



# **PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE**

VOLUME 8, NUMÉRO 2 2020

## DIRECTEURS DE RÉDACTION

**M. Rowland J. Harrison**, c.r., LLB, LLM, Conseiller en réglementation 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

**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, Professor, Doyen, Faculty of Public Affairs, Carleton University

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

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

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

## COLLABORATEUR 2020

**Mme. Laura-Marie Berg**, LLB, LLM, MA, Prestataire de services juridiques adjointe, Regulatory Law Chambers, Calgary

**Mme. Cecile Bourbonnais**, BA, Analyste principale de recherche, The Brattle Group, San Francisco

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

**Ms. Indy Butany-DeSouza**, BSc, MBA, Vice-présidente des affaires réglementaires, Alectra Utilities

**M. Glenn Cameron**, c.r., BA, LLB, Conseiller principal, Stikeman Elliott, Calgary

**M. Keith Chatwin**, BSc, LLB, MBA, Associé, Stikeman Elliott, Calgary

**M. Jonathan Drance**, BA, LLB, Consultant, Stikeman Elliott, Vancouver

**M. Ahmad Faruqui**, BA, MA, PhD, Associé principal, The Brattle Group, San Francisco

**M. Daniel Gralnick**, JD, LLL, Avocat, Stikeman Elliott, Toronto

**M. Ben Hudy**, BA, JD, Associé, Stikeman Elliott, Calgary

**Mme. Margaret M. Kim**, BA, JD, Avocate, Bennett Jones, Toronto

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

**M. Victor MacDiarmid**, BA, JD, Avocat, Stikeman Elliott, Toronto

**M. Neil McCrank**, Avocat, Borden Ladner Gervais LLP; ancien président de l'Albert Energy Resources and Conservation Board

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

**M. Darrel H. Pearson**, BSc, MBA, LLB, Associé, Chef du groupe chargé du commerce et des investissements internationaux, Bennett Jones, Toronto

**Mme. Chrysten Perry**, BA, LLB, Associé principale, Stikeman Elliott, Calgary

**Mme. Laura Scott**, LLB, LLM, Étudiante en Droit – prestataire de services juridiques, Regulatory Law Chambers, Calgary

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

**Mme. Rosa Twyman**, BComm, LLB, EMBA, Directrice des services juridiques

et des activités, Regulatory Law Chambers,  
Calgary

**M. John Weekes**, BA, Conseiller commercial  
principal, Bennett Jones, Ottawa

**M. Ron Wallace**, Retraite, Membre  
permanent de l'Office national de l'énergie

**M. Brady Yauch**, BA, MA, Directeur de  
marchés et affaires réglementaires, Power  
Advisory LLC, Toronto

**M. Glenn Zacher**, BA, LLB, Associé,  
Stikeman Elliott, Toronto

## ÉNONCÉ DE MISSION

*La mission de la publication trimestrielle sur la réglementation 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 réglementation 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 réglementation de l'énergie ([www.energyregulationquarterly.ca](http://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*

### VIDÉO

|                                                                                                                          |   |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---|
| Programme virtuel sur la réglementation de l'ACÉ :<br>réglementation du secteur de l'électricité en cas de pandémie..... | 9 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---|

*Indy Butany-DeSouza et Francis Bradley, animateurs*

### ARTICLE

|                                                                                        |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tarifs établis en fonction des heures de pointe : une perspective internationale ..... | 11 |
|----------------------------------------------------------------------------------------|----|

*Ahmad Faruqui et Cecile Bourbonnais*

|                                                                                                                                 |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Mise à jour : Aléna 2.0 : Approfondir – l'impact de l'aceum/usmca sur les<br>intervenants du secteur énergétique canadien ..... | 23 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|

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

|                                                        |    |
|--------------------------------------------------------|----|
| Politique sur le carbone et les cibles d'émission..... | 30 |
|--------------------------------------------------------|----|

*Jason Kroft, Jonathan Drance, Glenn Cameron et Victor MacDiarmid*

|                                                                                                                                   |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Les déboires du marché de l'électricité en Ontario : Comment en<br>sommes-nous arrivés là et vers quoi nous dirigeons-nous? ..... | 35 |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|

*Brady Yauch*

### COMMENTAIRE

|                                                                                                            |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Demande concernant la conception des droits et les services du réseau de<br>Nova Gas Transmission Ltd..... | 49 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|

*Laura Scott, Rosa Twyman et Laura-Marie Berg*

# ÉDITORIAL

Directeurs de rédaction

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

---

La pandémie de la COVID-19 a entraîné l'adoption généralisée d'outils de communication innovants, notamment pour remplacer les réunions en personne. Le 6 mai, l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ), qui coparraine la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, a d'ailleurs organisé son atelier annuel de l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique (CAMPUT) sous forme virtuelle. Le présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* comprend un résumé des débats ainsi qu'un hyperlien vers une vidéo de l'atelier. Comme nous prévoyons continuer à utiliser cette forme de présentation virtuelle, la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* comprend maintenant une section « Vidéos » dans laquelle des hyperliens vers des documents d'intérêt pour notre lectorat seront affichés de temps à autre.

On fournit aussi occasionnellement dans la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* des hyperliens vers des rapports pertinents qui ne peuvent pas être présentés dans notre publication. Par exemple, un hyperlien vers le rapport de KPMG intitulé *Capitalisation de l'infonuagique* accompagne l'examen de ce rapport dans la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, volume 8, numéro 1<sup>1</sup>. Nous avons maintenant formalisé cette pratique et ajouté une section intitulée « **Rapports** », où des hyperliens seront affichés.

Les articles de ce numéro de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* (ERQ) couvrent toute la gamme des aspects techniques, ainsi que le cadre politique et

réglementaire général de l'industrie de l'énergie et de la réglementation énergétique.

Dans leur article « Tarifs établis en fonction des heures de pointe : une perspective internationale », Ahmed Faruqui et Cécile Bourbonnais étudient le déploiement dans le monde entier des tarifs en fonction de l'heure de la consommation (THC) ou des tarifs variables en fonction du temps (TVT), y compris l'application par défaut des THC en Ontario (avec une participation de 90 % des clients, bien que les THC aient récemment été suspendus pendant 45 jours en Ontario en raison de la pandémie de COVID-19) et les programmes pilotes en Colombie-Britannique et au Québec. Les auteurs font état d'une corrélation évidente, comme on pouvait s'y attendre, entre l'augmentation du rapport entre les prix aux heures de pointe et en période creuse et la réduction de l'utilisation aux heures de pointe, qui est encore accrue grâce à des technologies telles que les thermostats intelligents. Malgré le déploiement géographique étendu des THC ou TVT, les chiffres sont toutefois faibles et il existe un « potentiel de croissance [...] énorme ».

L'évolution récente la plus importante dans les relations commerciales Canada-États-Unis, qui a des implications directes pour l'énergie, est la conclusion et la mise en œuvre de l'accord Canada-États-Unis-Mexique (appelé ACEUM en français au Canada et USMCA aux États-Unis). L'ACEUM, tel qu'il a d'abord été signé le 30 novembre 2018, a été analysé par un groupe de Bennett Jones dans notre *Publication trimestrielle* de mars 2019, dans « ALÉNA 2.0 : Approfondir — l'impact de l'ACEUM/USMCA sur les intervenants du

---

<sup>1</sup> KPMG, « Capitalisation de l'infonuagique : les défis réglementaires » (avril 2020), en ligne: ERQ <[www.energyregulationquarterly.ca/fr/reports/capitalizing-the-cloud-the-regulatory-challenges#sthash.5QnVWwoj.dpbs](http://www.energyregulationquarterly.ca/fr/reports/capitalizing-the-cloud-the-regulatory-challenges#sthash.5QnVWwoj.dpbs)>.

secteur énergétique canadien »<sup>2</sup>. Dans ce numéro de notre Publication trimestrielle, les auteurs fournissent une mise à jour de leur analyse originale, y compris un examen de l'ensemble final d'amendements signé le 10 décembre 2019, sous la forme d'un protocole d'amendement, avec une référence particulière aux révisions de l'ACEUM qui intéressent le secteur de l'énergie. Au moment de mettre sous presse ce numéro de notre Publication trimestrielle, l'ACEUM devait entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2020.

Le débat sur la politique du carbone et son rôle dans la lutte contre les changements climatiques (avec des conséquences directes et immédiates pour le secteur de l'énergie et sa réglementation) domine le discours public depuis maintenant plus d'un quart de siècle. Il a constitué un enjeu important lors des élections fédérales de l'année dernière. Bien que son importance ait été quelque peu éclipsée récemment par la COVID 19, le débat va inévitablement refaire surface, peut-être de manière encore plus intense. Il est donc important de continuer à examiner et à analyser l'évolution de la situation.

L'article du présent numéro de notre Publication trimestrielle intitulé « Politique du carbone et les cibles d'émissions », rédigé par un groupe de Stikeman Elliott, apporte une contribution précieuse à cet égard, notamment en examinant le bilan de ce qui s'est réellement passé au Canada depuis la signature du protocole de Kyoto en 1997. Prenant note des critiques selon lesquelles la politique du Canada en matière de carbone est « plus axée sur la volonté de bien faire que sur la réalisation probable », les auteurs concluent que le défi à relever pour atteindre les futurs objectifs en matière d'émissions consistera à concevoir et à mettre en œuvre des politiques capables de « combler le fossé entre nos meilleures intentions et nos résultats réel ».

La divergence entre les objectifs (meilleures intentions) et les résultats (résultats obtenus)

est trop souvent observée dans le domaine des politiques publiques et de la réglementation. Dans « Les déboires du marché de l'électricité en Ontario : Comment en sommes-nous arrivés là et vers quoi nous dirigeons-nous? » Brady Yauch conclut que le marché de l'électricité de l'Ontario est différent de ce qui avait été envisagé lors de son ouverture en mai 2002. L'ouverture du marché était censée « assurer[r] la concurrence, des prix plus bas et des signaux de prix transparents », alors que les priorités ultérieures ont « fait augmenter les prix, réduit la concurrence et faussés les signaux de prix ». M. Yauch passe en revue « ce qui a mal tourné » et évoque brièvement les travaux en cours sur un ensemble coordonné de réformes, connu sous le nom de « Programme de renouvellement du marché ».

Le commentaire publié dans la présente Publication trimestrielle par Rosa Twyman, Laura Scott et Laura-Marie Berg concerne une décision récente de la Régie de l'énergie du Canada (REC) approuvant une nouvelle méthodologie de conception des tarifs et des conditions de service pour la Nova Gas Transmission Ltd. (NGTL). Tout en approuvant la demande, qui a été soutenue par un règlement contesté, la REC a toutefois constaté qu'on pouvait encore améliorer la conception des tarifs et des services de NGTL.

Outre la décision elle-même, la procédure de la NGTL illustre bien le fonctionnement des dispositions transitoires relatives à la suppression par le projet de loi C-69 de l'Office national de l'énergie (ONE) et à l'établissement de la REC en tant que successeur de l'ONE<sup>3</sup>. Plus précisément, l'article 36 de la loi sur la REC prévoit que les demandes en instance devant l'ONE au moment de l'entrée en vigueur de la Loi sur la REC (28 août 2019) devaient être prises en charge par la REC et poursuivies conformément à la *Loi sur l'Office national de l'énergie (LONE)*<sup>4</sup>. La demande de la NGTL a été déposée avant le 28 août 2019 et a donc été traitée par la REC en vertu des dispositions applicables de la *LONE*, sans

---

<sup>2</sup> John M. Weekes et al., « ALÉNA 2.0 : Approfondir – l'impact de l'ACEUM/USMCA sur les intervenants du secteur énergétique canadien » (2019) 7:1 Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie 49, en ligne (pdf) : <www.energyregulationquarterly.ca/wp-content/uploads/2019/03/ERQ\_Volume-7\_Numero\_1\_2019.pdf>.

<sup>3</sup> *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois*, LC 2019, c 28, art 11.

<sup>4</sup> LRC 1985, c N-7, art 62, abrogée par *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres*, LC 2019, c 28, art 44.

interruption apparente. Il convient également de noter que, en ce qui concerne le trafic, les droits et les tarifs, la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie (LRCE)* contient des dispositions similaires à celles qui figuraient précédemment dans la *LONE*<sup>5</sup>. Par conséquent, la surveillance du trafic, des droits et des tarifs des pipelines devrait se poursuivre sous la responsabilité de la REC, tout comme elle l'avait fait sous l'égide de l'ONE. ■

---

<sup>5</sup> *Loi sur la Régie de l'énergie du Canada*, LC 2019, c 28, art 10, arts 225–40.

# PROGRAMME VIRTUEL SUR LA RÉGLEMENTATION DE L'ACÉ : RÉGLEMENTATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN CAS DE PANDÉMIE

*Indy Butany-DeSouza et Francis Bradley, animateurs*

---

## INTRODUCTION DES RÉDACTEURS

Le 6 mai, l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) a organisé son atelier annuel de l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique (CAMPUT) intitulé *Regulatory Perspectives on Electric Utility Pandemic Response & Digital Transformation* (perspectives réglementaires sur l'intervention des services publics d'électricité en cas de pandémie et sur la transformation numérique). C'était la première fois que cet événement se tenait sous forme virtuelle. La *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* propose maintenant une fonction vidéo qui permet aux lecteurs de visionner cet atelier à l'adresse suivante : <https://www.youtube.com/watch?v=bV5nmcgF7Fs>.

## ATELIER DE LA CAMPUT

L'atelier avait deux thèmes principaux.

On y a d'abord examiné les mesures d'aide aux clients et la diminution des charges électriques résultant de la pandémie de la COVID 19, ainsi que la pression accrue sur les modèles financiers des services publics d'électricité en raison de leurs pertes de recettes

croissantes. On y a ensuite examiné le récent rapport de KPMG commandé par l'ACÉ et l'Association canadienne du gaz au sujet des coûts et des avantages des investissements dans l'infonuagique pour les services publics<sup>1</sup>.

L'événement a débuté par l'exposé de l'orateur principal Brien Sheahan, ancien président de l'Illinois Commerce Commission, qui a porté sur les principes qui devraient guider les organismes de réglementation qui s'attaquent aux défis de la COVID 19.

La première table ronde, qui était présidée par Indy Butany DeSouza (vice-présidente des affaires réglementaires d'Alectra Utilities), comptait parmi ces participants Jonathan Erling (directeur exécutif chez KPMG), Kevin Major (associé chez McKinsey & Company) et Denise Parrish (administratrice adjointe au Wyoming Office of the Consumer Advocate).

On y a examiné les façons dont les nouvelles technologies pourraient favoriser les économies de coûts, une sécurité accrue et une plus grande résilience au sein des services publics. Divers obstacles à l'adoption des nouvelles technologies y ont été relevés, notamment

---

<sup>1</sup> KPMG, « Capitalisation de l'infonuagique » (mars 2020), en ligne (pdf) : ERQ <[www.energyregulationquarterly.ca/wp-content/uploads/2020/04/CEA\\_CGA\\_-Capitalizing-the-Cloud-Report-FR\\_04.23.20.pdf](http://www.energyregulationquarterly.ca/wp-content/uploads/2020/04/CEA_CGA_-Capitalizing-the-Cloud-Report-FR_04.23.20.pdf)>.

les modèles réglementaires qui empêchent un investissement optimal.

La deuxième table ronde était présidée par Francis Bradley (président de l'ACÉ). Y ont participé Gordon Kaiser (ancien vice-président de la Commission de l'énergie de l'Ontario), David Morton (président de la British Columbia Utility Commission) et Larry Parkinson (directeur de l'application de la loi à la Federal Energy Regulatory Commission à Washington).

Cette deuxième table ronde a porté sur les mesures prises par les organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis pour accroître l'efficacité de la réglementation pendant la pandémie de la COVID 19. On y a également prévu les défis à venir, notamment les demandes de tarifs importants découlant de la chute historique de la demande. ■

# TARIFS ÉTABLIS EN FONCTION DES HEURES DE POINTE : UNE PERSPECTIVE INTERNATIONALE

*Ahmad Faruqui et Cecile Bourbonnais\**

Les tarifs établis en fonction de l'heure de la consommation (THC), aussi appelés tarifs variables en fonction du temps (TVT), comprennent les tarifs simplement établis en fonction de l'heure de la consommation, les rabais établis en fonction des heures de pointe (RHP), les rabais aux heures de faible

consommation, les tarifs aux heures de pointe variables (THPV) et les tarifs en temps réel (TTR). Ces différentes façons de faire se retrouvent aujourd'hui dans de nombreuses régions du globe.

La Figure 1 ci-dessous donne un aperçu :

**Figure 1 : Tarifs en fonction du temps**

|                                 | Type de tarif                 | Applicabilité     | Clients participants**   |
|---------------------------------|-------------------------------|-------------------|--------------------------|
| Canada (Ontario)                | H. de la consommation (THC)   | Par défaut        | 90 % (3,6 millions)      |
| France                          | H. de la consommation (THC)   | Optionnel         | 50 %                     |
| Grande Bretagne                 | H. de la consommation (THC)   | Optionnel         | 13 % (3,5 millions)      |
| Hong Kong (CLP Power Limited)   | Rabais h. de pointe (RHP)     | Optionnel         | 27 000                   |
| Italie                          | H. de la consommation (THC)   | Par défaut        | 75-90 %**                |
| Espagne                         | Tarifs temps réel (TTR)       | Par défaut        | 40 %                     |
| Arizona (APS, SRP)              | H. de la consommation (THC)   | Optionnel         | APS : 57 %, SRP : 36 %   |
| Californie (PG&E, SCE, SDG&E)   | H. de la consommation (THC)   | Par défaut (2020) | À déterminer – 75-90%**  |
| Californie (SMUD)               | H. de la consommation (THC)   | Par défaut        | 75-90 %**                |
| Colorado (Fort Collins)         | H. de la consommation (THC)   | Obligatoire       | 100 %                    |
| Illinois (ComEd, Ameren IL)     | Tarifs temps réel (TTR)       | Optionnel         | 50 000                   |
| Maryland (BGE, Pepco, Delmarva) | Rabais h. de pointe (RHP)     | Par défaut        | 80 %                     |
| Michigan (Consumers Energy)     | H. de la consommation (THC)   | Par défaut (2020) | À déterminer – 75-90 %** |
| Oklahoma (OG&E)                 | H. de pointe variables (THPV) | Optionnel         | 20 % (130 000)           |

\* Ahmad Faruqui est associé principal avec The Brattle Group à San Francisco.

Cecile Bourbonnais est analyste principale de recherche avec The Brattle Group à San Francisco.

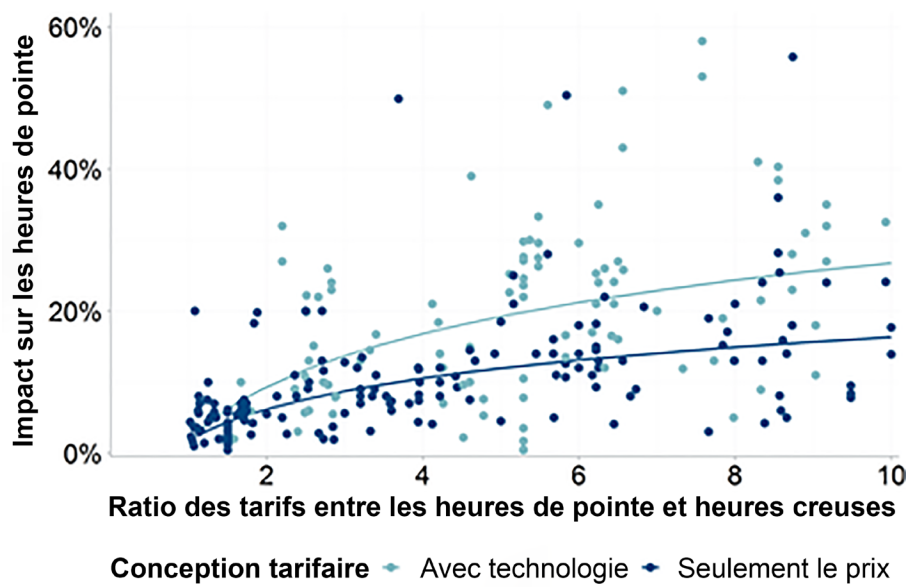
\*\* Les taux de participation sont fondés sur les statistiques des années passées.

Malgré ce large déploiement, le potentiel de croissance est énorme. L'installation de l'infrastructure de mesure avancée (IMA) offre la possibilité de renforcer l'engagement des clients en déployant des tarifs variables en fonction du temps et d'exploiter les avantages découlant de la marge de manœuvre offerte par cette façon de faire<sup>1</sup>. D'ici la fin de 2020, près de 100 millions de compteurs intelligents devraient être installés aux États-Unis, ce qui représente près de 85 % des ménages<sup>2</sup>. Au cours de cette période, le recours aux tarifs en fonction de l'heure de consommation (THC) se limitait à 4 % de la clientèle.

À titre comparatif, en Ontario, au Canada, on a recours au TVT (trois périodes selon un THC) comme méthode par défaut pour tous les clients résidentiels et les petits clients commerciaux et industriels, une option de tarif réglementé, et 90 % d'entre eux sont soumis à un TVT.

Comme le montre la Figure 2, l'ampleur de la réponse à la demande varie en fonction du rapport entre les tarifs aux heures de pointe et aux heures creuses. Sur la base d'une analyse de régression de plus de 60 projets pilotes ayant recours au TVT et de 370 modalités tarifaires, on peut constater que les clients résidentiels réduisent leur utilisation aux heures de pointe de 6,5 % pour chaque augmentation de 10 % du rapport entre les tarifs aux heures de pointe et aux heures creuses. En présence de technologies de pointe telles que les thermostats intelligents, l'effet est plus marqué. En moyenne, les clients inscrits sur des TVT qui offrent des technologies de pointe réduisent leur utilisation en heures de pointe de 11 % pour chaque augmentation de 10 % de l'augmentation du rapport entre ces tarifs.

Figure 2 : Réactivité aux prix avec et sans technologie de pointe<sup>3</sup>



<sup>1</sup> Les 370 utilisations de la méthode de TVT de par le monde ont démontré de manière convaincante que les clients réagissent aux tarifs en réduisant leur consommation et en déplaçant une partie ou la totalité de leur consommation des heures de pointe vers les heures moyennes ou creuses. Voir la figure 1.

<sup>2</sup> Adam Cooper et Mike Shuster, « Electric Company Smart Meter Deployments: Foundation for a Smart Grid (2019 Update) » (décembre 2019), en ligne (pdf) : [The Edison Foundation Institute for Electrical Innovation <www.edisonfoundation.net/iei/publications/Documents/IEI\\_Smart%20Meter%20Report\\_2019\\_FINAL.pdf>](http://www.edisonfoundation.net/iei/publications/Documents/IEI_Smart%20Meter%20Report_2019_FINAL.pdf).

<sup>3</sup> Voir Ahmad Faruqui, Sanem Sergici et Cody Warner, « Arcturus 2.0 : A meta-analysis of time-varying rates for electricity » (2017) 30:10 The Electricity J 64.

## I. APERÇU DE LA SCÈNE MONDIALE

Comme le montre la figure 1, les services publics du monde entier expérimentent plusieurs options de tarification.

Par exemple, depuis 2014, l'Espagne propose la tarification en temps réel comme tarif par défaut réglementé pour les clients résidentiels, avec environ 40 % des clients actuellement inscrits<sup>4</sup>.

En Italie, les THC sont obligatoires depuis 2010 pour tous les clients résidentiels à basse tension<sup>5</sup>. Une phase de transition d'un an et demi a permis de limiter la variation entre les prix aux heures de pointe et aux heures creuses, avant de passer à une différence de prix plus importante lors de l'application du tarif final.

Au Royaume-Uni, Green Energy UK propose un tarif variable suivant l'heure de consommation (THC), tandis qu'en 2018, Octopus Energy a testé le premier THC à la demi-heure et a constaté que grâce à cette tarification, 28 % des clients décalaient leur consommation en dehors des heures de pointe<sup>6</sup>.

Les sections suivantes présentent des études de cas d'autres utilisations du THC.

### A) AUSTRALIE

SA Power Networks (SAPN), qui dessert environ 1,7 million de clients du sud de l'Australie, a récemment proposé d'offrir des THC par défaut pour les clients résidentiels avec des compteurs à intervalles à partir de juillet 2020<sup>7</sup>. Environ 20 % des clients résidentiels et des petites entreprises disposent actuellement de compteurs à intervalles, et ce chiffre devrait passer à 50 % d'ici 2025.

