2, art 14; *OGAA*, *supra* note 5, art 21, telle que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 43.07.

[20] *ESAA*, *supra* note 2, art 14; *OGAA*, *supra* note 5, art 21, telle que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 43.08.

- l'autorité de régulation peut transférer un permis relatif à un site orphelin à une personne responsable ou à un mandant du titulaire actuel ou ancien du permis[21]; et

- dans certains cas, le régulateur peut transférer une autorisation d'exercer des activités liées à une ressource énergétique à une tierce personne, y compris un mandant ou une personne liée[22].

Toutefois, l'*Energy Resource Activities Act* révisée prévoit des garanties minimales pour les mandants et les personnes responsables. Par exemple, le régulateur devra donner à un mandant la possibilité d'être entendu avant de prendre une ordonnance à son encontre et, à la demande d'une personne responsable qui a restauré un site orphelin, le régulateur peut indemniser celle-ci pour une partie de ses coûts[23]. Il convient toutefois de noter que le législateur s'est efforcé de protéger les ordonnances rendues par le régulateur à l'encontre de personnes autres que les mandants, même lorsque la charge imposée est disproportionnée par rapport à l'intérêt, au contrôle ou au bénéfice que cette personne tire de l'activité liée aux ressources énergétiques en question, en prévoyant une protection législative afin que ces ordonnances ne soient pas considérées comme déraisonnables et donc susceptibles d'être contestées devant les tribunaux[24]. En tant que tentative audacieuse de la part du législateur de limiter le rôle traditionnel de contrôle des tribunaux en ce qui concerne l'exercice d'un pouvoir légal, nous nous attendons à ce que cette disposition soit testée sur des bases constitutionnelles dans le cas approprié.

L'*Energy Resource Activities Act* est également remarquable pour sa référence au soutien de la réconciliation avec les peuples autochtones dans la disposition relative à l'objet de l'autorité de régulation[25]. Tout exercice d'un pouvoir légal susceptible d'avoir une incidence sur les intérêts autochtones doit tenir compte de ces intérêts, conformément à l'obligation constitutionnelle de consulter et, le cas échéant, d'accommoder les intérêts autochtones. L'inclusion de cette référence dans le contexte de la fonction du régulateur représente un autre aspect de l'approche élargie de la réconciliation avec les peuples autochtones, qui exige que ces intérêts soient pris en compte dans le cadre de la fonction de régulation des activités liées aux ressources énergétiques. Il faut se demander quel serait le recours dans le cas où le régulateur, dans l'exercice de ses pouvoirs statutaires, agirait ou déciderait d'une manière qui n'irait pas dans le sens de la réconciliation.

Le non-respect de ces règles peut entraîner des poursuites à l'encontre de la société, de ses administrateurs ou de ses dirigeants, avec des sanctions potentiellement quasi criminelles. Comme auparavant, l'*Energy Resource Activities Act* sera appliquée par l'imposition de sanctions administratives ou de poursuites quasi criminelles pour les infractions les plus graves[26]. Dans ce dernier cas, une amende maximale de 1 500 000 $ ou une peine d'emprisonnement maximale de 3 ans, ou les deux peuvent être imposées en cas de condamnation. Dans le cadre d'une poursuite pour infraction, il suffit d'établir que l'infraction a été commise par l'entrepreneur, l'employé ou l'agent du défendeur même si aucun d'eux n'a été identifié ni poursuivi.

De même, si une société commet une infraction, un administrateur ou un dirigeant de la société qui a autorisé, permis ou acquiescé à l'infraction commet également l'infraction, de même que toute autre personne qui : (a) est directement ou indirectement responsable de l'acte ou de l'omission qui constitue l'infraction, et (b) est un entrepreneur, un employé ou un agent de la personne ou d'une autre personne visée au point (a), que la société soit également poursuivie ou non.

Toute personne confrontée à une enquête ou à une allégation de non-respect de l'*Energy Resource Activities Act* devra s'assurer dès le départ que la panoplie complète des droits

---

[21] *ESAA*, *supra* note 2, art 14; *OGAA*, *supra* note 5, art 21, telle que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 43.09.

[22] *ESAA*, *supra* note 2, art 14; *OGAA*, *supra* note 5, art 21, telle que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 43.10.

[23] *ESAA*, *supra* note 2, art 14; *OGAA*, *supra* note 5, art 21, telle que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, arts 43.11(2), 43.12.

[24] *ESAA*, *supra* note 2, art 14; *OGAA*, *supra* note 5, art 21, telle que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 43.11(3).

[25] *ESAA*, *supra* note 2, art 6; *OGAA*, *supra* note 5, art 4, telle que modifiée par l'*ESAA*, *supra* note 2, art 6.

[26] *OGAA*, *supra* note 5, arts 62, 86.

procéduraux accordés aux cibles d'une enquête réglementaire en vertu de la *Charte des droits* et de la *common law* (tels que le droit à un avocat, le droit au silence, le droit de connaître les allégations formulées) est correctement évaluée et, le cas échéant, revendiquée. Si l'enquête aboutit à une inculpation, il existe des moyens de défense substantiels qui peuvent être invoqués pour ce type d'infraction, tels que la défense fondée sur la diligence voulue, l'erreur de fait ou de droit, l'erreur imputable à l'autorité compétente et la défense de nécessité.