Les tarifs proposés comprendront une composante « éponge solaire » avec une période super creuse de 10 h à 15 h lorsque les exportations solaires sont élevées, une période creuse de 1 h à 6 h et une période de pointe comprenant toutes les autres heures. Pendant la période super creuse de 10 h à 15 h, le tarif « éponge solaire » est fixé à 25 % du tarif standard offert aux clients sans compteur à intervalles, alors que les tarifs sont fixés à 50 % du tarif standard pendant la période creuse et à 125 % pendant toutes les autres heures. Cette mesure est conçue pour répondre à un changement du profil quotidien des résidences provoqué par une augmentation de l'adoption de l'énergie solaire photovoltaïque, qui a entraîné un schéma de pointes et de creux en termes de charge et un déplacement de la demande de pointe, puisque plus de 30 % des clients ont maintenant une installation à l'énergie solaire sur leur toit.

L'Australian Energy Regulatory a approuvé ces propositions de structures tarifaires dans un projet de décision qui devrait entrer en vigueur en juillet 2020, mais la décision finale était attendue en avril 2020.

Par ailleurs, la SAPN propose également d'offrir un tarif « Prosumer » optionnel en trois parties pour les clients équipés de compteurs à intervalles<sup>8</sup>. La demande de charge mensuelle est estimée sur la base de la demande moyenne sur une période de quatre heures, de 17 à 21 heures, pour les mois de novembre à mars, tandis que les taux d'utilisation des THC dans le cadre du tarif Prosumer seront réduits de moitié par rapport à ceux du TVT par défaut. Cette structure tarifaire répond aux besoins des clients qui souhaitent décharger les systèmes de stockage d'énergie pendant les périodes de pointe. L'analyse de la SAPN révèle que l'écart type des résultats pour

---

<sup>4</sup> « Voluntary price for the smaller consumer (PVPC) » (2014), en ligne : *RED Eléctrica De España* : <[www.rec.es/en/activities/operation-of-the-electricity-system/voluntary-price-small-consumer-pvpc](http://www.rec.es/en/activities/operation-of-the-electricity-system/voluntary-price-small-consumer-pvpc)>.

<sup>5</sup> Maggiore et al, « Evaluation of the effects of a tariff change on the Italian residential customers subject to a mandatory time-of-use tariff » (2013), en ligne (pdf) : *European council for an energy efficient economy* <[www.eceee.org/library/conference\\_proceedings/eceee\\_Summer\\_Studies/2013/7-monitoring-and-evaluation/evaluation-of-the-effects-of-a-tariff-change-on-the-italian-residential-customers-subject-to-a-mandatory-time-of-use-tariff/2013/7-014-13\\_Maggiore.pdf](http://www.eceee.org/library/conference_proceedings/eceee_Summer_Studies/2013/7-monitoring-and-evaluation/evaluation-of-the-effects-of-a-tariff-change-on-the-italian-residential-customers-subject-to-a-mandatory-time-of-use-tariff/2013/7-014-13_Maggiore.pdf)>.

<sup>6</sup> « Agile Octopus A consumer-led shift to a low carbon future » (2018), en ligne (pdf) : *Octopus Energy* <[octopus.energy/static/consumer/documents/agile-report.pdf](http://octopus.energy/static/consumer/documents/agile-report.pdf)>; Green Energy UK, communiqué de presse, « A new and better way to control home energy bills » (5 janvier 2017), en ligne : <[www.greenenergyuk.com/PressRelease.aspx?PRESS\\_RELEASE\\_ID=76](http://www.greenenergyuk.com/PressRelease.aspx?PRESS_RELEASE_ID=76)>.

<sup>7</sup> SAPN, « Attachment 17 Tariff Structure Statement Part B – Explanatory Statement » (10 décembre 2019) en ligne (pdf) : *Australia Energy Regulator* <[www.aer.gov.au/system/files/SAPN%20-%20Revised%20Proposal%20-%20Attachment%2017%20-%20Tariff%20Structure%20Statement%20Part%20B%20-%20Explanatory%20Statement%20-%20December%202019\\_0.pdf](http://www.aer.gov.au/system/files/SAPN%20-%20Revised%20Proposal%20-%20Attachment%2017%20-%20Tariff%20Structure%20Statement%20Part%20B%20-%20Explanatory%20Statement%20-%20December%202019_0.pdf)>.

<sup>8</sup> *Ibid*; Veuillez noter que l'Australian Energy Regulatory a approuvé ces propositions de structures tarifaires dans un projet de décision devant entrer en vigueur en juillet 2020, mais la décision finale n'a pas encore été prise.

les clients (c'est-à-dire l'impact sur la facture) est nettement plus important dans le cadre du tarif Prosumer que dans celui des THC.

## **B) CANADA**

### **1. Colombie-Britannique**

BC Hydro, qui dessert environ 95 % des 4,63 millions d'habitants de la Colombie-Britannique, a mené un projet pilote de 2006 à 2008 pour tester les THC et d'autres types de tarifs (CPP) auprès d'environ 2 000 clients ayant choisi de participer<sup>9</sup>. Actuellement, la charge énergétique résidentielle de BC Hydro comprend une « inclining block structure », mais à l'époque, il s'agissait simplement d'un tarif forfaitaire.

Pour obtenir des résultats non biaisés, BC Hydro a réparti au hasard les participants soit dans un groupe de contrôle, soit dans un groupe soumis à cinq types de THC différents. Le groupe de contrôle a été facturé au tarif résidentiel normal, tout comme l'autre groupe pendant les mois d'été. En hiver, les THC présentaient un rapport entre les prix d'heure de pointe et les prix d'heure creuse de 3 à 6, tandis que les CPP et les THC montraient un ratio de 7,9 pour les CPP et de 3 pour les THC. À l'époque, le personnel de BC Hydro a constaté qu'au cours du premier hiver du projet pilote, les tarifs de pointe du groupe soumis à différents tarifs étaient inférieurs de 9,6 % aux tarifs de pointe du groupe de contrôle, et que la disponibilité d'un écran d'affichage à domicile n'avait pas d'effet perceptible.

Cependant, une analyse de régression plus récente basée sur le deuxième hiver de fonctionnement du projet pilote a montré que l'écran d'affichage double les réductions de la consommation d'énergie, les faisant passer de 2,2 % à 4,4 % par rapport aux foyers sans écran, et les réductions des pointes critiques de 4,8 % à 5,3 %.

### **2. Ontario**

La Commission de l'énergie de l'Ontario a rendu obligatoire l'installation de compteurs

intelligents pour tous les clients afin de promouvoir une culture d'économie d'énergie. L'installation de 4,7 millions de compteurs intelligents, d'une valeur de 2 milliards de dollars canadiens, a été achevée en 2014<sup>10</sup>.

En plus des compteurs intelligents, l'Ontario a introduit en 2011-2012 des THC par défaut pour les clients résidentiels et les petites entreprises. Environ 90 % des 4 millions de clients résidentiels de l'Ontario ont acheté leur énergie par le biais d'une option d'approvisionnement réglementée, qui comporte un THC de trois périodes. Les THC ne s'appliquent qu'à la partie énergie de la facture du client, et les prix en heures creuses, intermédiaires et de pointe sont fixés par saison.

Un petit nombre de clients ne disposant pas de compteurs intelligents sont soumis à des tarifs échelonnés avec des niveaux et des prix qui varient selon les saisons, tandis que les grands clients commerciaux et industriels paient des prix de gros.

Une analyse de Brattle sur les THC depuis leur création en 2009 jusqu'en 2014 a révélé que pour l'ensemble de la province, le recours au THC a permis de réduire la consommation pendant la pointe estivale de 3,3 % avant 2012, de 2,3 % en 2012, de 2,0 % en 2013 et de 1,2 % en 2014<sup>11</sup>. Les impacts du déplacement de charge étaient plus faibles en hiver, ce qui, comme pour l'été, a diminué au cours des années successives de l'étude. Aucun signe d'économie d'électricité n'a été observé.

Avec l'arrivée de la pandémie, le premier ministre a décidé de suspendre le plan de tarification des THC pendant 45 jours. Cette mesure a été prise pour alléger le fardeau des clients qui étaient confrontés à des difficultés sans précédent.

La pandémie a forcé les gens à rester chez eux, créant des difficultés économiques pour de nombreuses familles. De nombreux salariés ont perdu leur emploi ou craignent encore de le perdre.

---

<sup>9</sup> Chi-Keung Woo et al, « Winter Residential Optional Dynamic Pricing : British Columbia, Canada » (2017) 38:5 The Energy J 115.

<sup>10</sup> « Electricity Rates », en ligne : OEB <[www.oeb.ca/rates-and-your-bill/electricity-rates](http://www.oeb.ca/rates-and-your-bill/electricity-rates)>.

<sup>11</sup> Neil Lessem et al, « The Impact of Time-of-Use Rates in Ontario » *Public Utilities Fortnightly* (février 2017), en ligne : <[www.fortnightly.com/fortnightly/2017/02/impact-time-use-rates-ontario](http://www.fortnightly.com/fortnightly/2017/02/impact-time-use-rates-ontario)> (Les sociétés locales de distribution (SLD) ont progressivement adopté les THC à partir de 2009, et optaient toutes pour les THC en 2017. Le rapport entre les tarifs aux heures de pointe et aux heures creuses pour l'ensemble des SLD tout au long de la période analysée était d'environ 1,5).

Le premier ministre a émis un décret d'urgence en vertu duquel les clients résidentiels et les petites entreprises qui appliquent la tarification en fonction de l'heure de consommation (THC) **paieront 10,1 ¢/kWh, quelle que soit l'heure de la journée où l'électricité est consommée.** Cela signifie que les clients paieront en heure de pointe le même tarif qu'en heures creuses, qui vont de 19 heures à 7 heures du matin, tant que l'ordonnance d'urgence reste en vigueur.

Bien que leur intention soit admirable, la suspension du THC constitue un énorme pas en arrière et, à long terme, elle ne servira qu'à augmenter la facture des clients. Il existe de meilleures options pour aider les clients confrontés à des difficultés économiques. Les rabais aideront les clients à payer les services d'électricité essentiels tout en les incitant à reporter leur consommation d'électricité pendant les heures creuses, qui leur coûtent moins cher. En outre, les rabais peuvent potentiellement cibler les clients qui en ont le plus besoin, alors que la modification du taux des THC profite de manière disproportionnée aux gros consommateurs d'énergie, quels que soient leurs revenus ou leurs besoins.

Le gouvernement peut rappeler aux clients qui estiment que les THC constituent une contrainte indésirable que cette forme de tarification n'est pas obligatoire. Ils peuvent y renoncer et choisir un autre régime.

Il est utile de rappeler que la tarification THC a été déployée en Ontario en 2009 pour réduire les factures d'électricité des clients en les encourageant à réduire leur consommation d'électricité pendant les heures de pointe où il est plus coûteux de produire l'électricité. Certains clients de l'Ontario n'ont pas pu bénéficier du THC. Cette tarification n'était pas obligatoire, car les clients avaient la possibilité de se retirer et de choisir un tarif fixe proposé par un fournisseur concurrent.

En Ontario, quelque 90 % des clients résidentiels et des petites entreprises continuent de bénéficier du plan de THC pour leur électricité. Une équipe de consultants de The Brattle Group a analysé les données de trois années d'un échantillon représentatif de clients en Ontario pour l'Office de l'électricité de l'Ontario (qui fait maintenant partie de la SIERE). Notre

analyse a montré de manière concluante que le plan tarifaire des THC réduit la consommation aux heures de pointe et la déplace vers les heures creuses. Ce faisant, il réduit le coût de l'électricité pour tous les Ontariens et minimise également les subventions involontaires entre les clients. Ceux qui consomment plus d'électricité alors qu'il est plus coûteux de la produire paient leur juste part des coûts de l'électricité. Ils ne sont pas subventionnés par ceux qui consomment moins d'électricité pendant les heures de pointe.

Le premier ministre Ford souhaite s'attaquer aux difficultés économiques des Ontariens, la modification du prix de l'électricité n'est certes pas la meilleure façon de le faire. Le plan de THC de l'Ontario a été admiré dans le monde entier. Il a fait de l'Ontario un leader dans la tarification de l'électricité. Aux États-Unis, la Californie, le Colorado, le Michigan et le Missouri envisagent sérieusement d'offrir une tarification THC comme option par défaut pour gérer les coûts énergétiques et ouvrir la voie à un avenir énergétique propre. Il est probable que d'autres États suivront cet exemple.

L'abandon du plan de tarification des THC signifie l'annulation de la transmission de signaux de prix de l'électricité efficaces et équitables. Cela constituerait un énorme retour en arrière et, en fin de compte, cela nuirait aux consommateurs en faisant grimper leurs factures d'électricité. Pour résoudre le problème de l'accessibilité financière pendant la pandémie, le gouvernement de l'Ontario devrait plutôt offrir des subventions directes à ceux qui peinent le plus à payer leurs factures d'électricité. Pour ce faire, il pourrait leur accorder un rabais sur leurs factures mensuelles et laisser le plan tarifaire intact.

### 3. Québec

De décembre 2008 à mars 2010, Hydro-Québec (HQ) a mené son « Projet tarifaire à heure juste » auprès de 2 200 ménages dans quatre villes<sup>12</sup>. Environ 88 % des participants ont conservé les taux expérimentaux jusqu'à la fin du projet pilote, qui a testé deux modèles de taux, Réso (THC) et Réso+ (THC/CPP), résumés ci-dessous.

---

<sup>12</sup> Hydro-Québec, « Rapport final du Project Tarifaire Heure Juste » (2 septembre 2010), en ligne (pdf) : *Régie de l'énergie Québec* <[www.regie-energie.qc.ca/audiences/3740-10/Demande3740-10/B-1\\_HQD-12Doc6\\_3740\\_02aout10.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3740-10/Demande3740-10/B-1_HQD-12Doc6_3740_02aout10.pdf)>.

Figure 3 : Tarifs expérimentaux Hydro-Québec « Heure juste »<sup>13</sup>

|                                            | Réso   |       |        |       | Réso+  |       |        |       |
|--------------------------------------------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|
|                                            | Hiver  |       | Été    |       | Hiver  |       | Été    |       |
| (Cents par kWh)                            | Pointe | Creux | Pointe | Creux | Pointe | Creux | Pointe | Creux |
| Premier 15 kWh par jour                    | 6,57   | 4,34  | 6,15   | 4,65  | 6,15   | 3,60  | 6,15   | 4,65  |
| kWh additionnel                            | 8,63   | 6,40  | 8,19   | 6,69  | 8,19   | 5,63  | 8,19   | 6,69  |
| Usage durant la période de pointe critique | -      | -     | -      | -     | 18,19  | -     | -      | -     |

Dans le cadre de Réso, les réductions de consommation aux heures de pointe n'étaient pas statistiquement significatives. Dans le cadre de Réso+, 28 jours critiques ont été analysés, avec une réduction moyenne statistiquement significative d'environ 6 % (0,27 kWh) aux heures de pointe critiques au cours des deux hivers.

En avril 2019, Hydro-Québec a commencé à offrir progressivement des tarifs résidentiels RHP et CPP de manière optionnelle à un nombre limité de clients<sup>14</sup>. Des clients sélectionnés au hasard ont été invités à s'inscrire à l'un des deux tarifs dynamiques, les inscriptions atteignant la limite maximale pour l'hiver 2019–2020.

Le premier tarif, *l'option de crédit hivernal*, offre un crédit de 50 cents pour chaque kWh non consommé lors des événements de pointe par rapport à la consommation habituelle. La redevance fixe et la redevance variable à deux niveaux pour toutes les autres heures sont les mêmes que celles du tarif résidentiel par défaut, qui est de 4,28 cents/kWh pour l'énergie consommée jusqu'à 40 kWh par jour, et de 7,36 cents/kWh pour toute consommation excédentaire<sup>15</sup>.

La deuxième option, le *tarif Flex D*, prévoit un tarif plus élevé de 50 cents/kWh pour l'énergie

consommée pendant les événements de pointe en hiver. En été, le prix de l'électricité est moins élevé que celui du tarif de base. D'intéressantes économies peuvent être réalisées. En hiver, la tarification dynamique comprend des économies de 22 à 30 % selon le cas. Il peut y avoir au plus 25 à 33 événements par hiver, pour un maximum de 100 heures au total.

C) NOUVELLE-ZÉLANDE

1. Vector Limited

Vector Limited, la société de distribution qui dessert Auckland, la ville la plus peuplée de Nouvelle-Zélande, a mené un programme pilote de RHP conjointement avec un détaillant, Mercury, de juin à août 2019 auprès de 630 clients.

À l'époque, Vector desservait la plupart des clients résidentiels avec un tarif en deux parties et un tarif fixe par volume. Le rabais aux heures de pointe était appliqué uniquement au tarif de distribution, avec un rapport entre les heures de pointe et les heures creuses de 5,4:1. Il y a eu 7 jours d'événement avec une période de pointe le matin (7 h à 11 h) et une période de pointe le soir (17 h à 21 h). Les journées d'événement ont été décidées par le personnel de Vector lorsque la température de pointe minimale se situait en dessous de 9 degrés.

<sup>13</sup> Notez que l'hiver s'étend de décembre à mars, et l'été d'avril à novembre. Les heures de pointe sont de 6 h à 22 h sous Réso, et de 7 h à 11 h et de 17 h à 21 h sous Réso+. Le forfait par défaut de 40,46 cents/jour a été appliqué dans le cadre des deux tarifs expérimentaux.

<sup>14</sup> « Tarification dynamique », en ligne : *Hydro Québec* <[www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs/tarification-dynamique.html](http://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs/tarification-dynamique.html)>.

<sup>15</sup> « Electricity Rates effective April 1, 2019 » (2019), en ligne (pdf) : *Hydro Québec* <[www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/electricity-rates.pdf](http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/electricity-rates.pdf)>.

En avril 2020, Vector prévoit de restructurer sa tarification forfaitaire de distribution sous forme de THC pour les clients résidentiels et le grand public<sup>16</sup>. Les THC ont une période de pointe de 7 h à 11 h et de 17 h à 21 h en semaine, et un rapport heures de pointe/heures creuses d'environ 2,5:1 pour les clients à faible consommation et 5:1 pour les clients standard<sup>17</sup>. Il appartiendra aux détaillants de décider s'il refilient ces THC directement aux clients ou s'ils choisissent un autre mode de tarification.

D) COMPARAISON AVEC LES ÉTATS-UNIS

Selon les données de 2018, 322 services publics américains offrent au moins une forme de tarif variable dans le temps (TVT) aux clients résidentiels<sup>18</sup>. Au total, 5,5 millions de clients (soit 4 % de tous les clients résidentiels) sont

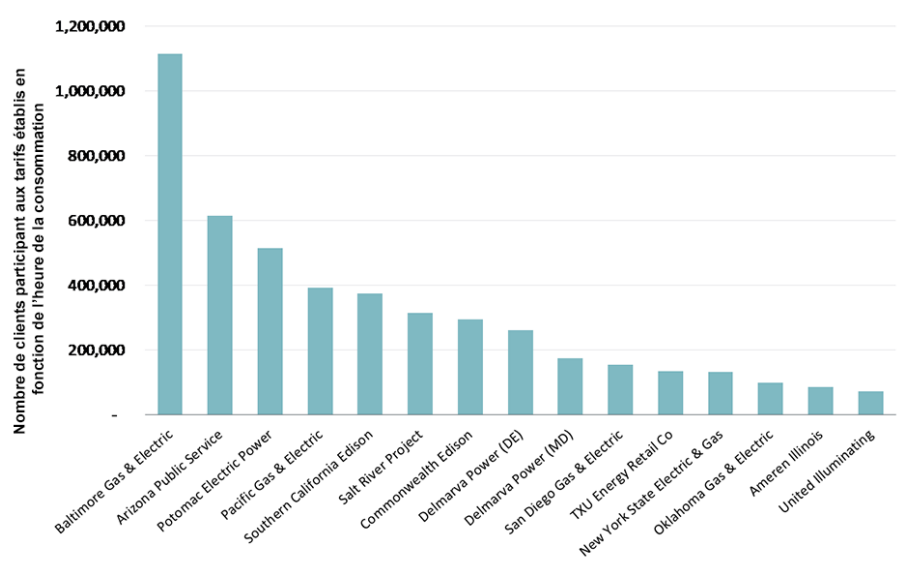
inscrits à l'un de ces TVT. Les 15 services publics suivants représentent 86 % de tous les clients inscrits à un TVT.

Voici les points saillants de plusieurs des principaux services publics.

1. Arizona

Le service public de l'Arizona (APS) est en tête de tous les services publics américains avec le plus grand nombre de clients inscrits à un THC optionnel — soit plus de 600 000 clients, ou environ 56 % de ses 1,1 million de clients résidentiels. L'APS propose cinq barèmes de tarifs résidentiels, dont trois sont des THC et deux des tarifs non fixés en fonction de l'heure de consommation. Ces derniers tarifs sont réservés aux clients ayant une consommation moyenne inférieure à 1 000 kWh<sup>19</sup>.

Figure 4 : Les plus grands déploiements américains de TVT



<sup>16</sup> « Electricity prices effective from 1 April 2020 », en ligne : Vector <[www.vector.co.nz/personal/electricity/pricing/electricity-prices-2020](http://www.vector.co.nz/personal/electricity/pricing/electricity-prices-2020)>.

<sup>17</sup> Le tarif pour « petits consommateurs » représente une option de frais fixes peu élevés pour aider les clients à faible consommation.

<sup>18</sup> Parmi ceux-ci, 303 proposent une tarification en fonction de l'heure de consommation (THC), 29 proposent une tarification en période de pointe critique (TPC), 14 proposent un rabais en période de pointe (RHP), 9 proposent une tarification variable en période de pointe (TVT) et 6 proposent une tarification en temps réel (TTR).

<sup>19</sup> « Rates, Schedules and Adjustors », en ligne : aps <[www.aps.com/en/Utility/Regulatory-and-Legal/Rates-Schedules-and-Adjustors](http://www.aps.com/en/Utility/Regulatory-and-Legal/Rates-Schedules-and-Adjustors)>.

Parmi les THC, Saver Choice (« R-THC-E ») comprend les frais d'énergie saisonniers en heures de pointe et en heures creuses, avec un rapport légèrement supérieur à 2:1 et une période de pointe de 15 h à 20 h du lundi au vendredi. Il existe également un super tarif d'énergie hors pointe uniquement en hiver. Les deux autres tarifs, Saver Choice Plus (« R-2 ») et Saver Choice Max (« R-3 »), ont un rapport heures de pointe/heures creuses plus faible et ne comportent pas de super tarif pour les heures creuses, mais ils comprennent une tarification suivant la demande.

Salt River Project, la deuxième plus grande société de services publics de l'Arizona, propose également trois options de THC, avec la participation d'environ 315 000 clients, soit 33 % de sa clientèle résidentielle, qui avoisine un million de foyers<sup>20</sup>.

Une option, le plan tarifaire horaire SRP (« E-26 »), définit les heures de pointe des jours de semaine comme étant de 14 h à 20 h en été et de 5 h à 9 h ainsi que de 17 h à 21 h en hiver, avec un rapport heures de pointe/heures creuses de 1,4:1 en hiver et de 2,9:1 en été. Le plan tarifaire de SRP pour le service résidentiel en heures de pointe offre deux autres options, E-21 et E-22, qui facturent toutes deux des coûts plus élevés sur une période de trois heures de pointe en semaine. Le plan E-21 définit une période de pointe de 15 h à 18 h en semaine, tandis que la période de pointe du plan E-22 couvre les jours de semaine, de 16 h à 18 h. Les deux options ont un rapport heures de pointe/heures creuses de 3,5:1 en été, 4:1 en période de pointe estivale et 1,4:1 en hiver. Dans le cadre du plan tarifaire EZ-3, les clients bénéficient d'une protection de leur facture pendant 90 jours. Si leurs trois premières factures sont plus élevées qu'elles ne l'auraient été dans le cadre du tarif de base par défaut, la différence leur est créditée et ils repassent au tarif de base.

## 2. Californie

Pacific Gas & Electric (PG&E) comptent actuellement environ 400 000 clients à un tarif variable en fonction de l'heure de consommation (THC)<sup>21</sup>. Actuellement, les clients résidentiels peuvent opter pour une option E-THC-B avec des heures de pointe allant de 16 h à 21 h en semaine, plafonnées à 225 000 clients, tandis que les propriétaires de véhicules électriques peuvent s'inscrire à la grille tarifaire EV-B, un service d'heure d'utilisation résidentielle qui nécessite l'installation d'un compteur séparé. L'EV-B facture les coûts les plus bas en période hors pointe (23 h à 7 h) et les plus élevés en période de pointe (14 h à 21 h) et en période de pointe partielle (7 h à 14 h et 21 h à 23 h)<sup>22</sup>.

Les deux autres sociétés de services publics de Californie détenues par des investisseurs, Southern California Edison (SCE) et San Diego Gas & Electric (SDG&E), comptent respectivement environ 370 000 et 155 000 clients sur des THC optionnels. Près de 99 % des clients qui ont participé aux projets pilotes de SCE ou de SDG&E ont choisi de continuer avec le régime de THC.

Les trois compagnies californiennes de services publics appartenant à des investisseurs prévoient de mettre en place des tarifs par défaut THC. SDG&E commencera son déploiement en mars 2020, en proposant deux plans de THC avec une période de pointe de 16 h à 21 h et un ratio tarifaire période de pointe/hors pointe de 2,1:1, ainsi qu'une période hors pointe supplémentaire de 12 h à 6 h du matin. La PG&E et la SCE commenceront la transition des clients en octobre 2020.

La California Public Utilities Commission a exigé deux garanties pour les clients dans le cadre de ce déploiement. Les clients recevront une estimation de la comparaison entre leur facture au THC et ce qu'aurait été leur facture à leur ancien tarif, afin qu'ils puissent voir s'ils ont économisé de l'argent. Une garantie sur

---

<sup>20</sup> « SRP Time-of-Use Price Plan », en ligne : [SRP <www.srpnet.com/prices/home/tou.aspx>](http://www.srpnet.com/prices/home/tou.aspx); « SRP EZ-3 Price Plan », en ligne : [SRP <www.srpnet.com/prices/home/ez3.aspx>](http://www.srpnet.com/prices/home/ez3.aspx).

<sup>21</sup> « Tariffs », en ligne : [PG&E <www.pge.com/tariffs/index.page>](http://www.pge.com/tariffs/index.page).

<sup>22</sup> Certains clients bénéficient d'une option EV-A qui combine les coûts d'électricité du véhicule et ceux de la résidence du client, mais ce tarif est désormais fermé aux nouvelles inscriptions.

le montant de la facture de 12 mois est aussi exigée, de sorte que les clients dont la facture de la première année au nouveau THC est plus élevée qu'elle ne l'aurait été à leur ancien tarif verront leur compte crédité de la différence<sup>23</sup>.

Le Sacramento Municipal Utility District (SMUD), l'une des plus grandes municipalités américaines, a déjà fait passer ses 600 000 clients aux THC par défaut. Le THC est soumis à une période de pointe de 17 h à 20 h tout au long de l'année<sup>24</sup>. Les taux sont à leur plus haut niveau pendant les mois d'été. Ils se composent d'un tarif de pointe de 0,2941 \$/kWh, d'un tarif hors pointe de 0,1209 \$ et d'un tarif supplémentaire de pointe (de midi à 17 h et de 20 h à minuit) de 0,1671 \$/kWh. Les clients qui ne disposent pas d'une installation solaire sur leur toit peuvent choisir de ne pas participer et d'opter pour le tarif fixe, qui applique trois tarifs volumétriques forfaitaires différents en fonction de trois périodes de l'année. La SMUD estime que le taux fixe est environ 4 % plus élevé que le THC.

Avant de déposer sa demande de THC, la SMUD a mené avec succès un programme pilote en 2012 et 2013 pour tester les THC, les CPP et une combinaison THC-CPP. Le projet pilote a permis de constater un important transfert de charge, une préférence des clients pour le THC par rapport au CPP, et des réductions moyennes d'environ 50 % plus élevées avec l'option de participation qu'avec l'option de non-participation (qui avait un taux de rétention de 90 %) <sup>25</sup>.

### 3. Michigan

Au cours de l'été 2019, Consumers Energy a mis en place un THC « tarif de pointe estivale » pour environ 3 % de ses 1,6 million de clients, en sélectionnant des communautés

représentatives de son territoire de service. Pendant les mois de juin à septembre, le tarif de pointe estival applique un tarif pour les heures de pointe en semaine pendant la fenêtre de 14 h à 19 h, un tarif qui est environ 1,5 fois plus élevé que le tarif pour les heures creuses. Le tarif hors pointe est le tarif normal d'octobre à mai. Le 1<sup>er</sup> juin 2020, tous les clients résidentiels seront inscrits par défaut au plan de THC.

Ce déploiement s'inscrit dans le cadre du « Plan pour l'énergie propre », qui s'engage à produire 90 % d'énergie propre d'ici 2040. Dans le cadre de la mise en place par défaut des THC, Consumers Energy déploiera en mars 2020 un outil d'analyse de l'impact sur la facture, afin que les clients puissent voir la différence découlant du nouveau mode tarifaire<sup>26</sup>.

### 4. Maryland

Baltimore Gas & Electric (BGE), Potomac Electric Power Co (Pepco) et Delmarva Power proposent des programmes de rabais sur l'énergie sauvée pendant les heures de pointe avec *option de refus* qui récompensent les clients par des crédits de 1,25 \$/kWh sur leur facture pour avoir réduit leur consommation d'énergie pendant quelques périodes de pointe en été<sup>27</sup>.

Les clients reçoivent une alerte, généralement *la veille de l'événement de pointe visé par la réduction*, et peuvent choisir de participer ou non à un événement particulier en réduisant leur consommation. L'énergie et les réductions de la demande de pointe sont directement proposées sur le marché de gros PJM.

Les trois compagnies d'électricité proposent le programme avec option de refus, ce qui a permis d'inscrire presque tous les clients équipés de compteurs intelligents.

<sup>23</sup> Herman K Trabish, « California utilities prep nation's biggest time-of-use rate rollout », *Utility Dive* (6 décembre 2018), en ligne : <[www.utilitydive.com/news/california-utilities-prep-nations-biggest-time-of-use-rate-roll-out/543402](http://www.utilitydive.com/news/california-utilities-prep-nations-biggest-time-of-use-rate-roll-out/543402)>.

<sup>24</sup> « Time-of-Day (5–8 pm) Rate », en ligne : SMUD <[www.smud.org/en/Rate-Information/Time-of-Day-rates/Time-of-Day-5-8pm-Rates](http://www.smud.org/en/Rate-Information/Time-of-Day-rates/Time-of-Day-5-8pm-Rates)>.

<sup>25</sup> Jennifer M. Potter, Stephen S. George et Lupe R. Jimenez, « Smart Pricing Options Final Evaluation » (5 septembre 2014), en ligne (pdf) : SMUD <[www.smud.org/-/media/Documents/Corporate/About-Us/Energy-Research-and-Development/research-SmartPricing-options-final-evaluation.ashx](http://www.smud.org/-/media/Documents/Corporate/About-Us/Energy-Research-and-Development/research-SmartPricing-options-final-evaluation.ashx)>.

<sup>26</sup> « Summer Peak Rate », en ligne : Consumers Energy <[www.consumersenergy.com/residential/rates/electric-rates-and-programs/summer-time-of-use-rate](http://www.consumersenergy.com/residential/rates/electric-rates-and-programs/summer-time-of-use-rate)>.

<sup>27</sup> « Energy Savings Days », en ligne : BGE <[www.bge.com/WaysToSave/ForYourHome/Pages/EnergySavingsDays.aspx](http://www.bge.com/WaysToSave/ForYourHome/Pages/EnergySavingsDays.aspx)>; « Peak Energy Savings Credit », en ligne : Delmarva <[www.delmarva.com/WaysToSave/ForYourHome/Pages/DE/PeakEnergySavingsCredit.aspx](http://www.delmarva.com/WaysToSave/ForYourHome/Pages/DE/PeakEnergySavingsCredit.aspx)>; « Peak Energy Savings Credit », en ligne : pepco <[www.pepco.com/WaysToSave/ForYourHome/Pages/MD/AboutPeakEnergySavingsCredit.aspx](http://www.pepco.com/WaysToSave/ForYourHome/Pages/MD/AboutPeakEnergySavingsCredit.aspx)>.

Selon le formulaire 861 de l'EIA, 1,1 million (96 %) de clients de BGE, 516 000 (98 %) de clients de Pepco et 175 000 (98 %) de clients de Delmarva sont inscrits. En 2018, la BGE a fait état d'un taux de participation de 76 % parmi ses 1,1 million de clients admissibles, avec un crédit de facture moyen de 6,30 \$. Le programme Energy Savings Days de la BGE est actuellement le plus grand déploiement de la tarification dynamique par un service public américain.

## 5. Illinois

Commonwealth Edison (ComEd) a installé des compteurs intelligents chez ses 4 millions de clients entre 2013 et 2019. Tous les clients équipés de compteurs intelligents sont admissibles au programme d'économies d'heures de pointe, qui est offert de manière optionnelle<sup>28</sup>. Au cours de l'été 2018, environ 275 000 clients étaient inscrits, soit un peu moins de 7 % de la clientèle. Les clients gagnent un crédit de 1 \$ pour chaque kWh économisé par rapport à leur consommation prévue. Cette consommation est calculée en fonction de l'historique d'utilisation et est normalisée en fonction des conditions météorologiques. ComEd estime que la plupart des clients recevront un crédit de 1 à 12 dollars pour chaque événement de pointe. Les clients sont avertis *le jour de l'événement*, dès 9 h et jusqu'à 30 minutes avant l'événement. Historiquement, ComEd a annoncé entre 3 et 5 événements de pointe chaque été, chacun des événements ayant une durée de quelques heures entre 11 h et 19 h. Les clients ne peuvent pas participer simultanément au programme Central AC Cycling de ComEd<sup>29</sup>.

ComEd propose également à ses clients résidentiels un programme de tarification selon l'heure. Dans le cadre de ce programme, les prix varient toutes les heures en fonction des prix de

gros. Les clients peuvent accéder à des outils de gestion de l'énergie en ligne et consulter leur consommation horaire de la veille. En 2018, les 30 251 participants au programme de tarification selon l'heure ont réalisé une économie moyenne de 10 % (environ 75 \$) par rapport au tarif de base standard de ComEd<sup>30</sup>. Une analyse réalisée par le Citizens Utility Board et EDF a révélé que 97 % des clients de ComEd ont vu leurs factures diminuer grâce à la nouvelle tarification sans changer leurs comportements. Le client moyen a économisé 86,63 \$ (13,2 %) par année<sup>31</sup>.

Ameren Illinois, qui dessert la partie sud de l'État, propose un programme de tarification Power Smart. En 2018, 79 % des 13 339 participants au programme Power Smart ont réalisé des économies par rapport à ce qu'ils auraient payé avec le tarif de base standard d'Ameren Illinois. Les clients ont économisé en moyenne 8 % (58 \$). Les deux programmes sont régis par la Public Utilities Act de l'Illinois et supervisés par l'Illinois Commerce Commission<sup>32</sup>.

## 6. Oklahoma

Il y a quelques années, Oklahoma Gas & Electric (OG&E) a mis en place un tarif dynamique couplé à un thermostat intelligent pour ses clients résidentiels. Le programme, appelé « Smart Hours », prévoit une tarification variable en période de pointe, ou quatre niveaux de tarification en période de pointe selon le type de demande de la journée (faible, standard, élevée, critique). Il existe des heures de pointe fixes en été et en hiver<sup>33</sup>. Les prix pendant les heures de pointe varient en fonction des conditions du système et sont communiqués au client avant 17 h la veille. Les périodes critiques peuvent être communiquées avec un préavis de deux heures seulement. Une année type compte 10 jours de prix bas, 30 jours de

<sup>28</sup> « Peak Time Savings », en ligne : *ComEd* <[www.comed.com/WaysToSave/ForYourHome/Pages/PeakTimeSavings.aspx](http://www.comed.com/WaysToSave/ForYourHome/Pages/PeakTimeSavings.aspx)>.

<sup>29</sup> Eric Bell, Shannon Hees et Chris Ramee, « Commonwealth Edison Company's Peak Savings Program Annual Report » (août 2019), en ligne (pdf) : *ICC* <[www.icc.illinois.gov/docket/P2012-0484/documents/290476/files/506639.pdf](http://www.icc.illinois.gov/docket/P2012-0484/documents/290476/files/506639.pdf)>.

<sup>30</sup> Elevate Energy, « ComEd's Hourly Pricing Program 2018 Annual Report », en ligne : *ICC* <[www.icc.illinois.gov/docket/P2015-0602/documents/293022](http://www.icc.illinois.gov/docket/P2015-0602/documents/293022)>.

<sup>31</sup> Jeff Zethmayr et David Kolata, « The Costs and Benefits of Real-Time Pricing » (14 novembre 2017), en ligne (pdf) : *The Citizens Utility Board* <[citizensutilityboard.org/wp-content/uploads/2017/11/20171114\\_FinalRealTimePricingWhitepaper.pdf](http://citizensutilityboard.org/wp-content/uploads/2017/11/20171114_FinalRealTimePricingWhitepaper.pdf)>.

<sup>32</sup> Elevate Energy, « Ameren Illinois Power Smart Pricing 2018 Annual Report » (24 avril 2019), en ligne (pdf) : *ICC* <[www.icc.illinois.gov/docket/P2011-0547/documents/285537/files/497943.pdf](http://www.icc.illinois.gov/docket/P2011-0547/documents/285537/files/497943.pdf)>.

<sup>33</sup> « SmartHours FAQs », en ligne : *OGE* <[www.oge.com/wps/portal/oge/save-energy/smarthours/faq](http://www.oge.com/wps/portal/oge/save-energy/smarthours/faq)>.

prix normaux, 36 jours de prix élevés et 10 jours de prix critiques.

Le programme est également proposé aux petits clients dont la demande annuelle est inférieure à 10 kW ou inférieure à 400 kW avec un facteur de charge inférieur à 25 %. Quelque 130 000 clients sur 650 000 (20 %) sont aujourd'hui dans ce groupe; ils contrôlent le réglage de leur thermostat, et non celui de leur consommation d'énergie. Les évaluations d'impact réalisées par OG&E montrent que les clients qui participent au programme « Smart Hours » réduisent leur charge de pointe moyenne d'environ 40 %. Les économies réalisées sur la facture moyenne s'élèvent à environ 20 % de la facture du client.

## 7. New York

Consolidated Edison (Con Edison), qui dessert 3,4 millions de clients dans les cinq arrondissements de la ville de New York et dans le comté de Westchester, applique un tarif résidentiel standard composé d'un tarif fixe et d'un tarif variable. Pour les mois de juin à septembre, le tarif variable est un tarif à deux niveaux, tandis que pour tous les autres mois, il s'agit d'un tarif volumétrique fixe<sup>34</sup>.

Con Edison propose également un THC optionnel avec une période de pointe de 8 h à minuit. Le THC reflète un ratio heure de pointe/heure creuse de 14,2:1 de juin à septembre et un ratio de 5,2:1 tous les autres mois<sup>35</sup>. Le tarif est également assorti de frais mensuels de 20,46 \$ pour toute l'année. Le tarif des heures de pointe estivales est en vigueur de 14 h à 18 h en semaine, mais ne s'applique pas aux clients qui achètent leur électricité auprès d'entreprises de services énergétiques.

Con Edison mène également un programme pilote de trois ans, le Smart Energy Plan, qui prévoit des tarifs variables selon le temps. Pendant la période de pointe (de midi à 20 h en semaine), le tarif est de 19,66 \$/kW en été et de 15,13 \$/kW en hiver, contre 7,64 \$/kW pendant la période creuse de l'année<sup>36</sup>. Environ

15 000 clients ont été recrutés au début du programme, en utilisant à la fois l'inscription, mais aussi une option permettant de se retirer du programme à tout moment.

Le déploiement du projet pilote est en cours et devrait être achevé d'ici la fin de 2022. Les participants au projet pilote ont été sélectionnés dans les régions où le taux de pénétration de la technologie est élevé. Les clients qui disposent de compteurs intelligents, mais qui n'ont pas été recrutés pour le projet pilote peuvent toujours s'inscrire de leur propre chef. Con Edison teste également un autre tarif pour la période de pointe de 14 h à 22 h en semaine, avec une légère différence de prix<sup>37</sup>.

## II. ENSEIGNEMENTS TIRÉS DES DÉPLOIEMENTS DES TVT

Les services publics ont longtemps déployé des tarifs TVT, certains avec plus de succès que d'autres. Voici les principaux enseignements tirés des deux dernières décennies de ce déploiement.

### A) DÉTERMINER LES TARIFS

Les tarifs doivent refléter les coûts afin de promouvoir l'efficacité et l'équité économiques. Toutefois, ils doivent également être à l'avantage du client. À moins que les nouveaux tarifs n'offrent des possibilités d'économies, les clients ne s'inscriront pas ou ne modifieront pas leurs habitudes de consommation. On peut maximiser les possibilités d'économies en réduisant considérablement les tarifs en dehors des heures de pointe par rapport aux tarifs existants.

### B) FAIRE CONNAÎTRE LES TARIFS

La plupart des services publics proposent des tarifs variables dans le temps, mais seule une poignée de clients en bénéficient. Souvent, les clients ne savent même pas que ces tarifs existent en raison de la rareté des contacts avec la clientèle et du manque de publicité

---

<sup>34</sup> Consolidated Edison Company of New York, Inc., « Schedule For Electricity Service » (29 mars 2012), en ligne (pdf) : [conEdison <www.coned.com/\\_external/cerates/documents/elecPSC10/electric-tariff.pdf>](http://www.coned.com/_external/cerates/documents/elecPSC10/electric-tariff.pdf).

<sup>35</sup> « Time-of-Use Rates », en ligne : [conEdison <www.coned.com/en/save-money/energy-saving-programs/time-of-use>](http://www.coned.com/en/save-money/energy-saving-programs/time-of-use).

<sup>36</sup> « Introducing the Smart Energy Plan », en ligne : [conEdison <www.coned.com/en/accounts-billing/smart-energy-plan>](http://www.coned.com/en/accounts-billing/smart-energy-plan).

<sup>37</sup> « RE : Innovative Pricing Pilot Filing », en ligne (pdf) : [conEdison <www.coned.com/\\_external/cerates/documents/elec/pendg/innovative-pricing-pilot-filing.pdf>](http://www.coned.com/_external/cerates/documents/elec/pendg/innovative-pricing-pilot-filing.pdf).

sur les médias traditionnels et sociaux. Les clients qui savent que les tarifs existent ont des questions, mais le personnel du service à la clientèle n'est pas formé pour y répondre, tandis que les informations sur les sites web sont mal présentées et formulées dans un langage de service public qui échappe aux clients. Il est possible de remédier à cette situation en étudiant les pratiques de service à la clientèle de services publics comme APS et OG&E, qui comptent un grand nombre de clients à des tarifs variables en fonction du temps.

Les services publics peuvent également organiser des groupes de discussion avec les clients afin d'obtenir des informations sur ce qui leur plaît et ce qui les démotive. Pour obtenir des informations complémentaires, une analyse peut être réalisée à partir de données recueillies au moyen d'enquêtes en ligne auprès des clients.

#### **C) INTÉGRER LES TECHNOLOGIES DE POINTE**

On peut favoriser une réaction positive des clients aux variations de tarifs dans le temps en intégrant de nouveaux thermostats numériques et en les installant rapidement chez les clients. Par exemple, OG&E a utilisé avec succès des thermostats intelligents pour stimuler la réponse et faciliter la gestion de la demande. Parmi les autres technologies intégrées, on peut citer les appareils numériques et les systèmes de contrôle de la consommation d'énergie au foyer.

#### **D) MISER SUR DES MESSAGES AXÉS SUR LE COMPORTEMENT**

Des recherches ont montré que les messages axés sur le comportement ou les normes sociales peuvent susciter une réaction plus vive. Cela peut se faire au moyen de courriers électroniques et de messages texte, qui informent les clients sur l'impact positif des changements que les autres clients ont apportés à leurs habitudes de consommation en adhérant à la nouvelle tarification.

#### **E) PASSER AUX NOUVEAUX TARIFS**

De nombreux déploiements sont effectués de manière abrupte, de sorte que les clients ne sont pas préparés à l'arrivée des nouveaux tarifs et que le personnel du service à la clientèle n'est pas formé pour répondre aux questions des clients. Cela peut être évité grâce à une planification adéquate<sup>38</sup>. ■

---

<sup>38</sup> Voir Ahmad Faruqui et Stephen S. George, « Demise of PSE's TOU program imparts lessons » (2003) 81:1 *Electric Light & Power* 14, en ligne : *Powergrid International* <[www.power-grid.com/2003/01/01/demise-of-ps-es-tou-program-imparts-lessons](http://www.power-grid.com/2003/01/01/demise-of-ps-es-tou-program-imparts-lessons)>.

# MISE À JOUR : ALÉNA 2.0 : APPROFONDIR – L'IMPACT DE L'ACEUM/USMCA SUR LES INTERVENANTS DU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE CANADIEN<sup>1</sup>

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

## I. INTRODUCTION

Comme le mentionnait notre article initial, l'accord États-Unis-Mexique-Canada (ACEUM ou AEUMC) a été signé par les dirigeants des trois pays de l'ALENA le 30 novembre 2018.

À l'époque, on ne savait pas encore combien de temps prendrait le processus de ratification. On s'attendait à ce que le plus grand défi en matière de ratification se situe au Congrès des États-Unis, où les démocrates venaient de remporter la majorité à la Chambre des

---

<sup>1</sup> Ceci est un addendum à John M. Weekes et al., « Aléna 2.0 : Approfondir – l'impact de l'aceum/usmca sur les intervenants du secteur énergétique canadien » (2019) 7:1 Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie 49, en ligne (pdf) : <[www.energyregulationquarterly.ca/wp-content/uploads/2019/03/ERQ\\_Volume-7\\_Numero\\_1\\_2019.pdf](http://www.energyregulationquarterly.ca/wp-content/uploads/2019/03/ERQ_Volume-7_Numero_1_2019.pdf)>.

\* John M. Weekes est conseiller commercial principal chez Bennett Jones LLP et a été le négociateur en chef du Canada lors des premières négociations de l'ALENA, en tant qu'ambassadeur auprès de l'OMC. Grâce à sa vaste expérience, John offre à ses clients un point de vue d'initié sur la manière dont les gouvernements abordent ces questions, notamment la négociation, la mise en œuvre et la gestion des accords commerciaux et des relations commerciales.

Darrel H. Pearson est associé principal et chef du groupe de Bennett Jones chargé du commerce et des investissements internationaux. Darrel pratique tous les aspects du commerce international et du droit douanier, y compris les recours commerciaux, les douanes, les questions relatives aux traités commerciaux internationaux, la réglementation des exportations, les sanctions et les contrôles, les taxes sur les produits et services, le règlement des différends relatifs aux marchés publics et d'autres questions réglementaires concernant la réglementation commerciale canadienne. Il a comparu et a fait partie de groupes spéciaux constitués en vertu du chapitre 19 de l'ALENA (recours commerciaux) pour le règlement des différends, ainsi que devant des tribunaux et des cours d'appel ou de révision, y compris la Cour suprême du Canada.

Lawrence E. Smith c.r. est le chef fondateur du département de réglementation et l'ancien vice-président de Bennett Jones. Lawrence a été conseiller juridique de l'Office national de l'énergie et conseiller politique d'un ministre du gouvernement du Canada. Il a été témoin expert dans le cadre de procédures d'arbitrage commerciales et de l'ALENA, devant la Commission californienne de l'énergie et est intervenu en tant que témoin devant la Chambre des communes et le Sénat canadiens. Sa pratique s'est concentrée sur les projets de gazoduc, d'électricité et de GNL, sur les autorisations d'importation et d'exportation d'énergie et sur la réglementation des tarifs connexes.

Margaret M. Kim est avocate au sein du groupe « Commerce international et investissement » de Bennett Jones. Margaret a précédemment travaillé comme consultante au sein de l'unité de la vice-présidence juridique de la Banque mondiale.