## CONCLUSION

L'adoption de l'*ESAA* entraîne des changements importants dans la réglementation de l'énergie en Colombie-Britannique. En particulier, l'*ESAA* élargira la portée de l'*Energy Resource Activities Act* pour englober les ressources naturelles, notamment l'hydrogène, le pétrole, le gaz naturel, le méthanol et l'ammoniac. L'*ESAA* actualisera également l'objectif de l'*Energy Resource Activities Act* pour y inclure la préservation de l'environnement et la protection de la sécurité publique, tout en soutenant les efforts de réconciliation avec les populations autochtones afin de favoriser une économie saine et le bien-être social.

L'*Energy Resource Activities Act* prévoit que certaines personnes, y compris les administrateurs et les dirigeants d'une société, peuvent être tenues responsables des activités menées par le titulaire du permis applicable. En outre, à la suite des modifications, plusieurs aspects de l'*Energy Resource Activities Act* restent incertains, notamment la manière dont les objectifs de soutien à la réconciliation autochtone et de préservation de l'environnement seront mis en œuvre dans la pratique. Avec l'entrée en vigueur future d'autres articles de l'*ESAA*, il est important de garder à l'esprit que le non-respect des dispositions de l'*Energy Resource Activities Act* révisée peut entraîner des sanctions plus ou moins sévères, dont certaines peuvent aller jusqu'à des poursuites quasi criminelles. ■

# NOUVEAU MÉCANISME D'AJUSTEMENT CARBONE AUX FRONTIÈRES DE L'UE : RÉPERCUSSIONS AU CANADA ET AILLEURS[1]

*Neil Campbell, Talia Gordner, Lisa Page et Adelaide Egan**

## INTRODUCTION

Déterminée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 55 % d'ici 2030, l'Union européenne (« **UE** ») a adopté, le 10 mai 2023, un règlement (le « Règlement ») établissant un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (« **MACF** »)[2]. Le Règlement est essentiellement semblable à la proposition initiale de l'UE relative au MACF publiée en juillet 2021[3].

L'ajustement carbone aux frontières est un dispositif conçu pour favoriser l'équité dans le commerce de produits touchés par les normes climatiques mondiales[4]. Le MACF imposera un tarif sur les importations de certains biens à forte intensité de carbone en provenance de pays où les normes relatives aux émissions sont moins strictes. Ce mécanisme s'inscrit dans les démarches de l'UE visant à atteindre ses ambitieuses cibles climatiques et à assurer une transition équitable vers une économie décarbonée. Une phase de transition commencera le 1er octobre 2023 et la mise en œuvre complète est prévue pour janvier 2026[5]. Les producteurs canadiens exportant vers l'UE des biens à forte intensité de carbone doivent donc s'y préparer.

## PORTÉE ET EXIGENCES

Le Règlement s'applique aux mêmes secteurs et prévoit le même système de certificats. Il prévoit plusieurs mesures importantes pour

[1] Cet article a été publié initialement par McMillan LLP (5 juin 2023), en ligne : <mcmillan.ca/fr/perspectives/publications/nouveau-mecanisme-dajustement-carbone-aux-frontieres-de-lue-repercussions-au-canada-et-ailleurs/>.

* Neil Campbell et Talia Gordner sont associés au bureau de Toronto et Lisa Page et Adelaide Egan sont avocates au bureau d'Ottawa de McMillan LLP. Cet article ne présente qu'une vue d'ensemble et ne constitue pas un avis juridique.

[2] Conseil européen, « Action de l'UE pour le climat : accord provisoire sur le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) » (13 décembre 2022), en ligne : <www.consilium.europa.eu/fr/press/press-releases/2022/12/13/eu-climate-action-provisional-agreement-reached-on-carbon-border-adjustment-mechanism-cbam/>.

[3] Pour une évaluation de la proposition initiale de l'UE relative au MACF, voir Neil Campbell, Talia Gordner, Lisa Page et Adelaide Egan, « Pour des règles équitables : L'UE montre l'exemple en proposant un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières » (11 août 2021), en ligne : <mcmillan.ca/fr/perspectives/pour-des-regles-equitables-lue-montre-lexemple-en-proposant-un-mecanisme-dajustement-carbone-aux-frontieres/>.

[4] Neil Campbell, Talia Gordner, Lisa Page et Adelaide Egan, « Les tarifs sur le carbone : le prochain défi en matière de droit et de politique climatiques au Canada? » (octobre 2021), 9:3 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie, en ligne : *ERQ* <energyregulationquarterly.ca/fr/articles/carbon-tariffs-the-next-challenge-in-canadian-climate-law-and-policy>.

[5] Commission européenne, « Carbon Border Adjustment Mechanism » (consulté le 18 mai 2023), en ligne : <taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en>.

les importateurs de l'UE et les exportateurs étrangers :

- Un tarif sera imposé sur les biens à forte intensité de carbone importés en UE dans les secteurs suivants, actuellement assujettis au système d'échange de quotas d'émission de l'UE (« **SEQE** ») :
    - fonte, fer et acier;
    - ciment;
    - engrais;
    - aluminium;
    - électricité et hydrogène[6].
- Les importateurs devront acheter des certificats MACF pour compenser la teneur en carbone de leurs produits. Le prix de ces certificats sera basé sur le prix des quotas intra-UE du SEQE, qui fluctue selon la demande du marché et les cibles climatiques de l'UE. En mai 2023, le prix des quotas SEQE oscillait autour de 85 €/tonne (environ 123 $ CA/tonne)[7]; c'est nettement supérieur au prix national minimal de la pollution par le carbone du Canada, fixé à 65 $ CA/tonne pour 2023[8].
- Les importateurs devront produire annuellement une déclaration MACF énonçant la teneur en carbone des produits qu'ils importent en UE. Le contenu de cette déclaration sera examiné par un vérificateur indépendant[9].
- Les produits en provenance de pays ayant leur propre mécanisme de tarification du carbone — dont le Canada — donneront droit à un rabais sur le prix ordinaire des certificats MACF, en fonction du montant versé dans le pays d'origine. L'UE établira un cadre d'évaluation de l'équivalence des politiques de tarification du carbone des différents pays. Ainsi, un rabais sera accordé si la politique est jugée équivalente ou partiellement équivalente au SEQE de l'UE[10].
- L'UE éliminera graduellement son système de quotas gratuit, qui permet aux producteurs européens de compenser les émissions indirectes de gaz à effet de serre. Cette élimination graduelle coïncidera avec le déploiement progressif du MACF[11], conçu pour que cette transition ne débouche en aucun cas « sur un traitement plus favorable pour les marchandises de l'Union par rapport aux marchandises importées sur le territoire douanier de l'Union[12] ».

## DÉPLOIEMENT GRADUEL

Du 1er octobre 2023 au 31 décembre 2025, les importateurs de l'UE seront assujettis à un MACF « simplifié » les obligeant uniquement à déclarer la teneur en carbone des produits importés. Cette première phase permettra à l'UE de recueillir des données en

[6] Conseil de l'Union européenne, « Règlement du Parlement européen et du Conseil établissant un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières » ANNEXE I (décembre 2022), en ligne : <eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2023.130.01.0052.01.ENG&toc=OJ%3AL%3A2023%3A130%3ATOC>.

[7] Journal officiel de l'Union européenne « Règlement (UE) 2023/955 du Parlement européen et du Conseil du 10 mai 2023 établissant un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières » (mai 2023) [2023] JO, L 130/66 à la p 54, en ligne : <eur-lex.europa.eu/legal-content/fr/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2023:130:FULL>.

[8] Au Canada, le prix du carbone augmentera progressivement pour atteindre 170 $ CA/tonne en 2030. Voir le gouvernement du Canada, « Mise à jour de L'approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone 2023-2030 » (consulté le 18 mai 2023), en ligne : <www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/fonctionnement-tarification-pollution/tarification-pollution-carbone-modele-federal-information/modele-federal-2023-2030.html>.

[9] Conseil de l'Union européenne, « Règlement du Parlement européen et du Conseil établissant un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) », 2021/0214 (COM) (14 décembre 2022) arts 18, 20, en ligne : <eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R0956>

[10] Conseil de l'Union européenne, « Règlement du Parlement européen et du Conseil établissant un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) », 2021/0214 (COM) (14 décembre 2022) arts 12, 14, en ligne : <eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R0956>

[11] *Supra* note 5.

[12] *Supra* note 7.

vue de la pleine mise en œuvre du MACF[13]. Quant aux importateurs, et aux exportateurs étrangers qui les approvisionnent, ils pourront s'habituer au nouveau système et aux exigences administratives connexes. Soulignons que le calcul de la teneur en carbone des produits, et du montant des rabais accordés selon la tarification du carbone dans le pays exportateur, s'annonce complexe.

La phase permanente commencera le 1er janvier 2026. Les importateurs de l'UE devront alors déclarer la quantité de produits couverts par le MACF et leur teneur en $CO_2$, et acheter et remettre les certificats MACF nécessaires à leur importation[14].

## RÉPERCUSSIONS DU MACF SUR LE COMMERCE MONDIAL

Le MACF aura une incidence sur les importations en provenance de pays dont le régime de tarification du carbone est peu contraignant[15]. Pour s'adapter à ce nouveau mécanisme, certains pays pourraient conclure des accords bilatéraux avec l'UE. Le Canada serait d'ailleurs un candidat tout désigné : un tel accord aiderait les exportateurs canadiens en clarifiant et en standardisant l'arrimage entre le MACF et le régime fédéral de tarification du carbone (et les variantes provinciales) — en particulier la question du rabais sur le prix des certificats selon la tarification imposée au Canada.

Il faudra voir si d'autres pays qui exportent beaucoup de biens à forte intensité de carbone emboîteront le pas à l'UE en appliquant des ajustements carbone aux frontières. Le gouvernement du Canada a annoncé dans le budget 2021 son intention de créer un tel mécanisme, puis a tenu une consultation publique à l'automne 2021[16]. Il n'a toutefois présenté aucune proposition à ce jour.