Bennett Jones LLP a été intimement impliqué dans pratiquement tous les grands développements énergétiques au Canada au cours des 20 dernières années et a servi de partenaire stratégique aux participants des secteurs privé et public de l'industrie énergétique canadienne pendant près d'un siècle. La compétence et les connaissances de nos experts en matière d'énergie et de commerce ont été largement reconnues. Avec plus d'avocats spécialisés dans l'énergie que tout autre cabinet d'avocats canadien (Lexpert®) et certains des pionniers du pays en matière de droit du commerce international et des investissements, Bennett Jones est particulièrement bien placé pour aider ses clients du secteur de l'énergie à traiter des questions juridiques et réglementaires complexes à l'international.

représentants lors des élections législatives de 2018. Les Mexicains ont été les premiers à agir lorsque le Sénat mexicain a ratifié l'accord en juin 2019. Le gouvernement canadien a présenté un projet de loi de mise en œuvre à la Chambre des communes au début de l'été, mais a décidé d'attendre de connaître l'évolution de la situation au Congrès américain avant d'aller plus loin.

À Washington DC, les démocrates de la Chambre, menés par la présidente Pelosi, ont clairement indiqué qu'ils n'étaient pas prêts à accepter l'accord sous sa forme actuelle. Des discussions ont été entamées entre l'administration Trump et les démocrates. Ces discussions ont eu lieu entre une équipe dirigée par le représentant américain au commerce Robert Lighthizer et une équipe de démocrates de haut rang de la Chambre des représentants nommés par la présidente Pelosi. Au départ, les attentes étaient modestes, mais avec la bonne volonté des deux parties, il semble que l'on essaie réellement de trouver un terrain d'entente. Lighthizer avait signalé que l'administration était prête à satisfaire, d'une certaine manière, les changements recommandés par les démocrates. Les démocrates souhaitaient essentiellement des dispositions plus strictes en matière de règlement des différends, notamment en ce qui concerne les chapitres de l'accord relatifs au travail et à l'environnement. De plus, ils voulaient réduire la période pendant laquelle les médicaments biologiques bénéficieraient de la protection des dispositions de l'accord qui se rapportent à la propriété intellectuelle. Tout au long des négociations internes aux États-Unis, Lighthizer a maintenu des contacts réguliers avec ses homologues canadiens et mexicains, afin de les tenir au courant et d'évaluer si le Canada et le Mexique seraient prêts à accepter les changements sur lesquels il travaillait avec les démocrates. Pour le Canada, cette décision a été relativement facile à prendre, car les changements souhaités par les démocrates étaient très similaires aux recommandations que le Canada avait faites lors de la renégociation de l'ALENA.

Enfin, le 10 décembre 2019, les trois pays se sont mis d'accord sur les amendements devant être apportés à l'ACEUM, qui a pris la forme d'un protocole de 27 pages (**le protocole**) d'amendements qui à apporter à l'ACEUM originale signée un an plus tôt<sup>2</sup>.

Une fois de plus, les Mexicains ont été les premiers à agir, le Sénat mexicain ayant ratifié l'accord révisé le 12 décembre 2019. Au Congrès américain, la Chambre des représentants, puis le Sénat ont voté à une majorité écrasante l'adoption de la législation de mise en œuvre de l'ACEUM, ce qui ne s'était pas vu depuis plus de 40 ans pour une législation commerciale majeure. Le président a signé la loi le 29 janvier 2020, complétant ainsi le processus de ratification américain.

Puis, le 13 mars 2020, le projet de loi C-4, *Loi de mise en œuvre de l'ACEUM*<sup>3</sup>, a été adopté par la Chambre des communes et le Sénat et a reçu la sanction royale. La Loi entrera en vigueur au Canada à une date qui sera déterminée par décret. Au moment de la rédaction du présent document, la date exacte de l'entrée en vigueur de l'ACEUM n'est pas encore connue. Les Américains font pression en faveur du 1<sup>er</sup> juin prochain, mais cela pourrait nécessiter une modification de l'accord lui-même afin de changer certaines dispositions d'entrée en vigueur. Ces dispositions ne prévoient actuellement l'entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juin que si chacune des parties a envoyé avant la fin de mars une lettre avisant les autres parties qu'elle a accompli les procédures internes requises pour l'entrée en vigueur de l'Accord. Cela semble peu probable, ce qui donne à penser que la date d'entrée en vigueur pourrait être le 1<sup>er</sup> juillet 2020.

Dans le présent article, nous examinons les modifications à l'ACEUM qui présentent un intérêt pour les intervenants du secteur de l'énergie, et nous résumons les principaux changements apportés à la législation nationale du Canada qui entreront en vigueur en même temps que la *Loi de mise en œuvre de l'ACEUM*.

---

<sup>2</sup> La présente mise à jour examine l'impact de ce protocole sur les dispositions de l'accord initial signé le 30 novembre 2018.

<sup>3</sup> PL C-4, *Loi portant mise en œuvre de l'Accord entre le Canada, les États-Unis d'Amérique et les États-Unis mexicains*, 1<sup>re</sup> sess, 43<sup>e</sup> parl, 2020, (sanctionné le 13 mars 2020); Voir aussi « Un nouvel accord Canada-États-Unis-Mexique » (dernière modification le 24 avril 2020), en ligne : *Affaires mondiales Canada* <[www.international.gc.ca/trade-commerce/trade-agreements-accords-commerciaux/agr-acc/cusma-aceum/index.aspx?lang=fra](http://www.international.gc.ca/trade-commerce/trade-agreements-accords-commerciaux/agr-acc/cusma-aceum/index.aspx?lang=fra)>.

## II. ALENA 2.1 – L'ACEUM MODIFIÉE

Dans notre article initial, nous avons abordé les changements que l'ACEUM entraîne pour l'industrie de l'énergie. Ces changements comprennent :

- des modifications des droits des investisseurs, notamment la suppression progressive du recours au règlement des différends entre investisseurs et États entre le Canada et les États-Unis, et une protection considérablement affaiblie des investisseurs américains au Mexique;
- la révision de l'accès aux marchés publics impliquant les trois pays d'Amérique du Nord;
- l'élimination des droits de douane sur les importations aux États-Unis de pétrole lourd canadien contenant des diluants;
- l'élimination de la clause de proportionnalité sur le commerce de l'énergie entre le Canada et les États-Unis; et
- une lettre d'accompagnement bilatérale sur l'énergie entre le Canada et les États-Unis.

Le protocole signé le 10 décembre a apporté des modifications à certains aspects de l'accord, à savoir : dans les domaines du règlement des différends d'État à État, du travail et de l'environnement, des règles sur l'origine des composantes de l'automobile et de la propriété intellectuelle<sup>4</sup>. Les changements dans les trois premiers domaines (c'est-à-dire le règlement des litiges, le travail et l'environnement) peuvent avoir des implications directes pour le secteur de l'énergie et sont résumés ci-dessous. L'effet des changements dans les deux derniers domaines (c'est-à-dire les règles d'origine des composantes et la propriété intellectuelle dans le secteur automobile) sera moins intéressant pour les acteurs du secteur de l'énergie.

## 1. Règlement des différends entre États

Le changement le plus notable dans le protocole du point de vue canadien est le renforcement significatif du mécanisme de règlement des différends entre États de l'ACEUM. Le règlement des différends entre États constitue une amélioration par rapport au chapitre 20 de l'ancien ALENA.

Les dispositions de règlement des différends de l'ancien ALENA (chapitre 20) et les dispositions équivalentes de l'ACEUM au chapitre 31 permettaient à une partie de bloquer la formation d'un groupe spécial dans une affaire de règlement de différend entre États, soit en ne participant pas à la réunion de la Commission des ministres du libre-échange (nécessaire pour approuver un groupe spécial), soit en refusant d'accepter la liste proposée des membres du groupe spécial parmi lesquels les membres devaient être sélectionnés. Le système de règlement des différends actualisé comble ces lacunes en permettant la création automatique de groupes spéciaux sur demande, sans passer par la Commission des ministres. Si les parties gouvernementales ne parviennent pas à un consensus sur la liste des membres des groupes spéciaux dans un délai d'un mois, la liste sera automatiquement constituée à partir des personnes proposées par chaque gouvernement.

Aucun groupe spécial de règlement des différends n'a été formé avec succès en vertu du chapitre 20 de l'ALENA depuis 2000, lorsque les États-Unis ont bloqué la mise en place d'un groupe spécial dans le cadre du différend États-Unis-Mexique sur le sucre<sup>5</sup>. Les dispositions révisées en matière de règlement des différends sont conformes aux ALE plus modernes, telles que l'Accord de partenariat transpacifique global et progressiste (PTPGP), qui garantissent que les parties ne peuvent pas retarder ou bloquer de manière déraisonnable la formation d'un groupe spécial.

Cette amélioration est encore plus importante en raison de l'ombre jetée par la fermeture actuelle de l'organe d'appel de l'Organisation mondiale du commerce (OMC) qui a fait

---

<sup>4</sup> « Résumé des résultats révisés » (dernière modification le 28 janvier 2020), en ligne : *Gouvernement du Canada* <[www.international.gc.ca/trade-commerce/trade-agreements-accords-commerciaux/agr-acc/cusma-aceum/summary\\_outcomes-resume\\_resultats.aspx?lang=fra](http://www.international.gc.ca/trade-commerce/trade-agreements-accords-commerciaux/agr-acc/cusma-aceum/summary_outcomes-resume_resultats.aspx?lang=fra)> [Résultats révisés].

<sup>5</sup> Simon Lester, Inu Manak et Andrej Arpas, « Access to Trade Justice: Fixing NAFTA's Flawed State-to-State Dispute Settlement Process » (2019) 18:1 World Trade Rev 63.

du règlement des différends de l'OMC un processus moins fiable pour le règlement des différends par les 164 pays membres de l'OMC, dont le Canada, les États-Unis et le Mexique.

À l'avenir, les procédures renforcées de règlement des différends entre États donneront aux acteurs canadiens du secteur de l'énergie une plus grande assurance que les dispositions de l'ACEUM, y compris celles relatives à l'investissement, seront respectées et applicables, au moins par les gouvernements qui sont parties à l'accord. Ceci est important, car l'ACEUM éliminera progressivement les recours privés des investisseurs pour poursuivre les gouvernements une fois que l'accord entrera en vigueur et mettra fin aux dispositions de l'ALENA relatives aux relations investisseur-État entre le Canada et les États-Unis.

## 2. Travail

En réponse aux pressions des démocrates du Congrès, les États-Unis ont mis en place avec le Mexique un « mécanisme d'intervention rapide propre aux installations », qui est un mécanisme bilatéral unique en son genre pour le règlement accéléré des différends relatifs à des obligations spécifiques en matière de travail concernant la liberté d'association et la négociation collective<sup>6</sup>. Dans le cadre de ce nouveau processus, une partie peut demander que l'on mène une enquête sur les allégations de violations des droits du travail dans les installations d'un exportateur par un groupe indépendant de trois experts en matière de travail. Si le groupe spécial conclut à l'existence de violations, la partie plaignante peut imposer des sanctions sur les exportations de cette installation. Un mécanisme bilatéral identique a également été créé entre le Canada et le Mexique. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une demande prioritaire pour le Canada, une fois que les États-Unis ont acquis une telle disposition, il était politiquement impératif pour le Canada d'en avoir une aussi. Il n'existe pas de mécanisme de ce type entre le Canada et les États-Unis.

Dans les négociations l'ACEUM, les questions de travail ont été une préoccupation majeure du Congrès américain. Les parties ont supprimé le libellé de la disposition du chapitre sur le travail intitulée « Violence contre les travailleurs » qui établissait comme condition qu'une violation constitue « une action ou inaction soutenue et récurrente ». En outre, les amendements inversent le fardeau de la preuve pour contester les violations du droit du travail : comme cela était précédemment formulé, une partie devait démontrer que l'acte ou l'omission de l'autre partie constituait une violation du droit du travail « d'une manière qui a un effet sur le commerce ou l'investissement entre les parties ». Dans la version modifiée, la charge de la preuve qui incombe à la partie plaignante est remplacée par la présomption qu'une infraction dans le domaine du travail affecte le commerce et les investissements « à moins que la partie défenderesse puisse démontrer le contraire ». Ces deux changements devraient accroître la flexibilité pour poursuivre le règlement des différends par les parties en rapport avec les violations des modalités du chapitre sur le travail.

Dans l'ensemble, le chapitre sur le travail de l'ACEUM améliore le contenu de l'ancien ALENA en ce sens que le chapitre sur le travail exige des parties qu'elles adoptent et maintiennent, en droit et en pratique, les droits du travail (tels que reconnus par l'Organisation internationale du travail) afin d'appliquer efficacement leur loi sur le travail<sup>7</sup>, et qu'elles ne renoncent pas ou ne dérogent pas à leur loi sur le travail<sup>8</sup>. L'ACEUM comprend une nouvelle interdiction de l'importation de biens produits par le « travail forcé ou obligatoire », y compris le travail forcé ou obligatoire des enfants<sup>9</sup>.

Les intervenants canadiens qui ont des activités au Mexique, ou ceux qui envisagent des perspectives d'investissement au Mexique devraient être au courant de ces nouvelles normes du travail et des dispositions d'application de l'ACEUM, afin de comprendre leurs obligations et les recours disponibles en cas de conflits liés au travail.

---

<sup>6</sup> Résultats révisés, *supra* note 4.

<sup>7</sup> *Accord Canada-États-Unis-Mexique*, 30 novembre 2018, arts 23.3, 23.5 [ACEUM 2018] (Droits du travail et mise en application des lois sur le travail).

<sup>8</sup> *Ibid.*, art 23.4 (Non-dérogation).

<sup>9</sup> *Ibid.*, art 23.6 (Travail forcé ou obligatoire).

### 3. Environnement

Le fardeau de la preuve pour établir un manquement aux obligations environnementales a été renversé. Les changements devraient accroître le caractère exécutoire des obligations des parties aux termes du chapitre sur l'environnement.

Le chapitre Environnement révisé (chapitre 24) reconnaît et renforce les engagements existants des parties dans le cadre de divers accords environnementaux multilatéraux (AEM). Les modifications rétablissent une disposition de l'article 104 de l'ancien ALENA qui donne la priorité aux engagements pris dans le cadre des AEM lors de la mise en œuvre des obligations découlant des AEM et des accords commerciaux. La liste des AEM couverts pour le Canada est la suivante :

- La Convention sur le commerce international des espèces de faune et de flore sauvages menacées d'extinction;
- Le Protocole de Montréal relatif à des substances qui appauvrissent la couche d'ozone;
- Le Protocole de 1978 relatif à la convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires;
- La Convention relative aux zones humides d'importance internationale, particulièrement comme habitats des oiseaux aquatiques; et
- La Convention pour la création d'une Commission interaméricaine du thon tropical<sup>10</sup>.

En cas de conflit entre l'ACEUM et l'AME, les obligations découlant de l'ACEUM n'empêcheront pas une partie de prendre des mesures pour se conformer à ses obligations en vertu de l'AME, tant que la mesure n'est pas une restriction déguisée au commerce.

### III. PROCESSUS DE RATIFICATION

Comme indiqué ci-dessus, l'ACEUM modifié devait être ratifié par chaque partie pour que l'accord entre en vigueur, remplaçant ainsi l'ancien ALENA. Et bien sûr, chaque partie devait prendre des mesures pour s'assurer que sa législation interne soit modifiée pour être conforme aux dispositions du nouvel accord.

#### 1. Mexique

Le Mexique a été le premier à ratifier le nouvel accord. Le 19 juin 2019, le Sénat du Mexique a ratifié l'ALENA 2.0, avec une majorité écrasante (114 pour, 4 contre)<sup>11</sup>. Le 12 décembre 2019, le Sénat mexicain a voté pour accepter les modifications résultant du protocole d'amendement par un vote de 107 contre 1<sup>12</sup>. Les modifications comprenaient une application accrue des règles relatives au travail et à l'environnement, comme décrit ci-dessus. Le Mexique a notamment réformé sa législation nationale du travail pour garantir le vote au scrutin secret sur la représentation et les contrats des syndicats, une mesure destinée à répondre, entre autres, aux problèmes de corruption dans les syndicats mexicains<sup>13</sup>.

#### 2. Les États-Unis

Le 29 janvier 2020, le président Trump a signé la loi de mise en œuvre de l'AEUMC<sup>14</sup>. Le projet de loi avait reçu un soutien bipartite écrasant tant à la Chambre des représentants

---

<sup>10</sup> *Ibid*, chapitre 24 (Environnement).

<sup>11</sup> Miguel Angle Lopez et Dave Graham « Mexico first to ratify USMCA trade deal, Trump presses U.S. Congress to do same », *Reuters* (19 juin 2019), en ligne : <[www.reuters.com/article/us-usa-trade-mexico-usmca/mexico-first-to-ratify-usmca-trade-deal-trump-presses-us-congress-to-do-same-idUSKCN1TK2U3](https://www.reuters.com/article/us-usa-trade-mexico-usmca/mexico-first-to-ratify-usmca-trade-deal-trump-presses-us-congress-to-do-same-idUSKCN1TK2U3)>.

<sup>12</sup> Associated Press « Mexican Senate Ratifies Changes to USMCA Trade Pact », *US News* (12 décembre 2019), en ligne : <[www.usnews.com/news/business/articles/2019-12-12/mexican-senate-ratifies-changes-to-usmca-trade-pact](https://www.usnews.com/news/business/articles/2019-12-12/mexican-senate-ratifies-changes-to-usmca-trade-pact)>.

<sup>13</sup> É-U, Congressional Research Service, *USMCA: Labour Provisions* (IF11308) (10 janvier 2020), en ligne (pdf) : <[fas.org/sgp/crs/row/IF11308.pdf](https://fas.org/sgp/crs/row/IF11308.pdf)>.

<sup>14</sup> É-U, Bill HR 5430, *United States-Mexico-Canada Agreement Implementation Act*, 116<sup>e</sup> Cong, 2020 (promulgué), en ligne : <[www.congress.gov/bills/116th-congress/house-bill/5430/text](https://www.congress.gov/bills/116th-congress/house-bill/5430/text)>.

contrôlée par les démocrates qu'au Sénat<sup>15</sup>. Le très fort soutien bipartite à l'AEUMC donne une certaine assurance que l'accord sera durable dans le temps<sup>16</sup>. Il est intéressant de noter que les déclarations de Bernie Sanders selon lesquelles il renégocierait l'Accord ont été rejetées par les démocrates de la Chambre<sup>17</sup>.

### 3. Canada

Au Canada, la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada-États-Unis-Mexique*<sup>18</sup> (la *loi sur l'ACEUM*) modifiera plusieurs législations nationales pour que le Canada se conforme à ses obligations découlant de l'ACEUM. Les modifications suivantes sont particulièrement pertinentes pour les acteurs canadiens du secteur de l'énergie :

#### a) La suppression de l'exigence de proportionnalité

##### i. Modifications de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (LRCE)

La LRCE sera révisée pour refléter la suppression de l'exigence de proportionnalité qui se trouvait auparavant dans l'article 605 de l'ALENA<sup>19</sup>. Selon ses termes, aucune mesure gouvernementale d'une partie à l'ALENA ne peut réduire la proportion de la fourniture d'un produit énergétique à l'autre partie sur la base des niveaux d'exportation récents. Cette obligation n'a jamais eu pour but de garantir l'approvisionnement d'une quantité spécifique de produits; elle a plutôt été conçue pour empêcher les gouvernements

d'intervenir sur le marché avec pour effet de réduire l'approvisionnement d'une manière qui affecte de manière disproportionnée les acheteurs nationaux de l'autre pays. Les parties à l'ALENA n'ont jamais invoqué cette clause, et l'inquiétude des États-Unis quant à la fiabilité de l'approvisionnement en énergie s'est dissipée avec l'énorme croissance de leur propre production d'énergie.

#### b) Changements liés au travail

Le *Tarif des douanes* canadien sera révisé pour tenir compte des nouvelles dispositions visant à interdire l'importation de biens produits par le travail forcé.

##### i. Modifications du *Tarif des douanes*

Actuellement, en vertu des articles 132 (1) et 136 (1) du *Tarif des douanes*<sup>20</sup>, l'importation de marchandises des numéros tarifaires 9897.00.00, 9898.00.00 ou 9899.00.00 est interdite<sup>21</sup>. La *Loi sur l'ACEUM* modifiera ces dispositions du *Tarif des douanes* en ajoutant à la liste des interdictions l'importation de « marchandises extraites, fabriquées ou produites, en tout ou en partie, par du travail forcé »<sup>22</sup>. Cela impose des obligations légales aux importateurs de marchandises afin de s'assurer que les marchandises entrant au Canada ne sont pas liées à des violations des droits du travail tels que définis par l'ACEUM. Par conséquent, les importateurs et les propriétaires de biens importés au Canada, y compris ceux du secteur de l'extraction, doivent être vigilants quant au

---

<sup>15</sup> L'ACEUM a reçu un soutien bipartite, tant à la Chambre des représentants qu'au Sénat; la Chambre des représentants a approuvé la loi de mise en œuvre de l'ACEUM par un vote de 385 voix contre 41, avec 193 démocrates et 192 républicains soutenant la législation; le 16 janvier 2020, le Sénat a voté pour la loi de mise en œuvre de l'ACEUM par un vote de 89 (38 démocrates, 51 républicains) contre 10. Voir Emily Cochrane « Senate Passes Revised NAFTA, Sending Pact to Trump's Desk », *New York Times* (16 janvier 2020), en ligne : <[www.nytimes.com/2020/01/16/us/politics/usmca-vote.html](http://www.nytimes.com/2020/01/16/us/politics/usmca-vote.html)>; Voir aussi John M. Weekes « Canada and USMCA: An Unexpected Success Story », *BRINK* (23 janvier 2020), en ligne : <[www.brinknews.com/unexpected-success-story-canada-and-usmca](http://www.brinknews.com/unexpected-success-story-canada-and-usmca)>.

<sup>16</sup> Heather Long, « The USMCA is finally done. Here's what is in it », *Washington Post* (10 décembre 2019), en ligne : <[www.washingtonpost.com/business/2019/12/10/usmca-is-finally-done-deal-after-democrats-sign-off-heres-what-is-it](http://www.washingtonpost.com/business/2019/12/10/usmca-is-finally-done-deal-after-democrats-sign-off-heres-what-is-it/)>.

<sup>17</sup> « Key democrats push back on Sanders' USMCA renegotiation », *Inside U.S. Trade, World Trade Online* (14 février 2020), en ligne : <[insidetrade.com/daily-news/key-democrats-push-back-sanders%E2%80%99-usmca-renegotiation-ambition](http://insidetrade.com/daily-news/key-democrats-push-back-sanders%E2%80%99-usmca-renegotiation-ambition)>.

<sup>18</sup> LC 2020, c 1 [CUSMA 2020].

<sup>19</sup> *Loi sur la régie canadienne de l'énergie*, LC 2019, c 28, art 10 [LRCE]; Voir aussi CUSMA 2020, *supra* note 18, arts 207–12.

<sup>20</sup> LC 1997, c 36.

<sup>21</sup> *Ibid*, arts 132(1), 136(1) (Biens interdits).

<sup>22</sup> CUSMA 2020, *supra* note 18, arts 201, 204(7) (modifiant la désignation des marchandises de la position tarifaire no. 9897.00.00).

processus par lequel les biens sont extraits, fabriqués ou produits avant d'être importés au Canada, car l'importation de ces biens interdits peut entraîner des sanctions civiles et des conséquences pénales.

#### **c) Modifications de la *Loi sur l'arbitrage commercial***

Comme nous l'avons expliqué dans l'article original<sup>23</sup>, les dispositions relatives au règlement des différends entre investisseurs et États (RDIE) touchant le Canada et les États-Unis seront progressivement supprimées dans le cadre de l'ACEUM. Le mécanisme RDIE est un recours privé dont peut se prévaloir un investisseur pour intenter une action contre un autre gouvernement partie à l'investissement. Selon le chapitre 14 de l'ACEUM sur l'investissement, pendant trois ans après la fin de l'ALENA<sup>24</sup>, les « plaintes en instance et plaintes concernant un investissement antérieur »<sup>25</sup> seront couvertes par ce qui était auparavant les dispositions du chapitre 11 de l'ALENA. Par la suite, le RDIE ne sera plus disponible comme recours pour les investissements canadiens aux États-Unis, ou ceux des investissements états-uniens au Canada.