Quant aux États-Unis, ils ont tardé à adopter des normes climatiques et n'ont aucun cadre réglementaire de tarification du carbone; ils sont donc mal placés pour adopter un régime semblable au MACF. Or quelques indices dénotent un intérêt pour la question. Les États-Unis négocient actuellement un accord sur « l'acier vert » avec l'UE. Une fois en vigueur, cet accord — qui serait ouvert aux autres pays intéressés — imposerait des tarifs plus élevés sur l'acier à forte intensité de carbone[17]. Plus récemment, un groupe de législateurs a proposé une « loi sur la concurrence propre » qui prévoit une taxe aux frontières sur les importations de biens à forte intensité de carbone[18].

## POINTS À RETENIR

Le MACF nouvellement adopté par l'UE transformera le commerce mondial de biens à forte intensité de carbone. Les entreprises canadiennes des secteurs touchés devront s'y adapter et implanter des mécanismes de conformité pour poursuivre leurs exportations vers l'UE. Comme point de départ, les exportateurs canadiens devraient recenser les produits qu'ils vendent sur le marché européen, puis en déterminer la teneur en $CO_2$ pour mieux comprendre les effets du MACF sur leurs ventes, leurs coûts et leurs prix. Cela pourrait aussi les aider à faire ressortir leurs avantages concurrentiels et leurs possibilités de croissance par rapport aux pays exportateurs qui

---

[13] *Supra* note 2.

[14] *Supra* note 5.

[15] Devant l'engouement pour ces nouvelles mesures dans un nombre croissant de pays, on peut se demander comment celles-ci s'arrimeront avec le cadre de l'OMC, notamment l'*Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce*. Pour en savoir plus sur les risques d'incompatibilité entre les ajustements carbone aux frontières et les règles de l'OMC, consultez notre texte Neil Campbell, William Pellerin et Tayler Farrell, « Une feuille de route pour des ajustements à la frontière des tarifs du carbone en conformité avec les principes du droit commercial » (10 juillet 2022), en ligne : *ERQ* <energyregulationquarterly.ca/fr/articles/a-roadmap-for-trade-law-compliant-border-carbon-adjustments1>.

[16] « Consultation sur les ajustements à la frontière pour le carbone » (modifié le 1 février 2022), en ligne : *Gouvernement du Canada* <www.canada.ca/fr/ministere-finances/programmes/consultations/2021/ajustements-frontiere-carbone.html>.

[17] The White House, « FACT SHEET: The United States and European Union to Negotiate World's First Carbon-Based Sectoral Arrangement on Steel and Aluminum Trade » (31 octobre 2021), en ligne : <www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/10/31/fact-sheet-the-united-states-and-european-union-to-negotiate-worlds-first-carbon-based-sectoral-arrangement-on-steel-and-aluminum-trade/>.

[18] Sheldon Whitehouse, sénateur américain du Rhode Island « Whitehouse and Colleagues Introduce Clean Competition Act to Boost Domestic Manufacturers and Tackle Climate Change » (8 juin 2022), en ligne : <www.whitehouse.senate.gov/news/release/whitehouse-and-colleagues-introduce-clean-competition-act-to-boost-domestic-manufacturers-and-tackle-climate-change>.

n'ont aucun régime de tarification du carbone ou dont le régime est moins contraignant que celui du Canada (pensons notamment aux États-Unis et à la Chine). Quant aux décideurs canadiens, ils pourraient négocier avec l'UE un accord bilatéral sur le MACF et se pencher sur une éventuelle refonte du régime canadien de tarification du carbone. ■

# BÂTIR ET GOUVERNER LE SECTEUR CANADIEN DE L'ÉNERGIE : APPRENDRE DES LEADERS CANADIENS DE L'ÉNERGIE. UN ENTRETIEN AVEC DAVID MORTON ET ANNA FUNG DE LA BRITISH COLUMBIA UTILITIES COMMISSION

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

## INTRODUCTION

Dans le numéro de septembre 2019 de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*, nous avons introduit une série d'entrevues avec les présidents du conseil d'administration des tribunaux des services publics du Canada. Dans ce numéro Dans ce numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* la série se poursuit avec la publication d'une entrevue avec le président du conseil d'administration et le vice-président de la British Columbia Utilities Commission. L'entrevue a été réalisée par des associés de l'Ivey Energy Policy and Management Centre. Elle a été publiée à l'origine par le Centre (juillet 2022), en ligne (pdf) : <www.ivey.uwo.ca/media/ovwd0tty/iveyenergycentre_interview_bcuc_july2022_v2.pdf>.

**David M. Morton, Président du conseil d'administration et chef de la direction**

M. Morton a été nommé président du conseil d'administration et chef de la direction de la BCUC en décembre 2015. Il est responsable de concrétiser la vision de la BCUC, soit être un organisme de réglementation digne de confiance et respecté qui contribue au bien-être et aux intérêts à long terme des Britanno-Colombiens. Il est également commissaire, un rôle qu'il occupe depuis 2010, et il continue à participer à de nombreuses procédures. M. Morton possède également plus de 25 années d'expérience en tant que consultant dans le secteur des technologies de l'information. Il est ingénieur professionnel en Colombie-Britannique, titulaire d'une licence en comptabilité de la Société des comptables en management du Canada, a obtenu la certification ICD.D en 2013 de l'Institut des administrateurs de sociétés et est titulaire d'une licence en sciences appliquées de l'Université de Toronto. David est également président du West Vancouver Community Arts Council. Nommé par le décret 490/19.

**Anna Fung, c.r., adjointe présidente du conseil d'administration, commissaire**

Anna a été nommée commissaire de la BCUC en décembre 2017 et adjointe présidente du conseil d'administration en 2019, après avoir été vice-présidente, conseillère juridique et générale pour TimberWest Forest Corp, dont elle a également été la première responsable de l'éthique. Auparavant, elle a été conseillère juridique chez Intrawest ULC et conseillère juridique principale chez BC Gas Inc. Anna est titulaire d'une licence en droit et d'une licence en lettres (anglais et français) de l'Université de la Colombie-Britannique. Elle a obtenu le titre de conseillère juridique d'entreprise agréée en 2015. Elle a été présidente du conseil d'administration de la Law Society of British Columbia, de la Canadian Corporate Counsel Association, de la People's Law School, de l'Association of Chinese Canadian Professionals et de la BC Autism Association. Elle est présidente de la BC Unclaimed Property Society et a été administratrice de l'Autorité aéroportuaire de Vancouver, de la Vancouver Foundation, de la Law Foundation of British Columbia et de l'Arts Club Theatre Company. Nommée par le décret 491/19.

**La politique énergétique tente généralement d'équilibrer trois impératifs : l'abordabilité pour les consommateurs, la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement, et les incidences sur l'environnement. Comment un organisme de réglementation économique, comme la British Columbia Utilities Commission (BCUC), envisage-t-il ces trois piliers de la politique énergétique ?**

**Morton :** Nous sommes un organisme de réglementation économique. En tant qu'organisme de réglementation économique, notre objectif est différent de celui d'un décideur politique.

Les organismes de réglementation fixent les tarifs afin de fournir un service sûr et fiable. Ils doivent également permettre aux entreprises de services publics d'obtenir un rendement financier raisonnable. Les tarifs ne sont donc ni trop élevés, ni trop bas. Soit ils atteignent leur objectif, soit ils ne l'atteignent pas.

Cela ne veut pas dire qu'il n'y a pas de problèmes d'abordabilité. Certes, à titre personnel, c'est une préoccupation majeure pour moi, mais traditionnellement, les organismes de réglementation économique ne se concentrent pas sur l'abordabilité. Si quelqu'un n'a pas les moyens de payer sa facture d'électricité, c'est un problème pour les décideurs politiques. C'est un énorme problème. Mais ce n'est pas ce que les organismes de réglementation sont habilités à faire ou ce que la loi leur permet de faire.

Un argument similaire s'applique à la réduction des gaz à effet de serre. Si le gouvernement fixe un plafond pour les émissions des services publics, cela s'inscrirait dans notre cadre économique et nous nous efforcerions de trouver les méthodes les moins coûteuses pour fournir de l'énergie, compte tenu de cet objectif. Si nous n'avons pas d'objectif législatif à atteindre, nous n'avons pas le pouvoir d'exiger cela des entités réglementées – ou des clients.

**Fung :** Je suis d'accord. J'ajouterais qu'il est important pour nous, en tant que responsables de la réglementation économique, de comprendre que notre rôle n'est pas de formuler une politique ou de substituer nos propres points de vue ou opinions à ce que le gouvernement établit comme politique. Nous sommes une créature de la loi. Cela signifie que nos pouvoirs découlent strictement de la loi en vigueur. Nous n'avons pas le droit d'inventer les règles lorsque nous examinons les demandes. Nous ne pouvons pas non plus substituer nos propres opinions à celles du gouvernement. Nous devons suivre la politique imposée par la loi, et non formuler notre propre politique.

**Pensez-vous que le mandat des organismes de réglementation pourrait évoluer pour intégrer des piliers supplémentaires à l'avenir ? Lorsqu'il y a des compromis, par exemple entre les impacts environnementaux et l'abordabilité, les organismes de réglementation possèdent une expertise substantielle et peuvent être bien placés pour évaluer des objectifs multiples.**

**Fung :** C'est une excellente question et je dois dire qu'il y a certainement des arguments en ce sens. En tant que parties expertes, nous sommes bien placées pour comprendre les diverses considérations concurrentes. Nous pouvons indiquer au gouvernement si nous pensons que notre mandat devrait inclure ces facteurs. Mais je suis toujours consciente du fait que je ne suis pas élue par les contribuables pour prendre ces décisions. Les politiciens et politiciennes sont élus pour réaliser les souhaits de l'électorat. Si je voulais définir une politique, je devrais me présenter en tant que politicienne. Je ne devrais pas être une responsable de la réglementation.