Pour refléter ce changement, la *Loi sur l'ACEUM* révisera la « plainte » admissible en vertu de la *Loi sur l'arbitrage commercial*<sup>26</sup> en remplaçant la plainte prévue initialement dans l'ALENA en vertu du chapitre 11 par des plaintes en instance et plaintes concernant un investissement antérieur, telles que définies à l'annexe 14-C de l'ACEUM. La *Loi sur l'arbitrage commercial* du Canada met en œuvre la Loi type de la Commission des Nations Unies pour le droit commercial international (CNUDCI) sur l'arbitrage commercial international (**Loi type**) par le biais du *Code d'arbitrage commercial*.

#### **IV. CONCLUSION**

Selon toute vraisemblance, l'ACEUM entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> juin ou le 1<sup>er</sup> juillet 2020. Les trois pays travaillent avec diligence pour s'assurer que leurs procédures internes nécessaires à la mise en œuvre soient complètes. L'administration américaine n'a montré à ce jour aucun signe de retard dans la mise en œuvre de l'ACEUM. En tout état de cause, l'accord étant finalisé et la législation nécessaire adoptée dans les trois pays, le moment est venu pour les entreprises impliquées dans le commerce ou l'investissement dans le secteur de l'énergie en Amérique du Nord de faire le point sur la manière dont le nouvel accord entre le Canada, les États-Unis et le Mexique affectera leurs intérêts. ■

---

<sup>23</sup> Voir Weekes, *supra* note 1 à la p 52 (Partie C.2. « Qu'est-ce qui a changé? Élimination progressive des dispositions de règlement des différends entre un investisseur et un État entre le Canada et les États-Unis »).

<sup>24</sup> *ACEUM 2018*, *supra* note 7, chapitre 14, annexe 14-C, art 3 (« Le consentement d'une partie en vertu du paragraphe 1 expire trois ans après l'expiration de l'ALENA de 1994 »).

<sup>25</sup> Un « investissement antérieur » désigne « un investissement d'un investisseur d'une autre Partie sur le territoire de la Partie qui est établi ou acquis entre le 1<sup>er</sup> janvier 1994 et la date d'expiration de l'ALENA 1994, et qui existe à la date d'entrée en vigueur du présent accord ». Cela signifie qu'un investissement doit avoir été « établi ou acquis » lorsque l'ALENA était en vigueur, et doit continuer à « existe[r] » à la date d'entrée en vigueur de l'ACEUM. Voir *ACEUM 2018*, *supra* note 7, chapitre 14, annexe 14-C, art 6(a) (« Plaintes en instance et plaintes concernant un investissement antérieur »).

<sup>26</sup> LRC 1985, c 17 (2<sup>e</sup> supp).

# POLITIQUE SUR LE CARBONE ET LES CIBLES D'ÉMISSION<sup>1</sup>

*Jason Kroft, Jonathan Drance, Glenn Cameron et Victor MacDiarmid\**

## POLITIQUE CANADIENNE EN MATIÈRE DE CARBONE

Lorsque nous examinons l'état de la politique canadienne en matière de carbone au lendemain des élections de 2019, il est clair que l'attention consacrée par le gouvernement fédéral sur la politique du carbone au cours de son premier mandat a été importante, du moins par rapport à tout autre domaine politique<sup>2</sup>. En particulier, le gouvernement a :

- signé l'accord de Paris;
- négocié le cadre pancanadien avec les provinces afin d'introduire le concept de tarification du carbone et d'établir une voie pour réduire de manière significative l'intensité de la production de carbone par l'économie canadienne;
- adopté la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre afin de garantir qu'une tarification du carbone soit mise en place dans tout le pays, avec pour objectif une augmentation progressive jusqu'à 50 \$/t d'ici 2022; et

- préparé une stratégie à long terme pour parvenir à une réduction importante du carbone d'ici le milieu du siècle.

Certains critiques ont toutefois laissé entendre que la politique du Canada en matière de carbone, et en particulier ses objectifs spécifiques de réduction des émissions futures, est plus axée sur la volonté de bien faire que sur la réalisation probable. Ce scepticisme s'explique par une certaine histoire.

Depuis le protocole de Kyoto, toute nouvelle politique canadienne en matière de carbone se caractérise par une vision ambitieuse accompagnée d'une déclaration d'intention d'agir. Cependant, les actions concrètes ont généralement été reportées, pour être prises à un moment non précisé dans l'avenir. Cela a entraîné relativement peu de réductions du niveau des émissions de carbone réelles, indépendamment des objectifs ou des buts déclarés.

Ainsi, en 2005, l'année de référence pour le calcul des objectifs canadiens dans le cadre de l'Accord de Paris, les émissions de carbone étaient de l'ordre de 732 Mt par an. Après plus d'une décennie, l'adoption de divers objectifs ambitieux pour les futures

<sup>1</sup> Ceci est une version révisée de « Politique sur le carbone et les cibles d'émission » publiée à l'origine par Stikeman Elliott, disponible en ligne : <[www.stikeman.com/fr-ca/savoir/droit-canadien-energie/Politique-sur-le-carbone-et-les-cibles-d-emission](http://www.stikeman.com/fr-ca/savoir/droit-canadien-energie/Politique-sur-le-carbone-et-les-cibles-d-emission)>.

\* Jason Kroft (associé), Jonathan Drance et Glenn Cameron (conseillers principaux) et Victor MacDiarmid (avocat) chez Stikeman Elliott LLP.

<sup>2</sup> Voir généralement Environnement et Changement climatique Canada, « 2018 Projections des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques au Canada », ISSN 2562-2773 (Ottawa : 2018) [2018 Projections des émissions]; Environnement et Changement climatique Canada, « 2019 Rapport d'inventaire national 1990-2017 », ISSN 2371-1329 (Ottawa : 2019) (informations générales sur les projets et les orientations politiques actuels et historiques du Canada en matière d'émissions de carbone ainsi que sur ses niveaux d'émissions de carbone réels et sur ses prévisions d'émission).

réductions d'émissions et diverses initiatives gouvernementales presque trop nombreuses pour être comptabilisées, les émissions de carbone en 2016 étaient toujours en hausse à 704 Mt par an, soit une réduction de seulement 4 % par rapport à l'année de référence 2005.

Or, en toute justice, la croissance démographique et économique a fait que l'intensité carbone globale de l'économie canadienne a sensiblement diminué au cours de cette période, même si les émissions réelles n'ont pas diminué. Toutefois, l'objectif de la politique nationale et mondiale en matière de carbone est de réduire réellement les émissions de carbone en soi — et sur ce front, la rhétorique de la politique canadienne en matière de carbone n'a pas encore été satisfaite par une action proportionnée<sup>3</sup>.

En effet, depuis la signature du protocole de Kyoto en 1997 :

- Le Canada n'a encore atteint aucun des objectifs qu'il s'est fixés pour réduire les émissions de carbone, y compris ceux du protocole de Kyoto lui-même ou de l'accord de Copenhague qui a suivi.
- Le Canada manquera clairement l'objectif de 2020 fixé par l'accord de Paris, qui était de 20 % inférieur aux niveaux de son année de référence 2005, soit environ 585 Mt. Le Canada prévoit actuellement que ses émissions de carbone en 2020 pourraient être plus proches de 700 Mt, plus ou moins — ce qui serait de 15 à 20 % supérieur à l'objectif de 2020.
- Le Canada n'est pas encore en voie d'atteindre son objectif pour 2030 au titre de l'accord de Paris, qui a été fixé à 30 % en dessous de son année de référence 2005, soit environ 512 Mt. Le Canada prévoit actuellement que ses émissions de carbone pour 2030 pourraient vraisemblablement atteindre

701 Mt. Pour être juste, avec les diverses mesures supplémentaires qui ont été annoncées mais pas entièrement mises en œuvre, les émissions de carbone pour 2030 pourraient éventuellement être ramenées à 592 Mt, mais même à ce niveau, nous serions toujours environ 15 % au-dessus de l'objectif pour 2030.

## OBJECTIFS EN MATIÈRE D'ÉMISSIONS ET VOLONTÉ DE PAYER

Les luttes du Canada avec les objectifs d'émission ne sont pas uniques. Pratiquement tous les pays qui sont de grands émetteurs de carbone ont un « déficit de réduction des émissions » d'une forme ou d'une autre dans le cadre des accords de Paris : soit ils ont déclaré des objectifs raisonnables mais ne les atteignent pas, soit ils atteignent leurs objectifs mais les objectifs eux-mêmes ne sont pas suffisamment ambitieux pour atteindre les objectifs des accords de Paris. L'équipe du Programme des Nations unies pour l'environnement a indiqué que les objectifs et les engagements actuels établis dans le cadre des accords de Paris sont loin d'être suffisants pour atteindre les objectifs consistant à maintenir les augmentations de température à moins de 2,0°C au-dessus des niveaux préindustriels et, de préférence, à 1,5°C au-dessus :

« Traduit sur une base annuelle, cela signifie une réduction des émissions de 7,6 % par an de 2020 à 2030 pour atteindre l'objectif de 1,5 °C et de 2,7 % par an pour atteindre l'objectif des 2 °C. Pour atteindre ces réductions, le niveau d'ambition...doit être multiplié au moins par cinq pour atteindre l'objectif de 1,5°C et par trois pour atteindre celui des 2°C<sup>4</sup>. »

L'écart d'émissions du Canada persiste depuis environ une génération et les écarts d'émissions des autres pays sont clairement à la fois importants et généralisés.

---

<sup>3</sup>Voir Commission de l'écofiscalité, « Comblant l'écart : scénarios concrets pour atteindre la cible canadienne en matière de GES en 2030 » (novembre 2019) aux pp 4–6, en ligne (pdf) : <ecofiscal.ca/wp-content/uploads/2019/11/Commission-de-le-CC%81cofiscalite%CC%81-Comblant-le-CC%81cart-27-novembre-2019-FINAL.pdf> [Écofiscalité]; 2018 *Projections des émissions*, *supra* note 2 aux pp 12–13, 47 (en particulier les graphiques et le texte qui s'y rapporte).

<sup>4</sup>Nations unies programme pour l'environnement, communiqué, « Il faut réduire les émissions mondiales de 7,6 % par an au cours de la prochaine décennie pour atteindre l'objectif de 1,5°C fixé à Paris, a... » (26 novembre 2019), en ligne : <www.unenvironment.org/fr/actualites-et-recits/communiqu-de-presse/il-faut-reduire-les-emissions-mondiales-de-76-par-au>.

Étant donné cette disparité constante entre les objectifs et les réalisations réelles, nous sommes enclins à accepter l'opinion de certains analystes et commentateurs selon laquelle il existe une raison structurelle fondamentale qui rend les objectifs de réduction du carbone si difficiles à atteindre. Dans son discours historique à la Lloyd's de Londres en 2015, Mark Carney, alors gouverneur de la Banque d'Angleterre, a identifié [traduction] « la tragédie de l'horizon temporel » comme une question clé qui affecte toute la politique du carbone :

[Traduction]

« Les défis posés actuellement par les changements climatiques sont d'une importance dérisoire par rapport à ce qui pourrait arriver. Les clairvoyants parmi vous anticipent des impacts mondiaux plus larges sur la propriété, la migration et la stabilité politique, ainsi que sur la sécurité alimentaire et la salubrité de l'eau. Alors pourquoi n'en fait-on pas plus pour y faire face? ... Nous n'avons pas besoin d'une armée d'acteurs pour nous dire que les effets catastrophiques des changements climatiques se feront sentir au-delà des horizons traditionnels de la plupart des acteurs — imposant aux générations futures un coût que la génération actuelle n'a pas directement intérêt à assumer<sup>5</sup>. »

M. Carney a poursuivi en soulignant le décalage spécifique entre les horizons temporels des politiciens et des législateurs et l'horizon temporel multigénérationnel nécessaire pour limiter efficacement les émissions de carbone. Plus précisément, il a noté que les horizons temporels des acteurs ayant le pouvoir de définir la politique climatique étaient en phase avec le cycle économique (2–3 ans), le cycle politique (4–5 ans) et, à l'extrême limite, avec les mandats visant à assurer la stabilité financière (10 ans au maximum). Entre-temps, les effets directs les plus importants des émissions de carbone et des changements climatiques se feront probablement sentir sur une période

qui commencera dans environ 20 ans et se poursuivra pendant des décennies, voire un siècle ou plus.

En outre, a déclaré M. Carney, la question de l'horizon temporel ne s'arrête pas là. Il a fait remarquer que les dommages causés par les émissions de carbone sont cumulatifs. Ainsi, dans la perspective d'une politique optimale, les sociétés pourraient rationnellement être enclines à faire des dépenses importantes maintenant pour éviter d'encourir des coûts encore plus importants à l'avenir. Cependant, la politique et les intérêts politiques spécifiquement divergents entre les générations tendent à limiter cette approche politique.

Toutes ces questions façonnent fondamentalement la politique du carbone. À l'heure actuelle, et dans un avenir immédiat, nombreux sont ceux qui ressentiront une inclination naturelle de l'homme à résister aux sacrifices matériels et actuels pour des bénéfices qui seront réalisés, principalement par les générations futures, dans un avenir relativement lointain. Ce n'est qu'avec le temps que la volonté de payer du public est susceptible d'augmenter sensiblement à mesure que les coûts visibles des émissions de carbone augmentent, que les conséquences deviennent plus immédiates et qu'une plus grande partie de la population peut s'attendre à être directement et négativement affectée au cours de sa propre vie.

Tout cela se reflète dans les sondages d'opinion actuels et les analyses plus générales des attitudes du public à l'égard de la politique du carbone. Par exemple, à l'été 2019, la CBC a examiné les données des sondages sur les émissions de carbone et les changements climatiques et a noté ce qui suit :

[Traduction]

« Les Canadiens sont profondément préoccupés par les changements climatiques et sont prêts à faire des ajustements dans leur vie pour les combattre — mais pour beaucoup de gens, payer ne serait-ce que l'équivalent d'un

---

<sup>5</sup> Mark Carney, « Breaking the Tragedy of the Horizon - Climate Change and Financial Stability » (29 septembre 2015) aux pp 2-3, en ligne (pdf) : *Bank for International Settlements* <[www.bis.org/review/r151009a.pdf](http://www.bis.org/review/r151009a.pdf)>.

abonnement mensuel à Netflix en taxes supplémentaires n'en fait pas partie... Les résultats montrent une population qui est à la fois gravement préoccupée par le réchauffement de la planète mais très mal préparée à faire des sacrifices importants...<sup>6</sup> »

Cette conclusion est en grande partie conforme aux résultats d'enquêtes et d'analyses similaires portant à la fois sur les sondages et les données relatives aux clients des services publics<sup>7</sup>.

### IMPLICATIONS POUR LA CONCEPTION DES POLITIQUES

Le décalage dans le temps des coûts et des avantages découlant de la réduction des émissions de carbone et toute limitation de la volonté de payer du public qui en découle a des implications politiques importantes :

[Traduction]

« L'atténuation des changements climatiques est un défi mondial d'action collective, qui exige une action coordonnée entre de nombreuses parties prenantes de tous genres (par exemple, les pays, les industries émettrices, les consommateurs). En attendant, les bénéfices de l'atténuation du climat sont incertains, inégalement répartis et toucheront principalement les générations montantes, tandis que les coûts de l'atténuation du climat doivent être assumés immédiatement, avec des impacts distributionnels aigus pour des régions particulières<sup>8</sup>. »

Compte tenu de cette dynamique, les incitations auxquelles sont confrontés les décideurs, en particulier les élus, tendent à soutenir les politiques qui permettent de :

[Traduction]

« ...minimiser les impacts directs et évidents sur les entreprises et les ménages, minimiser les charges sur les secteurs réglementés et stratégiquement importants et de redistribuer le bien-être et les loyers d'une manière qui assure une coalition politiquement durable<sup>9</sup>. »

En termes d'implications pour la conception de politiques :

[Traduction]

« Dans la pratique, les décideurs politiques ont préféré des réglementations d'ordre et de contrôle étroitement ciblées (et donc permettant un captage réglementaire tout en réduisant les possibilités d'opposition) et des subventions (qui permettent de transférer les revenus tout en répartissant largement et indirectement les coûts politiques sur l'ensemble de l'assiette fiscale) plutôt qu'une tarification uniforme du CO<sub>2</sub><sup>10</sup>. »

Un document récent de la Commission de l'écofiscalité du Canada<sup>11</sup> attire directement l'attention sur les différents compromis entre les outils politiques les plus efficaces et les plus rentables sur le plan économique et ceux qui sont les plus acceptables sur le plan politique. La tarification du carbone — et en

---

<sup>6</sup> Éric Grenier « Canadians are worried about climate change, but many don't want to pay taxes to fight it: Poll », *CBC* (18 juin 2019), en ligne : <[www.cbc.ca/news/politics/election-poll-climate-change-1.5178514](http://www.cbc.ca/news/politics/election-poll-climate-change-1.5178514)>.

<sup>7</sup> Jesse D. Jenkins, « Why Carbon Pricing Falls Short » (avril 2019) à la p 8, en ligne (pdf) : *Kleinman Center for Energy Policy* <[kleinmanenergy.upenn.edu/sites/default/files/policydigest/KCEP-Why-Carbon-Pricing-Falls-Short-Digest-singles.pdf](http://kleinmanenergy.upenn.edu/sites/default/files/policydigest/KCEP-Why-Carbon-Pricing-Falls-Short-Digest-singles.pdf)>.

<sup>8</sup> Jesse D. Jenkins et Valerie J. Karplus, « Carbon pricing under binding political constraints » (2016) United Nations University World Institute for Development Economics Research Document de travail No 2016/44, en ligne (pdf) : <[www.wider.unu.edu/sites/default/files/wp2016-44.pdf](http://www.wider.unu.edu/sites/default/files/wp2016-44.pdf)>.

<sup>9</sup> *Ibid* à la p 2.

<sup>10</sup> *Ibid*.

<sup>11</sup> *Écofiscalité*, *supra* note 3.

particulier les taxes sur le carbone imposées directement et ouvertement aux particuliers et aux ménages — semble être l'un des moyens les plus efficaces et les plus rentables de réduire les émissions de carbone. Toutefois, leur visibilité même peut en faire les moyens les plus difficiles à mettre en œuvre sur le plan politique et les plus perturbants. Par ailleurs, les réglementations spécifiques imposées à des industries ou à des secteurs particuliers — ou les subventions accordées à d'autres industries et secteurs — sont souvent plus coûteuses, plus lourdes ou moins efficaces que la tarification du carbone. Toutefois, elles peuvent souvent être conçues de manière à être moins visibles politiquement pour les particuliers ou les ménages et donc moins perturbatrices sur le plan politique.

Les obstacles à l'organisation d'une action collective efficace pour limiter les émissions de carbone sont continuellement affichés et opèrent à tous les niveaux. Au niveau mondial, ils ont conduit à l'échec total ou à la faible mise en œuvre des accords internationaux. Par exemple, la dernière conférence de Madrid était censée — mais ne l'a pas fait — résoudre les mécanismes d'un système mondial d'échange de crédits d'émission de carbone permettant la mise en œuvre des accords de Paris. Au niveau national, nous avons vu plusieurs décennies d'échec du Canada à atteindre ses objectifs déclarés en matière d'émissions. Et au niveau infranational, nous avons vu de très récentes tentatives de protéger efficacement les populations locales contre la tarification fédérale du carbone en proposant d'exonérer les particuliers ou les ménages de tout ou d'une partie des taxes fédérales sur le carbone ou de les compenser en diminuant les taxes provinciales sur des produits comme l'essence ou l'huile à chauffage.

Pour atteindre nos objectifs en matière d'émissions de carbone, il ne suffira pas d'avoir des politiques qui répondent aux préoccupations de l'économie traditionnelle. Nous devons consacrer un effort équivalent à la conception et à la mise en œuvre d'un ensemble de mesures qui seront politiquement raisonnables et réalistes et qui pourront combler le fossé entre nos meilleures intentions et nos résultats réels. ■

# LES DÉBOIRES DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO : COMMENT EN SOMMES-NOUS ARRIVÉS LÀ ET VERS QUOI NOUS DIRIGEONS-NOUS?

*Brady Yauch\**

---

Le marché de l'électricité de l'Ontario est nettement différent de celui qui avait été envisagé lors de son ouverture en mai 2002. Avant l'ouverture du marché de l'électricité, on s'attendait à ce que ce dernier assure la concurrence, des prix plus bas et des signaux de prix transparents aux consommateurs et aux investisseurs.

Pourtant, avec le temps, ces principes sont devenus des préoccupations secondaires, supplantés par de nouvelles priorités qui ont fait augmenter les prix, réduit la concurrence et faussé les signaux de prix.

L'Ontario a de nouveau remodelé les principaux éléments de son marché de l'électricité afin de tenir un certain nombre de promesses faites en 2002. Le présent rapport donne des indications sur ce qui n'a pas fonctionné et sur la manière dont ces questions seront traitées à l'avenir.

## **PARTIE I : L'ASCENSION ET LE DÉCLIN DU POUVOIR PUBLIC EN ONTARIO**

L'histoire du marché de l'électricité de l'Ontario commence réellement en 1906.

C'est à cette époque que la province a fondé l'Hydro Electric Company of Ontario (**HELCO**) — ou « Hydro » — dirigée par Adam Beck. Alors qu'Hydro a été créée pour construire, posséder et exploiter un réseau de transport pour fournir de l'électricité partout en Ontario, elle a rapidement élargi cette vision pour inclure la construction de barrages hydroélectriques<sup>1</sup>. Le mantra d'Hydro était de fournir « l'électricité au prix coûtant<sup>2</sup> ».

Hydro a fini par prendre le contrôle de tout le secteur de l'électricité, mais non sans controverse. Dans les années 1920, après une série de dépassements de coûts pour l'un de ses plus grands projets de production — la centrale de Queenston-Chippawa (rebaptisée plus tard Adam Beck 1) — la dette d'Hydro

---

\* Brady Yauch est directeur de Marchés et Affaires réglementaires à Power Advisory LLC. Il a travaillé à la division de la conformité de la SIERE et a été appelé à se présenter devant la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) à maintes reprises. Bon nombre de ses ouvrages concernant les marchés et la réglementation de l'électricité ont été publiés.

<sup>1</sup> Neil B. Freeman, *The Politics of Power: Ontario Hydro and its Gouvernement, 1906–1995*, (Toronto : University of Toronto Press, 1996) (HELCO était considérée à la fois comme une société provinciale et un fiduciaire des coopératives de distribution municipales).

<sup>2</sup> Hydro a « vendu » l'électricité aux distributeurs locaux au prix coûtant.

représentait plus de la moitié de la dette totale de la province<sup>3</sup>. En 1924, une commission a constaté que de nombreux projets de construction d'Hydro étaient inutilement élaborés et coûteux<sup>4</sup>.

Mais avec l'importance d'Hydro pour le secteur de l'électricité en pleine croissance et l'économie provinciale solidement établie — tout en restant populaire auprès du grand public — l'influence économique et politique d'Hydro s'est renforcée.

La demande d'électricité a continué de croître d'année en année et de décennie en décennie, ce qui a conduit Hydro — officiellement transformée en société d'État dans les années 1970 et rebaptisée Ontario Hydro — à étendre son parc de production au-delà des barrages hydroélectriques. Dans les années 1950 et 1960, elle a commencé à construire une série de grands producteurs au charbon, comme la centrale de Lakeview — la plus grande centrale au charbon du monde à l'époque<sup>5</sup>.

Dans les années 1970, Ontario Hydro a commencé la construction d'une série de générateurs nucléaires, mettant en service en 1971 la centrale à quatre unités de Pickering, la première centrale nucléaire à grande échelle au Canada. Dans les années 1970 et 1980, Hydro a construit la centrale à quatre unités de Bruce (**Bruce A**), quatre autres unités à Pickering (**Pickering B**) et quatre autres unités à Bruce (**Bruce B**). En 1990 — après des années de retards et des milliards de dollars de dépassement de coûts — Ontario Hydro a

achevé la construction de la centrale à quatre unités de Darlington, se transformant ainsi en une entreprise à prédominance nucléaire<sup>6</sup>. En 1992, son parc nucléaire représentait 53 % de la production totale<sup>7</sup>.

Les ambitions nucléaires d'Ontario Hydro contrastent fortement avec sa santé financière. Lorsque la centrale de Darlington a été achevée en 1991, l'Ontario souffrait d'une grave récession économique, mais Ontario Hydro faisait pression pour une augmentation de 40 % des tarifs.

À l'époque, la dette d'Ontario Hydro s'élevait à plus d'un tiers de l'endettement total de la province. La détérioration financière a abouti à une série d'amortissements. D'abord, une réduction de 3,6 milliards de dollars en 1993, puis une autre de 6,6 milliards de dollars en 1997<sup>8</sup>. Il s'agit des deux plus grandes dépréciations de l'histoire des entreprises canadiennes. En 1993, la province a mis en place un gel des taux qui devait rester en vigueur pour le reste de la décennie et jusqu'en 2002<sup>9</sup>. À la fin de l'année 1997, 8 des 19 réacteurs nucléaires d'Ontario Hydro ont été fermés en raison de leur faible rendement et de problèmes de sécurité<sup>10</sup>.

La réputation d'Ontario Hydro, tout comme ses finances, était au bord de l'effondrement<sup>11</sup>.

L'un des plus grands problèmes auxquels Ontario Hydro a dû faire face était qu'elle a surdimensionné le réseau en partant du principe que la demande d'électricité continuerait

<sup>3</sup> Dawna Petsche-Wark et Catherine Johnson, « Royal Commissions of Inquiry for the Provinces of Upper Canada, Canada and Ontario 1792 to 1991: A Checklist of Reports » (1992) aux pp 64–65, en ligne (pdf) : *Bibliothèque de l'Assemblée législative de l'Ontario* <[www.ontla.on.ca/library/repository/mon/27002/132991.pdf](http://www.ontla.on.ca/library/repository/mon/27002/132991.pdf)>; Ronald Daniels et Michael Trebilock, « Electricity Restructuring: The Ontario Experience » (2000) 33:2 *Can Bus LJ* 161; John Cruickshank, « Province to probe Ontario hydro costs », *The Globe and Mail* (21 octobre 1983) 12 (la dette d'Ontario Hydro en 1983 représentait la moitié de l'encours de la dette de l'Ontario).

<sup>4</sup> Lawrence Solomon, « Where should Ontario Hydro go from here? », *The Globe and Mail* (19 août 1997) A21.

<sup>5</sup> Ontario Power Generation, « Lakeview GS 43 years of service to the Province of Ontario A pictorial retrospective of Lakeview Generating station » en ligne (pdf) : *Bibliothèque de l'Assemblée législative de l'Ontario* <[www.ontla.on.ca/library/repository/mon/16000/269120.pdf](http://www.ontla.on.ca/library/repository/mon/16000/269120.pdf)>.

<sup>6</sup> La dernière unité à Darlington n'est entrée en service qu'en 1993.

<sup>7</sup> Ontario Hydro, « Ontario Hydro Statistical Yearbook » (1992), en ligne (pdf) : <[archive.org/details/ontariohydrostat1992onta/page/6/mode/2up](http://archive.org/details/ontariohydrostat1992onta/page/6/mode/2up)>.

<sup>8</sup> « Ontario Hydro loses \$6.3-billion », *The Globe and Mail* (18 février 1998) A1.

<sup>9</sup> Le gel des tarifs a été réinstauré quelques mois seulement après l'ouverture du marché.

<sup>10</sup> Anthony Depalma, « Canadians export a type of reactor they closed down », *The New York Times* (3 décembre 1997), en ligne : <[www.nytimes.com/1997/12/03/world/canadians-export-a-type-of-reactor-they-closed-down.html](http://www.nytimes.com/1997/12/03/world/canadians-export-a-type-of-reactor-they-closed-down.html)>.

<sup>11</sup> Martin Mittelstaedt, « Change 'unavoidable' for Ontario Hydro, Lights Out: Giant utility's woes mean a competitive market 'is now inevitable' », *The Globe and Mail* (18 août 1997) A1.

d'augmenter, comme cela s'est produit tout au long du XX<sup>e</sup> siècle. À la fin des années 1980, Ontario Hydro prévoyait que la demande atteindrait 184 TWh en 2000, soit près de 20 % de plus que la demande réelle de 153 TWh cette année-là et plus de 50 TWh de plus que la demande en 2017<sup>12</sup>. À court terme, Ontario Hydro s'attendait à ce que la demande atteigne 159 TWh en 1994, même si la demande réelle s'est avérée être de 135 TWh<sup>13</sup>.

En bref, l'offre du service public était trop importante et la demande pour celui-ci trop faible.

Étant donné que de nombreux coûts d'Ontario Hydro étaient fixes, la baisse de la demande a augmenté le coût moyen à recouvrer pour chaque unité d'électricité produite. En conséquence, Ontario Hydro a demandé une augmentation de 40 % des tarifs en pleine récession. Un jugement public sur le sort de l'énergie publique s'est imposé<sup>14</sup>.

En 1999, le règne d'Ontario Hydro en tant que monopole de l'électricité de la province était officiellement terminé.

En fin de compte, Ontario Hydro s'est retrouvée avec 38,1 milliards de dollars de dettes et autres passifs, dont plus de la moitié — 20,9 milliards de dollars — n'était pas étayée par la valeur de ses actifs. En fin de compte, 7,8 milliards de dollars de cette dette n'ont pu être remboursés à partir des recettes futures et ont été perçus auprès des contribuables sous la forme d'une redevance mensuelle connue sous le nom de « Debt Retirement Charge » (frais de règlement de la dette), qui est restée en vigueur jusqu'en avril 2018<sup>15</sup>.

## **PARTIE II : PAS SI SIMPLE, LA RUPTURE (D'ONTARIO HYDRO)**

La disparition d'Ontario Hydro a ébranlé le parlement et l'économie de la province.

Elle a également coïncidé avec une poussée dans les années 1990 — tant en Ontario que dans d'autres régions du monde — visant à déréglementer le secteur de l'énergie et à passer à un secteur basé sur la concurrence et les principes du marché, plutôt qu'à un modèle de service public descendant appartenant au gouvernement<sup>16</sup>.

En 1995, un comité consultatif — connu sous le nom de comité Macdonald — a été créé pour « étudier et évaluer les options pour l'introduction progressive de la concurrence dans le réseau électrique de l'Ontario » [traduction]. Le comité a recommandé la fin du monopole de production d'Ontario Hydro et la mise en place d'un réseau de transport indépendant ouvert aux producteurs privés, d'un opérateur de réseau indépendant et d'une nouvelle structure réglementaire pour superviser le secteur et permettre une plus vaste surveillance indépendante. Il a également recommandé une concurrence totale sur les marchés de gros et de détail. Le rapport a marqué une rupture radicale avec le siècle dernier de domination d'Ontario Hydro.

Les recommandations du comité ont ouvert la voie à l'éventuelle scission d'Ontario Hydro en 1999 en cinq parties — Ontario Power Generation (**OPG**), Hydro One, l'opérateur indépendant du marché (rebaptisé plus tard sous le nom de Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité), l'Office de la sécurité des installations électriques (**OSIE**) et la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (**SFIEO**). L'une des principales recommandations était que la division de production d'Ontario Hydro soit subdivisée en plusieurs autres unités devant se faire concurrence. Le rapport demandait que l'unité nucléaire soit subdivisée en entités concurrentes, que les centrales hydroélectriques soient regroupées par réseau fluvial et que les unités thermiques fonctionnent comme des entités distinctes.

---

<sup>12</sup> Ontario Power Generation, « Annual Information Form for the Year Ended December 31, 2017 » (9 mars 2018), en ligne (pdf) : <[www.opg.com/document/2017-annual-information-form-pdf](http://www.opg.com/document/2017-annual-information-form-pdf)>.

<sup>13</sup> Ontario Hydro a finalement construit quatre unités nucléaires à Darlington. En 2006 elle a présenté une demande pour construire des unités supplémentaires au site, mais n'est jamais allé de l'avant avec ce plan.

<sup>14</sup> Bertrand Marotte, « The crisis at Ontario Hydro is a... », *CanWest News* (13 août 1997) 1.

<sup>15</sup> Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario, « Rapport annuel 2013 » (2013) à 377–79, en ligne (pdf) : <[www.auditor.on.ca/fr/content-fr/annualreports/arreports/fr13/2013AR\\_fr.pdf](http://www.auditor.on.ca/fr/content-fr/annualreports/arreports/fr13/2013AR_fr.pdf)>.

<sup>16</sup> Le Royaume-Uni a ouvert la marche avec la privatisation de son Central Electricity Generating Board (CEGB) en 1991.

En 1997, le gouvernement de l'Ontario a publié un livre blanc exposant sa vision du secteur de l'électricité — sans toutefois adopter la liste complète des recommandations du comité Macdonald. Alors que le livre blanc préconisait la scission d'Ontario Hydro en une entreprise de production et une entreprise de transport et de distribution d'énergie, l'entreprise de production — comprenant des producteurs d'énergie nucléaire, hydroélectrique et thermique — resterait sous la propriété et le contrôle du secteur public sur la quasi-totalité du marché.

En 1998, le gouvernement de l'Ontario a adopté le projet de loi 35, la *Loi sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* — qui comprenait la *Loi sur l'électricité* et la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* — qui a formellement établi le démantèlement d'Ontario Hydro. Cette Loi a également conféré à la Commission de l'énergie de l'Ontario un pouvoir accru en matière de fixation des tarifs, entre autres changements.

La fin d'Ontario Hydro était achevée.

Le thème sous-jacent du comité Macdonald et du livre blanc qui a suivi était qu'un réseau électrique « compétitif » profiterait largement à la province et à ses contribuables en réduisant les prix. La pression en faveur de la déréglementation a été soutenue par un certain nombre d'acteurs clés du secteur, notamment l'Association of Major Power Consumers in Ontario (**AMPCO**) et l'Independent Power Producers' Society of Ontario (**IPPSO**)<sup>17</sup>. Les petits consommateurs (essentiellement des ménages) semblaient désireux de participer au marché de détail concurrentiel, près d'un million des plus de quatre millions de consommateurs d'électricité de l'Ontario ayant signé des contrats avec divers intermédiaires de détail au moment de l'ouverture du marché en 2002.

Alors que l'ouverture du marché était initialement prévue en 2000, cette date a ensuite été repoussée à mai 2002.

D'autres changements ont également été introduits dans le but de réduire le pouvoir de marché d'OPG, qui continue de posséder et d'exploiter près de 90 % des actifs de production en Ontario. Dans une tentative pour réduire le pouvoir de marché de l'entreprise publique, le Market Power Mitigation Agreement (accord d'atténuation du pouvoir de marché — **MPMA**) a été introduit en 1998.

Le MPMA contenait deux propositions clés. Premièrement, il plafonnait le prix payé à OPG sur 90 % de ses ventes intérieures à 3,8 cents le kWh. Tout ce qui dépasserait ce montant — si les prix de gros étaient supérieurs à 3,8 cents le kWh — serait remboursé aux consommateurs de l'Ontario. Deuxièmement, dans les dix ans suivant l'ouverture du marché, OPG réduirait sa capacité de production à un maximum de 35 % de la capacité totale de l'Ontario. OPG réduirait également son contrôle des centrales servant à l'établissement des prix, ou marginales, à 35 % du total de la province dans un délai de 42 mois.

En juillet 2000, OPG a accepté un bail de 18 ans avec un consortium privé pour exploiter ses quatre unités nucléaires de Bruce B. OPG a salué ce bail comme « une première étape importante » dans le respect des termes du MPMA<sup>18</sup>. En 2002, OPG a également vendu quatre producteurs d'hydroélectricité d'une capacité totale de 490 MW<sup>19</sup>.

Pourtant, contrairement au MPMA, le pouvoir de marché d'OPG n'a jamais été réduit aux niveaux imaginés avant l'ouverture du marché. En 1999, par exemple, OPG est allée de l'avant avec sa décision de remettre en service les quatre tranches de Pickering A. En 2012 — dix ans après l'ouverture du marché — la capacité

---

<sup>17</sup> Marotte, *supra* note 14.

<sup>18</sup> Ontario Power Generation, « 2000 third quarter report » (2000) à la p 7, en ligne (pdf) : <archive.opg.com/pdf\_archive/Financial%20Reports/F129\_OPGQ3.pdf>.

<sup>19</sup> Martin Mittelstaedt, « Brascon buys four Ontario hydro plants », *The Globe and Mail* (9 mars 2002), en ligne : <www.theglobeandmail.com/report-on-business/brascon-buys-four-ontario-hydro-plants/article18286993>.

de production en service d'OPG est restée à 53 %<sup>20</sup>. En 2005, OPG possédait encore jusqu'à 72 % de la capacité installée en Ontario<sup>21</sup> et possède et exploite encore environ 50 % de la capacité installée.

### PARTIE III : L'ONTARIO SE RETIRE DE LA DÉRÉGLEMENTATION

En mai 2002, après un retard de près de deux ans, le marché s'ouvre.

Mais tout aussi rapidement que le marché s'est ouvert, la province a adopté une loi gelant les prix de détail à 4,3 cents le kWh pour les quatre prochaines années<sup>22</sup>.

Si le marché de gros a continué de fonctionner comme prévu, le gel des prix a directement sapé le signal de prix qu'un marché de l'énergie déréglementé était censé envoyer aux consommateurs. Comme le gel a été appliqué rétroactivement à mai 2002, il a également sapé la décision de plus d'un million de consommateurs de signer des contrats fixes avec des détaillants privés<sup>23</sup>. Dans son premier grand examen du marché de l'électricité, le Comité de surveillance du marché (CSM) a souligné que le gel des prix « a supprimé toute incitation [...] à économiser l'énergie et a clairement entraîné des décisions de consommation inefficaces » [traduction].

Au départ, le gel des prix n'était destiné qu'aux petits clients. Mais en mars 2003, la province a étendu le gel des prix à la plupart des petites entreprises. Finalement, les clients admissibles au gel des prix représentaient plus de la moitié de toute l'électricité consommée en Ontario.

Le gel des prix s'est avéré coûteux pour la province. Le rabais couvrait la différence entre les prix de gros et le niveau déterminé par la Loi. Dans l'année qui a suivi l'ouverture du marché, le prix de gros moyen était de 6,2 cents le kWh — soit 44 % de plus que le gel des prix de détail imposé par la Loi. Le coût de cette différence — financée par l'organisme provincial, la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO) — s'est élevé à environ 730 millions de dollars la première année<sup>24</sup>.

Alors, qu'est-ce qui a mal tourné?

Deux facteurs principaux ont poussé les prix à la hausse. Premièrement, l'été 2002 a été exceptionnellement chaud, ce qui a entraîné une demande plus élevée que prévu. Deuxièmement, le marché a été touché par un certain nombre de problèmes d'approvisionnement, tant prévus qu'imprévus, qui ont entraîné une pénurie d'approvisionnement. Lorsque le marché a ouvert en mai 2002, le prix de gros moyen était de 3,01 cents le kWh et est passé à 3,71 cents le kWh en juin. En juillet, ce chiffre atteignait 6,2 cents le kWh, pour atteindre 1,03 dollar le kWh — ou 1028,42 \$ le MWh — en une heure en septembre<sup>25</sup>. Néanmoins, les prix en Ontario au cours des mois de mai et juin étaient en fait inférieurs à ceux de la plupart des régions voisines, alors qu'ils étaient légèrement plus élevés en juillet et août<sup>26</sup>.

Des températures plus élevées signifient une demande plus importante — l'utilisation de la climatisation a transformé l'Ontario d'un territoire de demande de pointe en hiver à un territoire de demande de pointe en été. La demande d'énergie a augmenté d'environ 1,6 %

---

<sup>20</sup> Ontario Power Generation, « 2012 Annual Report » (2013), en ligne (pdf) : <archive.opg.com/pdf\_archive/Financial%20Reports/F035\_2012AnnualReport.pdf>.

<sup>21</sup> Paris Fronimos, « The Electrical industry in Ontario: Why Staying the Courts Matters » (16 mars 2006), en ligne (pdf) : CABREE <www.ualberta.ca/business/centres/carmen/energy/-/media/5AA6406DBF434513A26C9AAA012BB805.ashx>.

<sup>22</sup> Andrea Baillie, « Ontario passes law to freeze electricity rates for four years », *La Presse canadienne* (9 décembre 2002).

<sup>23</sup> Fred Grobet, Don McFetridge et Tom Rusnov, « Market Surveillance Panel Monitoring Report on the IMO-Administered Electricity Markets » (17 décembre 2003), en ligne (pdf) : CEO <www.oeb.ca/documents/msp/panel\_mspreport\_imoadministered\_171203.pdf>.

<sup>24</sup> Michael J. Trebilcock et Roy Harb, « Electricity Restructuring in Ontario » (2005) 26:1 *The Energy J* 123; Voir « To pay the market price for Ontario's electricity », *The Globe and Mail* (19 août 2003), en ligne : <www.theglobeandmail.com/opinion/to-pay-the-market-price-for-ontarios-electricity/article1334784> (le coût total était de 1,5 milliard de dollars, mais il a été compensé par des rabais d'OPG).

<sup>25</sup> Des flambées de prix de 2 000 \$ le MWh, qui est le prix plafond administré par la SIERE, ont continué de se produire en Ontario, mais pour un plus petit nombre d'intervalles de cinq minutes.

<sup>26</sup> Janet McFarland, « Electricity cheaper in Ontario: study », *The Globe and Mail* (13 juin 2002), en ligne : <www.theglobeandmail.com/report-on-business/electricity-cheaper-in-ontario-study/article25298346>.

par an entre 1984 et 2001, mais a fait un bond de 5,5% en 2002<sup>27</sup>. Les températures élevées et le temps sec ont également réduit la quantité d'eau disponible pour alimenter le parc de producteurs d'hydroélectricité de la province.

L'augmentation de la demande et la pénurie d'approvisionnement qui s'en est suivie étaient initialement inattendues<sup>28</sup>. Tout juste un mois avant l'ouverture du marché, la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGME) a noté que, « grâce aux installations existantes et proposées, l'Ontario devrait disposer d'un approvisionnement fiable en électricité pour la période de dix ans, dans des conditions très diverses » [traduction].

Pendant des années, l'Ontario a eu un surplus de puissance. La capacité de production était supérieure de près de 20 % à la demande de pointe en 1996, mais à l'été 2002, elle était tombée à un déficit de 1,5 %, qui a été comblé par des importations en provenance des régions voisines. En raison de ce déficit, la SIGME a émis de nombreux avertissements au cours de l'été, invitant les consommateurs à réduire la demande.

L'Ontario était également confronté à un certain nombre de problèmes d'approvisionnement, bien que nombre de ces problèmes aient été évidents pendant des années avant l'ouverture du marché. À ces problèmes d'approvisionnement connus se sont ajoutés un certain nombre de pannes inattendues.

Pour commencer, une grande partie de la flotte nucléaire de la province est restée hors ligne. Entre 1995 et 1998, les réacteurs nucléaires de Bruce A et de Pickering A, d'une capacité respective d'environ 3 000 MW et 2 000 MW, ont été mis hors service pour divers problèmes de performance et de sécurité relevés dans une évaluation des actifs nucléaires d'Ontario Hydro en 1997.

En 1999, OPG a annoncé sa décision de remettre en service les réacteurs de Pickering A — pour un coût initial de 840 millions de dollars, mais finalement achevé pour un montant estimé de 3 à 4 milliards de dollars — la première unité devant être remise en service avant 2001. La dernière des quatre unités devait être remise en service avant la fin de 2002. En réalité, la première des quatre unités de Pickering n'a pas été remise en service avant la fin de 2003. OPG a par la suite décidé de ne pas remettre à neuf deux des quatre unités en raison de problèmes de coûts<sup>29</sup>. Les retards à Pickering ont créé un trou géant dans l'offre de la province.

Néanmoins, ces problèmes d'approvisionnement étaient connus avant l'ouverture du marché.

Il y a eu également quelques retards inattendus, bien qu'ils aient été mineurs. Hydro One avait prévu d'augmenter sa capacité d'interconnexion à la frontière du Michigan de 500 MW avant l'été 2002, mais ces travaux ont été retardés<sup>30</sup>. Une des unités nucléaires de Bruce B (l'unité 6) a également été mise hors service de façon inattendue, retirant une partie de la production en août lorsque la demande dans la province était à son maximum.

La flambée des prix de gros a provoqué une réaction de rejet de la part du public alors que le marché en était à ses débuts. En réaction, la province est intervenue en laissant le marché dicter les prix au moment précis où le marché donnait le bon signal — la forte demande et une pénurie de l'offre ont poussé les prix à la hausse, comme le prévoyait la théorie du marché. Le gel des prix de la province, en revanche, a encouragé une plus grande consommation à un moment où le pouvoir était déficitaire<sup>31</sup>.

Le CSM a constaté que, alors que les prix en Ontario ont augmenté en raison d'une forte

---

<sup>27</sup> Il est à noter que la demande a chuté au début des années 1990 par suite d'une importante récession, et la centrale nucléaire de Darlington est entrée en service au même moment. La demande a rebondi au cours de la deuxième moitié de 1990 et a continué de croître jusqu'en 2005.

<sup>28</sup> Comme il est abordé plus tard, bon nombre des problèmes d'approvisionnement étaient connus avant l'ouverture du marché. Ce qui n'avait pas été prévu a été la croissance soudaine de la demande qui a exacerbé ce manque.

<sup>29</sup> L'honorable Jake Epp, Peter Barnes et Robin Jeffrey, « Report of the Pickering 'A' Review Panel » (décembre 2003), en ligne (pdf) : *Assemblée législative de l'Ontario* <collections.ola.org/mon/7000/10317476.pdf>; Roma Luciw, « OPG cancels Pickering repairs », *The Globe and Mail* (12 août 2005), en ligne : <www.theglobeandmail.com/report-on-business/opg-cancels-pickering-repairs/article1121297>.

<sup>30</sup> Trebilcock, *supra* note 24.

<sup>31</sup> En octobre 2002, alors que la température s'était rafraîchie, la demande avait chuté d'elle-même et les prix de gros ont descendu.

hausse de la demande et d'une réduction de l'offre, les prix de gros au cours de l'été étaient largement conformes à ceux de régions voisines qui exploitaient également un marché de gros. Les prix en dehors des périodes de pointe en Ontario ont été, pendant six des neuf mois de 2002, en fait plus bas en moyenne que ceux de marchés voisins<sup>32</sup>. La flambée des prix, en particulier en août et en septembre, a montré clairement aux consommateurs que les conditions d'approvisionnement en Ontario étaient plus serrées que prévu. Le gel des prix a sapé ce signal.

Dans la perspective de l'ouverture du marché, les investisseurs sont également restés sceptiques quant à l'enthousiasme de la province pour un marché compétitif. Pour commencer, l'ouverture du marché a été retardée de près de deux ans. Deuxièmement, jusqu'en 2001, OPG n'avait cédé aucun de ses actifs, comme le prévoyait l'accord d'atténuation. Troisièmement, de 1999 à 2001, OPG avait en fait accru son pouvoir de marché avec sa décision de remettre en service les quatre tranches de la centrale Pickering A. Quatrièmement, en 2000, la province a annoncé un gel de la vente des unités au charbon d'OPG pour des raisons environnementales — assurant le maintien du pouvoir de marché d'OPG. En 2002, la province a complètement bloqué la vente de deux des centrales au charbon d'OPG. En 2002, Sthénergies a annoncé qu'elle suspendait ses projets de construction de deux centrales électriques — même si elle avait déjà obtenu l'autorisation réglementaire — en invoquant deux raisons : le maintien du pouvoir de marché d'OPG et le changement de politique du gouvernement<sup>33</sup>.

Le gel des prix décrété par la province des mois après l'ouverture du marché a simplement refroidi encore plus le secteur. Un cadre de l'une des plus grandes compagnies d'électricité privées du Canada a qualifié le plafonnement des prix de « recette pour un désastre<sup>34</sup> » [traduction]. D'autres investisseurs ont déclaré qu'ils étaient réticents à investir dans le secteur

tant que les unités de Pickering A n'étaient pas remises en service et que leur impact sur les prix de gros n'était pas évident. Un dirigeant du secteur a noté sans détour :

[Traduction]

« Je ne connais aucun producteur qui voudrait investir dans cette province<sup>35</sup> ».

Alors que le gel des prix annoncé en 2002 devait être en place jusqu'en 2006, il s'est avéré trop coûteux pour la province. En avril 2004, le plafond des prix a été porté à 4,7 cents le kWh sur les 750 premiers kWh de consommation et à 5,5 cents pour chaque unité au-delà de ce seuil. En avril 2005, le prix plafond a été relevé une nouvelle fois à 5 cents sur les 750 premiers kWh et à 5,8 cents pour chaque unité au-delà de ce seuil. En novembre 2005, les unités nucléaires et hydroélectriques de base d'OPG ont été placées sous la pleine réglementation de la CEO.