**Morton :** Je pense qu'un responsable de la réglementation est bien placé pour prendre certaines décisions, mais seulement dans le cadre d'un mandat assez étroit. Comme le dit Anna, nous ne sommes pas élus et les décisions concernant des compromis sociétaux plus larges devraient être prises par les politiciens et politiciennes.

Cela dit, je pense que nous pouvons aider à prendre ces décisions. Nous avons des processus publics transparents. Nous sommes efficaces dans la collecte et l'analyse des preuves. Nous menons souvent des enquêtes pour recueillir des renseignements et formuler des recommandations à l'intention du gouvernement. Une commission pourrait donc être utile dans ce contexte.

**Comment gérez-vous les audiences réglementaires ? Et comment vous assurez-vous que les décisions de la BCUC sont prises en toute indépendance ?**

**Morton :** Nous adhérons aux principes de la justice naturelle et du droit administratif. Toute personne potentiellement concernée par une décision a le droit d'être entendue et toute personne a un droit de réponse. Un groupe spécial n'examinera jamais une preuve si les parties à une procédure n'ont pas eu l'occasion de la commenter.

Nous veillons à ce que nos audiences soient ouvertes et transparentes, mais cela ne signifie pas que chaque décision nécessite l'intervention de centaines de personnes. Vous adaptez la procédure aux circonstances. Tout est fait publiquement et tout le monde sait ce que nous faisons. Si vous pensez que nous avons pris une mauvaise décision, vous pouvez faire appel auprès de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique et convaincre le juge. Je ne peux pas vous garantir que nous n'avons pas manqué quelque chose ou que nous aurions dû ajuster le budget d'un service public un peu plus ici ou un peu plus là. Mais nous prenons nos décisions dans le cadre d'un processus ouvert et transparent.

**Fung :** Nous avons géré les audiences de manière à garantir la transparence et la responsabilité. Vous n'affectez pas les membres d'un panel à une audience si vous savez qu'ils ont des intentions préconçues ou des points de vue spécifiques sur la question. Les membres du panel sont censés garder l'esprit ouvert et ne pas laisser leurs opinions personnelles influencer les résultats. Les décisions sont fondées sur les preuves apportées au cours de la procédure.

Nous veillons également à ce que chaque panel soit totalement indépendant du reste de la Commission. Il n'y a pas d'ingérence des autres commissaires dans la décision. Les décisions sont prises par le panel qui a entendu les preuves. En outre, chaque commissaire est parfaitement conscient du fait que, même si le personnel apporte une aide considérable dans une procédure et analyse les preuves, c'est le panel qui est responsable. Il n'y a pas de limites à ne pas franchir lorsqu'il s'agit de savoir qui prend les décisions.

**Morton :** J'ajouterais que nos commissaires sont nommés par le Cabinet pour des périodes déterminées. Toute partie qui se présente devant nous peut tenter de persuader un commissaire sur une base ex parte, mais l'influence peut également venir du gouvernement. Certes, certains pensent que nous faisons tout ce que le gouvernement nous dit de faire – d'autant plus que le gouvernement est propriétaire de la plus grande entreprise d'électricité de la province. Mais il n'y a pas de coup de téléphone dans la nuit pour nous dire ce que nous devons décider. Nos conditions sont respectées et je suis impressionné par le niveau d'indépendance dont nous disposons.

**Comment les forces du marché et les nouvelles technologies modifient-elles le champ d'application de la réglementation ? Par exemple, les organismes de réglementation doivent s'occuper des réseaux traditionnels de transport et de distribution alors que, dans le même temps, le stockage devient plus important et les clients plus exigeants. Comment la BCUC envisage-t-elle les domaines dans lesquels elle pourrait réglementer davantage ou moins ?**

**Morton :** Si vous observez l'évolution du secteur de l'énergie au cours des dernières années, vous constaterez que l'un des thèmes abordés est la participation accrue des consommateurs. Si vous voulez de l'électricité chez vous, vous dépendez des câbles qui passent dans votre rue. Vous n'avez pas vraiment le choix de la compagnie d'électricité qui se trouve dans votre quartier.

L'une des pratiques importantes que nous avons adoptées à la BCUC est la perspective selon laquelle nous ne devrions réglementer que lorsque les conditions du marché le rendent

nécessaire. Cela peut sembler évident – la raison d'être de la réglementation des services publics est le monopole naturel – mais si vous lisez notre Utilities Commission Act, la définition d'un service public est toute personne qui vend de l'énergie en Colombie-Britannique. Le mot « monopole » n'y figure pas.