Néanmoins, même sans l'intervention législative qui allait dominer plus tard dans la décennie, le marché de l'électricité a souffert dès le départ de défauts de conception. Ces défauts comprenaient : l'absence de prix en fonction du lieu (l'Ontario a plutôt mis en place un prix uniforme dans toute la province), la domination continue d'OPG sur le marché de gros et l'intervention de l'exploitant du réseau. Un certain nombre de ces problèmes demeurent à ce jour.

#### **PARTIE IV : LA STRUCTURE HYBRIDE S'INSTALLE**

L'élection d'un nouveau gouvernement en 2003 a ouvert une nouvelle ère dans le secteur de l'électricité de la province. Si le nouveau gouvernement a maintenu le marché de gros de l'électricité, il a introduit une loi qui a réduit la concurrence en créant, entre autres, une agence dirigée par la province pour l'approvisionnement en nouvelle production.

---

<sup>32</sup> « Market Surveillance Panel Monitoring Report on the IMO-Administered Electricity Markets » (24 mars 2003), en ligne (pdf) : CEO <[www.oeb.ca/documents/msp/panel\\_mspreport\\_imoadministered\\_240303.pdf](http://www.oeb.ca/documents/msp/panel_mspreport_imoadministered_240303.pdf)>.

<sup>33</sup> Dina O'Meara, « Sthénergies puts off power project, blames capacity sales rules », *National Post* (30 octobre 2002) FP12.

<sup>34</sup> Steve Erwin, « Price caps in Ontario electricity market risky, power producer warns », *La Presse canadienne* (7 novembre 2002).

<sup>35</sup> Steve Erwin, « Energy industry sees little reason to build new supply after Eves' price cap », *La Presse canadienne* (11 novembre 2002).

Avec le temps, l'agence provinciale responsable de la nouvelle fourniture sera la seule source de nouvelle production en Ontario et presque tous les producteurs seront incités à une forme quelconque de paiement hors marché.

Le marché dit « hybride » battait alors son plein.

L'établissement du marché hybride est surtout lié à l'adoption du projet de loi 100, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*, qui a donné lieu à la création de l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), à l'établissement de la réglementation des tarifs pour la majorité des actifs de production d'OPG et à l'imposition d'une fixation annuelle des tarifs de détail pour les clients par la CEO<sup>36</sup>. La province a également abandonné le MPMA.

Au moment de l'adoption du projet de loi, il y avait eu peu de nouveaux investissements du secteur privé dans le secteur et, par conséquent, presque aucune nouvelle production compétitive n'a été ajoutée au réseau. La plus grande partie de la nouvelle capacité est venue de l'achèvement de la remise en service de la centrale Pickering A d'OPG. La province s'attendait à un déficit de puissance dans la décennie à venir<sup>37</sup>.

Pourtant, la combinaison de la réglementation des tarifs d'OPG et d'une agence d'approvisionnement gérée par la province et créée pour signer des contrats garantis avec les producteurs signifiait que le secteur privé n'investirait dans la province que s'il passait par le gouvernement de l'Ontario ou ses agences. Le CSM a signifié en 2005 « qu'il est peu probable qu'un producteur choisisse de construire de nouvelles installations sans garanties contractuelles<sup>38</sup> » [traduction]. Il a souligné que même les producteurs du secteur privé, en nombre limité, qui avaient récemment décidé d'investir dans la province alors qu'il n'y avait pas d'aide gouvernementale avaient, dans la foulée de la création de l'OEO, négocié des contrats avec l'agence provinciale.

Enfin, la fixation des tarifs de détail par la CEO a entraîné une sous-cotation du marché de détail tout en supprimant encore davantage le taux « du marché » pour l'électricité du prix payé par les consommateurs. En substance, presque tous les petits clients ont été transférés vers un accord de vente au détail, la CEO agissant en tant que détaillant de facto.

L'OEO est rapidement passé d'une agence indépendante supervisée par l'organisme de réglementation à une agence supervisée par le ministère de l'Énergie. Le rôle principal de l'OEO était de planifier et d'acquérir de nouvelles capacités de production dans la province, ainsi que de superviser les programmes de conservation. Dans le cadre de ce processus, l'OEO devait soumettre tous les trois ans à l'examen de la CEO une prévision de l'offre et de la demande à long terme, connue sous le nom de Plan de réseau électrique intégré (PREI). La CEO tiendrait alors une audience pour déterminer si ce plan et ces prévisions étaient économiquement prudents et rentables, entre autres critères. Le premier PREI a été abandonné à mi-parcours du processus d'examen en raison d'une directive du ministre de l'Énergie visant à inclure davantage de production d'énergie renouvelable. La deuxième audience du PREI n'a jamais eu lieu. Le processus du PREI a finalement été remplacé par le Plan énergétique à long terme (PELT) supervisé et publié par le ministère de l'Énergie. L'avenir des nouveaux approvisionnements en Ontario était désormais défini par le ministère de l'Énergie et acheté par l'intermédiaire de son organisme contractant sans examen par l'organisme de réglementation<sup>39</sup>.

La création de l'OEO, combinée à la décision de la province d'éliminer progressivement les producteurs de charbon et aux prévisions de demande croissante, a entraîné une ruée vers de nouvelles capacités. En 2005, la province a annoncé qu'elle avait accepté ou était en train de négocier l'acquisition de plus de 9 000 MW de nouvelles capacités, soit près de quatre fois

---

<sup>36</sup> Ministère de l'Énergie, communiqué, « Ontario Government Introduces Fair And Stable Prices For Electricity From Ontario Power Generation » (23 février 2005), en ligne : <news.ontario.ca/archive/en/2005/02/23/Ontario-Government-Introduces-Fair-And-Stable-Prices-For-Electricity-From-Ontario.html> [Fair and Stable Prices].

<sup>37</sup> John Spears, « Power shortage by '06, report says », *Toronto Star* (25 janvier 2004) D01.

<sup>38</sup> Commission de l'énergie de l'Ontario, « Monitoring Report on the IESO-Administered Electricity Markets for the period from May 2005–October 2005 » (décembre 2005), en ligne (pdf) : <www.oeb.ca/documents/msp/msp\_report%20final\_131205.pdf>.

<sup>39</sup> Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario, « Rapport annuel 2011 » (2011) à 96–133, en ligne (pdf) : <www.auditor.on.ca/fr/content-fr/annualreports/arreports/fr11/2011ar\_fr.pdf> [Vérificatrice générale de l'Ontario, « 2011 »].

les 2 200 MW de capacités construites entre 2000 et 2003<sup>40</sup>. La quasi-totalité des contrats signés entre l'OEO et les producteurs étaient d'une durée de 20 ans.

Plus important encore, entre les contrats avec l'OEO, la domination continue d'OPG sur le marché et la décision de réglementer les tarifs des actifs de base d'OPG, presque tous les investissements dans la province ont été mis à l'abri, en partie, du marché de gros.

Néanmoins, en 2005, l'OEO a annoncé que le marché « hybride » était « destiné à migrer vers une structure concurrentielle<sup>41</sup> » [traduction]. Le ministre de l'Énergie de l'époque a critiqué les politiques précédentes qui avaient artificiellement fait baisser le prix de l'électricité.

« Pendant trop longtemps, les subventions des contribuables ont maintenu les prix de l'électricité à un niveau insoutenable » [traduction], a déclaré Dwight Duncan, alors ministre de l'Énergie. « Nous allégeons le fardeau des contribuables, tout en veillant à ce que les prix de l'électricité pour les consommateurs soient stables et compétitifs par rapport aux régions voisines<sup>42</sup> » [traduction].

Mais cette migration n'a jamais eu lieu.

## **PARTIE V : LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO SE MET AU VERT**

En fin de compte, la transition d'un marché hybride vers un marché concurrentiel a fait

passer au second plan les politiques en matière d'énergies renouvelables.

Ces ambitions ont été placées au centre des préoccupations avec l'adoption de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte (LEVEV)*. L'objectif de la *LEVEV* était d'encourager le développement rapide de projets d'énergie renouvelable en introduisant notamment un tarif de rachat garanti (**TRG**) qui paierait aux producteurs d'énergie renouvelable un taux garanti supérieur au marché pour les 20 prochaines années<sup>43</sup>.

La *LEVEV* a également modifié la structure de gouvernance et de réglementation du secteur de l'électricité en conférant davantage de pouvoirs juridiques au ministre de l'Énergie, lui permettant, par exemple, de décider si un processus concurrentiel ou non concurrentiel doit être utilisé pour l'acquisition de nouvelles capacités<sup>44</sup>. La Loi a également permis au ministre de fixer les prix, ainsi que de limiter la capacité de la CEO à agir indépendamment des politiques de la province en matière d'énergie renouvelable en déterminant qu'elles ne sont pas rentables<sup>45</sup>. À l'avenir, tous les coûts liés aux énergies renouvelables devaient être automatiquement approuvés par l'organisme de réglementation. Les tarifs de rachat payés aux producteurs d'énergie renouvelable étaient bien supérieurs aux tarifs du marché et étaient déterminés par le législateur, et non par le marché<sup>46</sup>.

La *LEVEV* n'était pas la première initiative de la province pour intégrer les énergies renouvelables dans le réseau, elle était simplement plus prononcée. En 2004, l'OEO a annoncé le

---

<sup>40</sup> Ministère de l'Énergie, communiqué, « McGuity Government Unveils Bold Plan To Clean Up Ontario's Air » (15 juin 2005), en ligne : <[news.ontario.ca/archive/en/2005/06/15/McGuity-Government-Unveils-Bold-Plan-To-Clean-Up-Ontario039s-Air.html](http://news.ontario.ca/archive/en/2005/06/15/McGuity-Government-Unveils-Bold-Plan-To-Clean-Up-Ontario039s-Air.html)>; Micheal Wyman, « Power Failure: Addressing the Causes of Underinvestment, Inefficiency and Governance Problems in Ontario's Electricity Sector » (mai 2008), en ligne (pdf) : *Institut C.D. Howe* <[www.cdhowe.org/sites/default/files/attachments/research\\_papers/mixed//commentary\\_261.pdf](http://www.cdhowe.org/sites/default/files/attachments/research_papers/mixed//commentary_261.pdf)>.

<sup>41</sup> Jan Carr, « Making Ontario's Electricity Market Work » (2005), en ligne (pdf) : <[www.regie-energie.qc.ca/Camput/Presentations/MARDI-eng/Carr\\_presentation-eng.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/Camput/Presentations/MARDI-eng/Carr_presentation-eng.pdf)>.

<sup>42</sup> *Fair and Stable Prices*, *supra* note 36.

<sup>43</sup> Assemblée législative de l'Ontario, Comité permanent des affaires gouvernementales, « Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte », *Journal des débats (Hansard)*, no G-21 (8 avril 2009).

<sup>44</sup> Guy Holburn, Kerri Lui et Charles Morand, « Policy Risk and Private Investment in Ontario's Wind Power Sector » (2010) 36:4 *Can Pub Pol'y* 465.

<sup>45</sup> Le programme de compteur intelligent, à titre d'exemple, a été déployé en 2004, et la CEO n'a pas été autorisée à en déterminer la rentabilité. Le projet devait d'abord coûter un milliard de dollars, mais la vérificatrice générale s'attend à ce que ce chiffre atteigne deux milliards de dollars.

<sup>46</sup> Richard Corley et al., « Ontario Feed-in Tariff Report Released » (2 avril 2012), en ligne : <[www.mondaq.com/canada/Energy-and-Natural-Resources/170294/Ontario-Feed-in-Tariff-Report-Released](http://www.mondaq.com/canada/Energy-and-Natural-Resources/170294/Ontario-Feed-in-Tariff-Report-Released)>.

premier cycle d'un appel d'offres concurrentiel pour l'énergie renouvelable, connu sous le nom de programme d'approvisionnement en énergie renouvelable (AER). Il a ensuite lancé d'autres enchères en 2005 et 2007, connues sous les noms d'AER II et d'AER III. Au total, le programme d'AER a permis d'introduire 1 570 MW de nouvelle capacité éolienne à un coût compris entre 8 et 9 cents le kWh<sup>47</sup>. D'autres achats d'énergie renouvelable ont également été entrepris.

La *Loi sur l'énergie verte* a poussé les ambitions de la province en matière d'énergies renouvelables à un nouveau niveau. Près de 15 ans après que la province ait annoncé pour la première fois son passage à l'énergie renouvelable, le réseau électrique de l'Ontario a été transformé. À la fin de 2017, l'Ontario avait signé des contrats avec des producteurs éoliens et solaires d'une capacité respective de 5 533 MW et de 2 681 MW<sup>48</sup>.

Les producteurs de charbon de l'Ontario ont également été contraints de prendre une retraite anticipée et ont été remplacés, en grande partie, par des producteurs de gaz naturel. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), qui a fusionné avec l'OEO en 2015, a signé des contrats avec des producteurs de gaz pour une capacité de 9 458 MW<sup>49</sup>.

Au total, la SIERE a signé plus de 33 000 contrats avec divers producteurs — allant des gros producteurs au gaz naturel aux panneaux solaires sur les toits.

La province dispose désormais également d'un important excédent de puissance<sup>50</sup>. Si les contribuables paient aujourd'hui plus qu'il y a dix ans pour chaque unité d'énergie qu'ils consomment, même si le prix de gros a baissé,

c'est en partie parce qu'une plus grande partie de leur facture concerne des coûts fixes associés à des tarifs contractuels et réglementés. Ces coûts fixes sont en grande partie récupérés par le biais de la redevance d'ajustement global.

En plus de transformer la composition du parc de production de la province, la transformation des énergies renouvelables a également permis d'augmenter de plus de 20 % la production raccordée au réseau de l'Ontario, qui est passée de 31 189 MW en 2007 à 37 044 MW aujourd'hui<sup>51</sup>. L'Ontario dispose d'une capacité de production installée plus importante qu'il y a dix ans, même si la demande d'électricité a diminué au cours de cette période.

## **PARTIE VI : L'INTERVENTION ENGENDRE PLUS D'INTERVENTION – LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO EST FAÇONNÉ PAR LA LOI ET LES DIRECTIVES**

Le marché de l'électricité de l'Ontario — et les agences qui le supervisent et le réglementent — a été de plus en plus façonné par les directives du ministère de l'Énergie, plutôt que par les forces concurrentielles du marché.

L'intervention est la plus claire dans le nombre de directives émises à l'OEO, à la SIERE et à la CEO depuis 2005. Au total, 114 directives ont été émises à ces agences entre 2005 et 2015. Presque tous les producteurs reçoivent désormais un tarif fixe ou contractuel pour leur production et de nombreux consommateurs, autant les grands utilisateurs industriels que les petits consommateurs domestiques, paient un prix qui est, en partie, déterminé par la Loi et non par le marché de gros.

---

<sup>47</sup> Holburn, *supra* note 44; *Vérificatrice générale de l'Ontario*, « 2011 », *supra* note 39.

<sup>48</sup> « A Progress Report on Contracted Electricity Supply: First Quarter 2019 » (2019), en ligne (pdf) : *SIERE* <[www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/contracted-electricity-supply/Progress-Report-Contracted-Supply-Q4-2019.pdf?la=en](http://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/contracted-electricity-supply/Progress-Report-Contracted-Supply-Q4-2019.pdf?la=en)>.

<sup>49</sup> *Ibid.*

<sup>50</sup> Commissaire à l'environnement de l'Ontario, « Faire passer le courant Tout sur l'électricité en Ontario Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2018, volume un » (2018) à 96–111, en ligne (pdf) : *Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario* <[docs.assets.eco.on.ca/reports/energy/2018/Making-Connections-FR.pdf](https://docs.assets.eco.on.ca/reports/energy/2018/Making-Connections-FR.pdf)>.

<sup>51</sup> Voir « 18-Month Outlook: An Assessment of the Reliability and Operability of the Ontario Electricity System from January 2007 to June 2008 » (21 décembre 2006), en ligne (pdf) : *SIERE* <[ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/planning-forecasts/18-Month-Outlook/18-Month-Outlook—2006dec.zip](http://ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/planning-forecasts/18-Month-Outlook/18-Month-Outlook—2006dec.zip)>; Voir aussi « 18-Month Outlook: An Assessment of the Reliability and Operability of the Ontario Electricity System from October 2018 to March 2020 » (25 octobre 2018), en ligne (pdf) : *SIERE* <[ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/planning-forecasts/18-Month-Outlook/18MonthOutlook\\_2018oct\\_v2.pdf](http://ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/planning-forecasts/18-Month-Outlook/18MonthOutlook_2018oct_v2.pdf)>.

Les directives ne sont qu'une méthode d'intervention législative parmi d'autres. En 2016, la province a adopté une loi transférant toute la responsabilité de la planification de l'électricité au ministère de l'Énergie par le biais du PELT<sup>52</sup>. Le processus du PELT garantit que le corps législatif, par l'intermédiaire du ministère de l'Énergie, est l'arbitre définitif des investissements qui seront réalisés dans la province. Il n'est pas clair quels aspects du processus du PELT seront maintenus à l'avenir.

Le ministère de l'Énergie décide désormais également des grands projets de transport qui seront approuvés, alors que ce pouvoir relevait auparavant de la CEO, qui tenait une audience publique pour déterminer s'ils étaient rentables<sup>53</sup>.

La province a adopté une loi approuvant le projet de remise à neuf de Darlington (RND), un projet de 12,8 milliards de dollars visant à prolonger la durée de vie des quatre réacteurs du site.

Le résultat de l'intervention du législateur a créé une divergence supplémentaire entre le prix que les contribuables paient pour consommer l'électricité et les prix sur le marché de gros de la province. La différence entre le prix du marché de gros et le tarif garanti aux producteurs qui ont soit un contrat avec la SIERE, soit des tarifs fixés par la CEO, est compensée par l'ajustement global. L'ajustement global et le prix du marché de gros — connu sous le nom de prix horaire de l'énergie en Ontario (PHEO) — sont inversement liés. Un prix du marché plus bas réduit les revenus des producteurs, qui augmentent alors la redevance de l'ajustement global afin de les rendre entiers et de couvrir les taux fixés par contrat ou par réglementation des taux. Au fil du temps, alors qu'un nombre croissant de producteurs voyaient leurs coûts fixés par contrat ou par réglementation des tarifs, l'ajustement global a connu une croissance considérable et représente maintenant la majorité des coûts de production et des prix payés par les consommateurs.

Avec un excédent de production en Ontario, qui vend de l'électricité sur le marché de gros à un prix inférieur à celui prévu par contrat et, dans de nombreux cas, à un faible coût marginal — car on reçoit maintenant plus d'argent grâce à la taxe d'ajustement à la mondialisation que les prix de gros — les prix ont chuté de façon spectaculaire. Le prix de gros moyen en 2017, par exemple, était le plus bas depuis l'ouverture du marché en 2002. Les prix de gros sont, dans de nombreux cas, négatifs, même en période de forte demande.

Au fil du temps, à mesure qu'une plus grande quantité d'énergie sous contrat a été ajoutée au réseau électrique, les coûts ont également augmenté. Le coût global du réseau est passé de 8,3 milliards de dollars en 2006 à 13,7 milliards de dollars en 2017, soit une augmentation de 65 %.

L'augmentation des coûts du réseau s'est accompagnée d'une hausse des prix pour les consommateurs, en particulier pour les consommateurs à faible volume comme les ménages et les petites entreprises. Presque tous les petits consommateurs ont maintenant leurs tarifs fixés deux fois par an par la CEO. Entre 2006 et 2017 — avant l'adoption du Plan pour des frais d'électricité équitables — le tarif de l'électricité en heures creuses a augmenté de près de 150 % pour les ménages de la province.

Le public est devenu de plus en plus préoccupé par les tarifs de l'électricité<sup>54</sup>. En réponse, la province a mis en œuvre une série de politiques qui ont soit déplacé les coûts vers l'assiette fiscale, les futurs contribuables ou entre les petits et grands clients — ou une combinaison des trois.

- En 2011, la **prestation pour l'énergie propre** a permis aux petits consommateurs de bénéficier d'un rabais de 10 % sur leur facture d'électricité mensuelle<sup>55</sup>.

<sup>52</sup> PL 135, *Loi modifiant plusieurs lois et abrogeant plusieurs règlements en ce qui concerne la conservation de l'énergie et la planification énergétique à long terme*, 1<sup>re</sup> sess, 41<sup>e</sup> lég., Ontario, 2016 (sanctionné le 9 juin 2016), LO 2016, c 10.

<sup>53</sup> PL 112, *Loi modifiant la Loi de 2010 sur la protection des consommateurs d'énergie et de la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, 1<sup>re</sup> sess, 41<sup>e</sup> lég., Ontario, 2015 (sanctionné le 3 décembre 2015), LO 2015, c 29.

<sup>54</sup> Adrian Morrow et Tom Cardoso, « Why does Ontario's electricity cost so much? A reality check », *The Globe and Mail* (7 janvier 2017), en ligne : <[www.theglobeandmail.com/news/national/why-does-electricity-cost-so-much-in-ontario/article33453270](http://www.theglobeandmail.com/news/national/why-does-electricity-cost-so-much-in-ontario/article33453270)>.

<sup>55</sup> Ministère des Finances, communiqué, « Helping Families Manage Electricity Costs McGuity Government Passes Ontario Clean Energy Benefit » (8 décembre 2010), en ligne : <[news.ontario.ca/mof/en/2010/12/helping-families-manage-electricity-costs.html](http://news.ontario.ca/mof/en/2010/12/helping-families-manage-electricity-costs.html)>.

- Toujours en 2011, **L'Initiative de conservation industrielle (ICI)** a divisé les contribuables ontariens en deux catégories pour la collecte des coûts d'ajustement global : la classe A (clients à gros volume) et la classe B (clients à petit volume). Les consommateurs de la classe A paient les frais d'ajustement global en fonction de leur demande pendant les heures de pointe, ce qui réduit ces frais pour toute l'année suivante. Ces coûts sont reportés sur les clients de la classe B. Depuis la mise en œuvre de cette politique, près de 5 milliards de dollars de coûts ont été transférés des clients de la classe A vers les clients de la classe B.
- En 2017, le **Plan pour des frais d'électricité équitables** a réduit les factures d'électricité de 25 % pour les petits clients, notamment en utilisant la dette à long terme pour réduire les coûts de l'ajustement mondial, entre autres politiques.

En 2017, les prix sur le marché de gros ne représentaient plus qu'une petite partie du coût réel de la production en raison de la politique consistant à signer des contrats à long terme avec les producteurs. Le signal de prix — considéré comme l'un des éléments clés du marché de gros lors de son ouverture en 2002 — a été faussé.

## **PARTIE VII : LA DEMANDE BAISSÉ ALORS QUE L'OFFRE AUGMENTE**

Rétrospectivement, l'Ontario a construit sa capacité de production au moment exact où la demande a commencé à décliner pendant une décennie. Et comme une grande partie des coûts dans le secteur de la production sont fixes — soit par le biais de tarifs réglementés fixés par la CEO pour la production d'OPG, soit par des contrats à prix fixe — toute réduction de la demande fait augmenter le prix de chaque unité vendue. La demande en Ontario est passée de 157 TWh en 2005 à 132,1 TWh en 2017, soit une baisse de près de 16 %.

Cette baisse de la demande contraste avec les prévisions faites en 2005 qui prévoyaient des années de croissance. Comme ce fut le cas pour Ontario Hydro dans les années 1980 et 1990, les premières prévisions de la demande établies par l'OEO se sont révélées trop élevées. En 2007, lorsque l'OEO a soumis son premier plan d'approvisionnement à la CEO, il prévoyait que la demande en Ontario atteindrait 165 TWh et 176 TWh en 2015 et 2020, respectivement<sup>56</sup>.

La demande a chuté pour diverses raisons : augmentation de la production intégrée, importance accrue accordée aux économies d'énergie (et succès connus par celles-ci) et grave ralentissement économique en 2008–2009. La production intégrée, composée en grande partie de producteurs d'énergie renouvelable qui fournissent leur électricité à des sociétés de distribution locales (SDL), au lieu d'être raccordés au réseau de transport provincial, est passée de 1,7 TWh en 2006 à 6,3 TWh en 2017 et continue de croître. Les programmes de conservation ont également contribué à réduire la demande d'électricité de près de 9 % entre 2006 et 2016<sup>57</sup>.