**En ce qui concerne les nouvelles technologies, un problème s'est posé avec la recharge des véhicules électriques (VE) : la facturation. Si vous rechargez votre voiture électrique à l'extérieur de votre domicile, vous pouvez être facturé à la minute. La recharge à domicile est facturée au kilowattheure. S'agit-il d'une question de réglementation pour des organismes comme la BCUC ?**

**Morton :** Cette question a été soulevée en Colombie-Britannique. Mesures Canada est l'organisme de réglementation de tous les compteurs électriques du pays. Mesures Canada doit encore approuver une norme pour la livraison volumétrique de la recharge des VE. Actuellement, il n'existe qu'une norme basée sur le temps. Nous avons demandé si un service public pouvait utiliser un compteur de VE qui n'est pas approuvé par Mesures Canada et il semble que ce ne soit pas le cas. Nous avons donc demandé à nos deux plus grandes compagnies d'électricité de demander une dérogation à Mesures Canada. En clair, ils demandent une exemption des règles de Mesures Canada, qui stipulent que vous ne pouvez pas utiliser de compteur volumétrique pour la recharge des VE à l'extérieur de la maison.

De façon plus générale, la recharge des VE ne fait pas partie d'un service public monopolistique. N'importe qui peut installer une station de recharge pour VE et vous vendre de l'électricité pour votre VE. Un principe important est que la BCUC s'occupe des monopoles. Par conséquent, nous avons recommandé au gouvernement de ne pas réglementer les technologies telles que la recharge des VE, car il ne s'agit pas d'un monopole.

**Fung :** Cet exemple illustre parfaitement le fait que certains processus réglementaires n'ont pas suivi le rythme de l'évolution technologique. La réglementation et la technologie doivent aller de pair pour que la réglementation soit efficace. Cette question est facile à résoudre. Il est certainement possible de disposer d'une norme permettant de mesurer la tarification volumétrique. Tout le monde comprend les inégalités de la recharge en fonction du temps lorsque vous avez des véhicules différents capables de vitesses de recharge différentes, des batteries de tailles différentes et à des températures différentes, ce qui influence le temps qu'il vous faut pour obtenir une recharge complète. Si nous nous adressons aux entreprises de distribution de la Colombie-Britannique, c'est parce que nous n'attendons pas Mesures Canada. On ne sait pas exactement combien de temps il faudra attendre avant de voir un appareil de mesure approuvé.

**La Colombie-Britannique est à l'avant-garde en matière de gaz naturel renouvelable. FortisBC, par exemple, a récemment présenté une demande visant à intégrer davantage de gaz renouvelable dans ses services. Comment voyez-vous l'intégration du gaz naturel renouvelable dans le réseau de la Colombie-Britannique ?**

**Morton :** Nous en sommes aux premières étapes de la soumission de FortisBC. Comme je fais partie du panel, je ne peux pas dire grand-chose. Ce que je peux faire, c'est vous donner un peu de contexte historique.

Fortis s'est d'abord présenté à la BCUC avec une proposition de programme volontaire. Elle souhaitait conclure des contrats avec des producteurs basés en Colombie-Britannique pour acheter du biogaz amélioré, de qualité gazoduc. Elle injecterait ensuite ce biogaz dans le réseau et le livrerait aux clients sur une base volontaire.

Au départ, il y avait une grande différence de prix entre le biogaz et le gaz naturel traditionnel. Cet écart s'est réduit avec l'augmentation des prix du gaz naturel et de la taxe carbone, mais il subsiste. La BCUC était d'accord avec la proposition pilote à condition qu'elle soit volontaire. Notre préoccupation en tant qu'organisme de réglementation était d'imposer à l'ensemble des clients le coût d'une énergie spécifique qu'ils ne sont pas, d'un point de vue statutaire, obligés d'acheter et qui n'est pas exigée par la loi. C'est pourquoi il était important que le programme initial soit volontaire.

Actuellement, le rythme de la décarbonisation dans la province s'est accéléré. Le gouvernement est intervenu en adoptant une réglementation qui a permis à Fortis d'acheter une certaine quantité de biogaz et d'être indemnisée en conséquence. La motivation était de parer le

risque pour Fortis. La réglementation relative à la réduction des gaz à effet de serre a évolué pour permettre à Fortis d'acheter jusqu'à un certain pourcentage de son approvisionnement total en gaz sous forme de gaz naturel renouvelable, et le recouvrement des coûts est garanti.

**Fung :** Le biogaz n'est pas une solution miracle qui résoudra la crise énergétique et les changements climatiques. C'est l'un des nombreux outils que nous devons déployer. Pour atteindre les objectifs de réduction des gaz à effet de serre qui ont été fixés, nous avons besoin d'un éventail de technologies. La plupart des sources d'énergie de rechange nouvelles et émergentes ne sont pas bon marché. Notre tâche, à la BCUC, est de faire tout ce qui est en notre pouvoir pour les rendre abordables.

La Colombie-Britannique a subi les effets graves des changements climatiques. Nous avons connu le dôme de chaleur, les inondations et les incendies à Abbotsford, Merit et Lytton. Nous devons sérieusement explorer toutes les possibilités. Le gaz naturel renouvelable est l'une des nombreuses technologies que nous devrions étudier sérieusement. D'autres technologies incluent la capture du carbone et l'hydrogène. Nous aurons probablement besoin de toutes ces technologies et d'autres encore.

**Les économistes recommandent généralement que les consommateurs soient confrontés à des prix de l'électricité variables dans le temps. Pourtant, de nombreux territoires de compétence sont réticents à mettre en œuvre ces types de systèmes de tarification. Dans quelle mesure pensez-vous qu'il est important d'actualiser les structures de tarification ? Que pensez-vous qu'il serait possible de faire du point de vue du consommateur ?**

**Fung :** La tarification au compteur horaire est encore relativement rare. Ce n'est pas une approche que nous avons utilisée jusqu'à présent en Colombie-Britannique. Nous comprenons l'intérêt d'encourager la recharge des véhicules électriques la nuit, mais nous préférons une approche qui n'implique pas d'ajouter des coûts à la base tarifaire.

**Morton :** La tarification au compteur horaire est de moins en moins populaire. La tarification au compteur horaire est certainement plus acceptable sur le plan politique. Cela dit, je pense que les tarifs au compteur horaire, et plus généralement les structures tarifaires, sont des outils importants pour l'avenir.

La tarification au compteur horaire est particulièrement utile pour gérer les problèmes de capacité. Tout ce qui permet d'assouplir la demande est utile, car nous construisons des infrastructures pour la demande de pointe. Nous ne construisons pas en fonction de la demande moyenne. Cela signifie qu'une grande partie de ce que nous construisons n'est pas utilisée la plupart du temps. La réglementation et les pratiques qui nous aident à devenir plus efficaces contribuent à assurer l'abordabilité.

La Colombie-Britannique a utilisé d'autres structures tarifaires, telles que les redevances sur la demande et les tarifs résidentiels croissants par tranches. Ces structures étaient très controversées lorsqu'elles ont été mises en place et le sont toujours dans certaines régions. En fait, nous nous éloignons des tarifs par tranches. Nous avions également des tarifs industriels dégressifs par tranches, mais ils sont également de moins en moins courants.

La conception des tarifs est importante, mais nous devons le faire de manière réfléchie. Il ne s'agit pas d'obliger les gens à faire leur lessive le soir et à dîner au milieu de la journée. Il est essentiel de fournir une électricité abordable aux gens lorsqu'ils en ont besoin.

**Fung :** La politique et les solutions énergétiques, y compris la conception des tarifs, doivent être considérées comme un tout.

**Morton :** De plus, en tant qu'organisme de réglementation, nous devons être prudents. Nous sommes des techniciens. Nous sommes des analystes, des ingénieurs, des comptables et des économistes. Pour nous, aucune structure n'est trop compliquée. Mais la plupart des gens n'aiment pas ce qui est compliqué. Tout ce qui n'est pas une redevance directe par kilowattheure est une structure tarifaire compliquée. La simplicité et l'accessibilité pour le public sont des choses que nous oublions parfois, mais qui sont importantes.

**La Colombie-Britannique a la chance de disposer d'une abondance de ressources hydroélectriques propres. Bon nombre d'autres régions sont moins chanceuses. De plus amples travaux de raccordement à travers le Canada permettraient à des provinces comme la Colombie-Britannique d'approvisionner d'autres provinces en électricité propre, ce qui pourrait contribuer à la réalisation des objectifs du Canada en matière de carboneutralité. Quelles sont les perspectives de développement de nouvelles infrastructures de transport ?**

**Morton :** La quasi-totalité de notre infrastructure de transport est orientée nord-sud. Cette situation n'est pas propre à la Colombie-Britannique. Il y a très peu de transport est-ouest et il y a beaucoup d'inertie dans notre réseau de transport existant.

À l'heure actuelle, je ne vois pas l'intérêt de construire un réseau de transport entre la Colombie-Britannique et l'Alberta. La Colombie-Britannique dispose d'un marché pour toute l'électricité qu'elle produit. Nous disposons de raccordements avec la Californie et d'autres États américains. Le Canada aimerait encourager le transport est-ouest, mais je ne pense pas qu'il y ait d'arguments commerciaux en ce sens pour l'instant. En outre, contrairement aux États-Unis, le Canada ne dispose pas d'un organisme de réglementation national chargé de promouvoir les projets de transport interprovincial.

**Comment voyez-vous le rôle de la BCUC dans l'amélioration des connaissances du public en matière d'énergie ?**

**Fung :** J'ai appris l'anglais comme langue seconde et je l'ai ensuite enseigné. Cette expérience m'a appris qu'il est très important de communiquer d'une manière facile à comprendre. Depuis que je suis à la Commission, nous avons fourni un effort concerté pour rendre nos procédures plus accessibles, moins compliquées et moins mystérieuses pour un plus grand nombre de personnes. De plus, nous publions sur YouTube des vidéos qui expliquent au public ce que nous faisons et, surtout, ce que nous ne faisons pas. Nous utilisons un langage que tout le monde peut comprendre, plutôt que des acronymes. Prenons par exemple le terme « contribuable ». Pourquoi ne pas dire simplement « client »? Nous avons désormais pris l'habitude de veiller à ce que chaque décision soit accompagnée d'un bref résumé qui explique au public l'objet de la décision, plutôt que de l'obliger à lire des pages d'acronymes et de concepts difficiles. Comme l'a souligné David, rien n'est trop technique pour les spécialistes de l'énergie de la Commission. Mais tout le monde ne veut pas devenir un spécialiste de l'énergie. ■