Plus important encore, l'essor d'un secteur de l'électricité fondé sur des directives a limité la capacité du marché à répondre à la baisse de la demande. Les directives qui ont été émises en Ontario sont en grande partie des outils statiques qui ont simplement dit aux agences supervisant le secteur de l'électricité ce qu'elles devaient faire — par exemple, se procurer plus d'énergie renouvelable ou répondre à la demande. Mais lorsque les conditions du marché de l'électricité de la province ont changé — comme une réduction de la demande — ces directives statiques sont devenues obsolètes et, dans la plupart des cas, ont joué contre l'efficacité du marché. D'autres directives doivent finalement être introduites pour contrecarrer l'effet des directives précédentes. En réponse à la baisse de la demande, un marché véritablement concurrentiel peut avoir réduit les investissements et limité l'excédent énergétique de l'Ontario.

---

<sup>56</sup> Voir l'Office de l'énergie de l'Ontario, « EB-2007-0707, Exhibit D, Tab 1, Schedule 1 – Load Forecast – IPSP Reference Energy and Demand Forecast » (5 septembre 2008) à la p 1, en ligne (pdf) : [CEO <www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record/81114/File/document>](http://CEO<www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record/81114/File/document>).

<sup>57</sup> Voir « 2016 Conservation Results Report » (1<sup>er</sup> décembre 2018), en ligne (pdf) : [SIERE <www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/conservation-reports/Annual/conservation-results-report-2016.pdf>](http://SIERE<www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/conservation-reports/Annual/conservation-results-report-2016.pdf>).

Contrairement à la réaction à un excédent en réduisant les investissements, c'est exactement le contraire qui s'est produit en Ontario au cours de la dernière décennie. Au total, l'OEO prévoyait que la province aurait une capacité de production de 34 008 MW en 2017, par rapport à son niveau de 2007 (31 214 MW)<sup>58</sup>. Pourtant, au cours de la décennie suivante, le parc de production de l'Ontario a atteint son niveau actuel de 37 555 MW (sans compter la production au compteur qui totalise plus de 3 000 MW), alors que la demande a chuté de son pic de 2005 de 157 TWh à 132 TWh en 2017.

## **PARTIE VIII : RETOUR VERS LE FUTUR AVEC LE RENOUVELLEMENT DU MARCHÉ**

Les déficiences du marché de gros de l'électricité en Ontario sont bien connues et existent depuis longtemps. Ces déficiences ont été exacerbées par les directives et les politiques législatives depuis l'ouverture du marché — même si certaines de ces politiques ont pu être justifiées pour des raisons sociales et environnementales.

Mais le changement est l'air.

La SIERE travaille actuellement sur un ensemble coordonné de réformes, connu sous le nom de Programme de renouvellement du marché (PRM), afin de tenter de remédier à nombre de ces lacunes. Ces réformes comprennent, entre autres, le passage à une tarification en fonction du lieu, une vente aux enchères de capacité neutre sur le plan technologique et un marché du jour à venir financièrement contraignant. La SIERE a récemment publié plusieurs documents de conception détaillés dans le cadre de la prochaine étape du PRM.

Néanmoins, un certain nombre de préoccupations ont déjà été soulevées à propos du PRM. Notamment, la SIERE a réduit la portée et l'impact du projet, diminuant ainsi les avantages financiers et d'efficacité qu'il apportera aux contribuables. Selon les premières estimations, le coût de la mise en œuvre du PRM s'élevait à 200 millions de dollars, tout en

produisant 3,4 milliards de dollars de bénéfices entre 2021 et 2030<sup>59</sup>. Mais cette prévision des bénéfices a été ramenée à environ 500 millions de dollars.

La réduction de l'avantage financier est le résultat d'un certain nombre de changements clés apportés au PRM par la SIERE.

Tout d'abord, en réponse aux commentaires des parties prenantes, la SIERE supprimera la tarification locale (ou zonale) pour la plupart des consommateurs et continuera d'appliquer un prix uniforme à l'échelle de la province. Les prix de zone devaient permettre de remédier à une inefficacité majeure dans la conception du marché de gros — devant entraîner une utilisation plus efficace du réseau de transport à haute tension de l'Ontario, une consommation plus efficace et des investissements ciblés dans la production dans les zones où elle est la plus nécessaire. Même si certains de ces avantages seront encore obtenus grâce à la tarification des producteurs en fonction du lieu, les consommateurs continueront d'être privés d'un prix transparent (c'est-à-dire le coût réel) de leur consommation. Les subventions croisées continueront donc de passer d'une catégorie de consommateurs à une autre.

Deuxièmement, la SIERE a suspendu la mise aux enchères pour accroître la capacité (MEAC) et l'a remplacée par une mise aux enchères de capacité plus modifiée — qui a depuis été encore retardée en raison de la pandémie de la COVID-19. Plus de 2 milliards de dollars sur les 3,4 milliards de dollars de bénéfices du PRM étaient attribuables à la MEAC. Néanmoins, même les enchères de capacité, bien que compétitives lorsqu'elles sont considérées à leur valeur nominale, peuvent également entraîner une surenchère à grande échelle, comme cela a été le cas dans un certain nombre de territoires américains. En outre, la SIERE a noté que les enchères de capacité peuvent être complétées par d'autres contrats — ce qui introduit une fois de plus le risque de répéter l'une des principales préoccupations entourant le marché depuis son ouverture.

---

<sup>58</sup> Voir l'Office de l'énergie de l'Ontario, « EB-2007-0707, Exhibit D, Tab 9, Schedule 1 – Meeting Resource Requirement » (5 septembre 2008) à la p 1735, en ligne (pdf) : <[www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record/81114/File/document](http://www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record/81114/File/document)>.

<sup>59</sup> Voir Johannes Pfeifenberger et al, « The Future of Ontario's Electricity Market – A Benefits Case Assessment of the Market Renewal Project », (20 avril 2017), en ligne (pdf) : SIERE <[www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/me/Benefits-Case-Assessment-Market-Renewal-Project-Clean-20170420.pdf](http://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/me/Benefits-Case-Assessment-Market-Renewal-Project-Clean-20170420.pdf)>.

Le renouvellement du marché est une tentative de corriger certains des torts bien connus du marché de l'électricité de l'Ontario. Pourtant, un certain nombre de changements proposés dans le cadre du PRM sont soit réduits, soit totalement éliminés. Les mises à jour incluses dans le PRM sont nécessaires et attendues depuis longtemps si la province veut aller de l'avant avec un marché de l'électricité concurrentiel et efficace. La SIERE et les parties prenantes — qui sont toutes deux des composantes essentielles de tout marché concurrentiel — doivent maintenant décider si elles veulent aller de l'avant avec les conceptions détaillées actuelles concernant les aspects les plus importants du PRM ou déterminer à quoi devrait ressembler le marché compte tenu des nombreux aspects uniques du réseau de l'Ontario. ■

# DEMANDE CONCERNANT LA CONCEPTION DES DROITS ET LES SERVICES DU RÉSEAU DE NOVA GAS TRANSMISSION LTD.<sup>1</sup>

## Droits – Gazoduc – Conception des droits

*Laura Scott, Rosa Twyman et Laura-Marie Berg\**

Dans cette décision<sup>2</sup>, la Régie de l'énergie du Canada (**Régie**) a examiné une demande (la « Demande ») de Nova Gas Transmission Ltd. (**NGTL**) d'approbation d'une nouvelle méthodologie de conception des droits et des conditions du service pour le système de NGTL. La Régie a approuvé la Demande. Toutefois, la Régie a déterminé qu'il y avait place à des améliorations potentielles dans les services et la conception des droits de NGTL. Afin d'éclairer les futures discussions sur les péages et les droits, la Régie a fourni des indications sur les mesures supplémentaires que NGTL doit prendre et les délais de mise en conformité.

### CONTEXTE

Le système de NGTL comporte un vaste réseau de transport de gaz naturel composé d'environ

24 000 kilomètres de gazoducs et d'installations de compression et autres connexes dans l'Ouest canadien. Il transporte le gaz naturel produit en Alberta et en Colombie-Britannique à partir du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (**BSOC**). Le gaz naturel produit dans ce dernier est en concurrence sur de nombreux fronts sur le marché gazier nord-américain.

### CADRE LÉGISLATIF

L'article 62 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*<sup>3</sup> (**LONE**) énonce :

62. Tous les droits doivent être justes et raisonnables et, dans des circonstances et conditions essentiellement similaires, être exigés de tous, au même taux,

<sup>1</sup> Ce résumé a été précédemment publié dans l'Energy Regulatory Report, publié par Regulatory Law Chambers, Calgary.

\* Laura Scott (étudiante en Droit – prestataire de services juridique), Rosa Twyman (directrices des services juridiques et des activités) et Laura-Marie Berg (prestataire de services juridiques adjointe) chez Regulatory Law Chambers, Calgary.

<sup>2</sup> *Re Nova Gas Transmission Ltd.* (mars 2020), RH-001-2019, en ligne (pdf) : REC <docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92833/554137/3752363/3752364/3760156/3913151/C05448-2\_REC\_%E2%80%93\_Motifs\_de\_d%C3%A9cision\_RH-001-2019\_%E2%80%93\_NOVA\_Gas\_%E2%80%93\_droits\_et\_les\_services\_du\_r%C3%A9seau\_de\_NGTL\_-\_A7E4S7.pdf?nodeid=3913152&vnum=-2> [Nova Gas].

<sup>3</sup> LRC 1985, c N-7, art 62, abrogée par *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois*, LC 2019, c 28, art 44.

pour tous les transports de même nature sur le même parcours.

L'article 67 de la *LONE*<sup>4</sup> énonce :

67. Il est interdit à la compagnie de faire, à l'égard d'une personne ou d'une localité, des distinctions injustes quant aux droits, au service ou aux aménagements.

Le 28 août 2019, la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*<sup>5</sup> (*LRCE*) est entrée en vigueur, remplaçant la *LONE*. La Régie de l'énergie du Canada remplaçait ainsi l'Office national de l'énergie (*ONE*). L'article 36 des dispositions transitoires associées à la *LRCE* stipule que les demandes en instance devant l'*ONE* avant l'entrée en vigueur de la Loi doivent être prises en charge par la Régie et poursuivies conformément à la loi sur l'*ONE*<sup>6</sup>. Comme la Demande était en instance devant l'*ONE* avant le 28 août 2019, elle a été prise en charge par la Régie et poursuivie conformément à la *LONE*<sup>7</sup>.

## LA DEMANDE

La Demande a été soutenue par un règlement contesté (le « Règlement »). NGTL a également cherché à obtenir l'approbation de divers autres éléments connexes non inclus dans le Règlement : (1) une formule de calcul de supplément à acquitter par les expéditeurs pour le Service de transport garanti – réception (*SG-R*) sur la canalisation principale North Montney et (2) des modifications au Service garanti points à point (*SG-P*)<sup>8</sup>.

## LE RÈGLEMENT

*À savoir si le règlement doit être traité comme un ensemble*

La Commission a estimé que le processus de négociation du Règlement serait compromis si elle devait imposer librement certains changements à sa discrétion. Elle a déclaré que le Règlement soumis par NGTL devait être traité comme un tout; par conséquent, elle a approuvé le Règlement sur cette base<sup>9</sup>.

### *Droit timbre-poste pour le SG-L2 et le SG-L3*

Les points de livraison du groupe 2 (*SG-L2*) et les points de livraison du groupe 3 (*SG-L3*) sont conçus selon la méthode du timbre-poste. Les droits du SG-L3 correspondent à ceux du SG-L2, plus une prime de 20 %. Les parties au Règlement ont convenu de ne pas modifier la méthode actuelle de conception du droit timbre-poste pour le SG-L2 et le SG-L3<sup>10</sup>.

La Commission a approuvé la méthode du timbre-poste pour le SG-L2 et SG-L3<sup>11</sup>. Toutefois, la Commission a ordonné à NGTL de lancer une évaluation supplémentaire des possibilités d'interfinancement entre les points de livraisons et une consultation supplémentaire avec le Comité sur les droits, le tarif, les installations et la procédure (*CDTIP*) concernant la proposition de grand marché proposée par ATCO Gas dans cette procédure. La Commission a également demandé à NGTL de déposer un rapport contenant une évaluation de la méthode utilisée actuellement pour la répartition des coûts du SG-L2 et SG-L3, une évaluation des autres méthodes, le processus de consultation déclenché et les étapes suivantes pour corriger tout interfinancement déraisonnable<sup>12</sup>.

---

<sup>4</sup> *Ibid*, art 67.

<sup>5</sup> LC 2019, c 28, art 10.

<sup>6</sup> *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois*, LC 2019, c 28, art 36.

<sup>7</sup> *Nova Gas*, *supra* note 2 à la p 1.

<sup>8</sup> *Ibid*.

<sup>9</sup> *Ibid* à la p 12.

<sup>10</sup> *Ibid* à la p 13.

<sup>11</sup> *Ibid* à la p 16.

<sup>12</sup> *Ibid* à la p 17.

### *Charge de comptage*

Les besoins en produits de transport nets de NGTL comportent une composante transport et une composante comptage<sup>13</sup>. La Commission a estimé que la charge de comptage, telle qu'elle est incluse dans le Règlement, était acceptable. Toutefois, elle a constaté que la question doit être analysée davantage et que le CDTIP doit être consulté<sup>14</sup>.

### *Indice des coûts unitaires*

NGTL utilise actuellement un indice des coûts unitaires pour calculer les droits du SG-R. Selon la méthode de conception des droits proposée par NGTL, les droits du Service de transport garanti – livraison (**SG-L**) seraient eux aussi dérivés à l'aide d'un tel indice pour la livraison. L'indice des coûts unitaires tient compte de la variation des coûts unitaires de transport qui sont associés aux divers diamètres de canalisation. Il vise la détermination globale du coût unitaire relatif du transport pour les divers diamètres de canalisation et tient compte des économies d'échelle tirées du coût d'acquisition historique de chaque canalisation d'un diamètre donné de même que d'autres facteurs, tels que les coûts de compression et les coûts de fonctionnement et d'entretien<sup>15</sup>. La Commission n'a pas trouvé, comme le suggère ATCO Gas, que la méthode des coûts unitaires pour concevoir les droits entraîne une surimputation des coûts aux pipelines de petit diamètre. La Commission a noté que, de son propre aveu, ATCO Gas a reconnu que la preuve déposée par NGTL pour démontrer que les coûts associés à l'intégrité des canalisations n'ont généralement pas de lien avec le diamètre a contribué à atténuer ses préoccupations à ce sujet<sup>16</sup>.

### *Durée des contrats et disposition de prolongation*

Selon le Règlement, la durée minimale par défaut d'un contrat visant une zone à capacité restreinte du réseau a été fixée à huit ans au total, compte tenu d'une durée principale minimale de deux à cinq ans<sup>17</sup>. La Commission a approuvé la durée minimale, sans disposition de prolongation<sup>18</sup>.

### *Durée des contrats de transport à l'intérieur du bassin et à l'extérieur du bassin*

La Commission juge que les différences en ce qui concerne la durée des contrats des points de livraison du groupe 1 (**SG-L1**) et le transport à l'intérieur du bassin n'entraînent pas de distinctions injustes. NGTL démontre dans sa preuve que la différence tient à un aspect pratique et que la capacité ne peut être répartie de la même manière dans le cas du transport à l'intérieur du bassin et des points de livraison à l'exportation<sup>19</sup>.

### *Interconnexions gazières rurales*

Les interconnexions gazières rurales permettent à des utilisateurs finaux en milieu rural dont la demande moyenne est inférieure à 1 TJ et le pic à moins de 5 TJ par jour d'avoir accès au réseau de NGTL<sup>20</sup>. La Commission entérine l'engagement de NGTL dans le Règlement à discuter en vue de la codification, dans le tarif de NGTL, de la pratique des interconnexions gazières rurales<sup>21</sup>.

### *Méthode par défaut pour la conception des droits visant les prolongements*

La Commission s'interroge sur la valeur et la pertinence de la disposition relative aux droits intégraux par défaut, telle qu'elle est rédigée dans le Règlement. La Commission signale par ailleurs qu'aucune disposition ne

---

<sup>13</sup> *Ibid.*

<sup>14</sup> *Ibid* à la p 19.

<sup>15</sup> *Ibid.*

<sup>16</sup> *Ibid* à la p 20.

<sup>17</sup> *Ibid* à la p 21.

<sup>18</sup> *Ibid* à la p 23.

<sup>19</sup> *Ibid* aux pp 24–25.

<sup>20</sup> *Ibid* à la p 25.

<sup>21</sup> *Ibid* à la p 26.

peut lui enlever, ou l'empêcher d'exercer, son droit d'assurer la surveillance réglementaire d'une méthode de conception des droits<sup>22</sup>. La Commission interprète ainsi la disposition relative à la méthode par défaut pour la conception des droits comme un engagement de la part de NGTL envers ses expéditeurs à utiliser les droits intégraux comme point de départ des discussions au sujet des nouveaux projets. La Commission juge que le traitement tarifaire des prolongements futurs doit être déterminé au cas par cas<sup>23</sup>.

#### *Données sur le débit et dépôts relatifs aux droits*

La Commission trouve que les renseignements fournis dans le tableau 1.5-9, en réponse à la demande de renseignements n° 1.5 de l'Office, sont pertinents dans le contexte des futures demandes d'approbation des droits provisoires et définitifs qui reposent sur la méthode de conception approuvée<sup>24</sup>. Le tableau 1.5-9 donne les données sur le diamètre et la distance pour les droits de livraison proposés pour la porte d'entrée Est. La Commission note que ces informations assurent la transparence concernant les facteurs de répartition des coûts, qui peuvent évoluer au fil du temps et avoir une grande incidence sur les droits<sup>25</sup>. La Commission ordonne par conséquent à NGTL d'inclure dans ses dépôts visant l'approbation des droits provisoires et des droits définitifs établis selon la méthode de conception approuvée les mêmes types renseignements<sup>26</sup>. La Commission prend acte de l'engagement de NGTL à utiliser les données relatives aux flux du réseau des mois de février et de juillet derniers pour déterminer les parcours de SG-L<sup>27</sup>.

La Commission indique qu'elle s'attend à ce que NGTL mette en œuvre la méthode de conception des droits proposée dans un délai raisonnable, mais qu'il n'est pas nécessaire de

lui donner une directive particulière à ce sujet. La Commission ordonne en outre à NGTL de déposer devant elle, au moment du dépôt de sa demande d'approbation des droits définitifs pour 2020, une version à jour et complète du tarif visant son réseau, qui tient compte des changements approuvés dans la présente décision et qui fait état des taux, droits et frais dont l'approbation est sollicitée<sup>28</sup>.

#### *Modifications du SG-P*

NGTL a également demandé l'autorisation de faire des changements supplémentaires au SG-P, changements dont il n'est pas question dans le Règlement<sup>29</sup> :

- a. faire passer l'ajustement pour le SG-P de 4 ¢/Mpi<sup>3</sup>/j à 10 ¢/Mpi<sup>3</sup>/j;
- b. établir un prix du SG-P au point D correspondant à un escompte de 85 % par rapport au prix du SG-P au point A lorsque trois critères d'admissibilité sont satisfaits.

La Commission a approuvé ces mesures<sup>30</sup>.

### **MÉTHODE DE CONCEPTION DES DROITS DE LA CANALISATION PRINCIPALE NORTH MONTNEY**

Le Règlement précise que les expéditeurs de la canalisation principale North Montney devront payer un supplément en plus des droits applicables calculés selon la méthode de conception des droits de NGTL. La méthode particulière à appliquer pour les expéditeurs de la canalisation principale North Montney, y compris la formule de calcul du supplément et le coefficient de supplément, a été incluse dans la Demande de NGTL. Toutefois, elle ne faisait pas partie du Règlement<sup>31</sup>.

---

<sup>22</sup> *Ibid* à la p 28.

<sup>23</sup> *Ibid*.

<sup>24</sup> *Ibid* à la p 30.

<sup>25</sup> *Ibid*.

<sup>26</sup> *Ibid*.

<sup>27</sup> *Ibid*.

<sup>28</sup> *Ibid* aux pp 30–31.

<sup>29</sup> *Ibid*.

<sup>30</sup> *Ibid* à la p 32.

<sup>31</sup> *Ibid* à la p 33.

La Commission approuve la méthode de conception des droits de la canalisation principale North Montney, y compris la formule de calcul du supplément et le coefficient de 0,3 proposé pour celui-ci<sup>32</sup>. Toutefois, la Commission a imposé une condition à NGTL si le gaz transporté sur la canalisation principale North Montney devait être livré à de nouveaux marchés de gros volume et certaines exigences comptables spécifiques au NMML<sup>33</sup>.

### CONSIDÉRATIONS GÉNÉRALES

La Commission demeure préoccupée du fait que NGTL doit veiller à assurer l'imputabilité des coûts aux expéditeurs qui ont besoin que le réseau soit prolongé aux fins du service de transport-réception et la mesure dans laquelle la méthode fondée sur la distance de transport permet de dégager les tendances futures des débits. Elle ordonne par conséquent à NGTL de déposer une information continue afin de favoriser la transparence et la responsabilisation, tant envers les expéditeurs qu'envers elle au fil du temps<sup>34</sup>.

La Commission a déclaré que le risque fondamental ne se matérialise pas sur le réseau de NGTL pour le moment, mais qu'il reste un risque à long terme<sup>35</sup>. Une mise à jour régulière des hypothèses relatives à l'amortissement et des analyses conséquentes permet de réduire le risque que les installations ne soient sous-amorties à l'avenir<sup>36</sup>. La Commission ordonne par conséquent à NGTL de déposer, au cours du deuxième semestre de 2023, y compris les dépenses en immobilisation et en entretien<sup>37</sup>.

Dans une décision antérieure de l'ONE concernant le nord-est de la Colombie-Britannique<sup>38</sup> (la « décision NEBC »), l'ONE a ordonné à NGTL de déposer certaines informations avec son prochain dépôt de droits concernant les politiques de NGTL touchant les dépenses en immobilisation pour les prolongements du réseau, la politique et les pratiques d'amortissement de NGTL et la méthode de conception des droits et dispositions tarifaires de NGTL<sup>39</sup>. Dans sa Demande, NGTL a proposé certaines modifications à partir du canevas de la méthode de conception des droits existante. Le Commission a constaté que les modifications proposés tiennent compte la décision NEBC, car elles permettent d'accroître l'imputabilité des coûts aux expéditeurs qui utilisent le service de transport-réception<sup>40</sup>. Cependant, la Commission a ordonné à NGTL de déposer et de continuer à mettre à disposition certaines informations au profit de la Commission et des parties intéressées<sup>41</sup>.

La Commission prend acte du point de vue de NGTL relativement à l'établissement de prévisions sur cinq ans pour évaluer les effets cumulatifs de son programme de dépenses en immobilisations. La Commission ordonne à NGTL d'inclure d'autres renseignements accompagnant les données relatives au coût unitaire du transport dans son plan annuel, au lieu de déposer des prévisions de droits sur cinq ans<sup>42</sup>.

### DÉCISION DE LA REC

La Commission approuve la Demande. Elle juge que le Règlement donnera lieu à des

---

<sup>32</sup> *Ibid* à la p 42.

<sup>33</sup> *Ibid* à la p 47.

<sup>34</sup> *Ibid* à la p 49.

<sup>35</sup> *Ibid* à la p 52.

<sup>36</sup> *Ibid*.

<sup>37</sup> *Ibid*.

<sup>38</sup> *Re Examen de l'Office national de l'énergie visant à déterminer si une étude s'impose sur les méthodes de tarification, les dispositions tarifaires et la concurrence dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique* (8 mars 2018), A90483-1, en ligne : REC <docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90463/3225050/3338199/3488659/A90483-2\_ON%C3%89\_-\_Lettre\_de\_d%C3%A9cision\_-\_d%C3%A9termination\_d\_%C3%A9tude\_m%C3%A9thodes\_de\_tarification%2C\_dispositions\_tarifaires\_concurrence\_dans\_le\_N-E\_Colombie-Britannique\_-\_A6A9Y2.pdf?nodeid=3490090&vernum=-2>.

<sup>39</sup> *Nova Gas*, *supra* note 2 aux pp 53–54.

<sup>40</sup> *Ibid* à la p 54.

<sup>41</sup> *Ibid* à la p 56.

<sup>42</sup> *Ibid*.

droits justes et raisonnables, sans distinction injuste<sup>43</sup>. Elle est plus particulièrement d'avis que le Règlement respecte le principe des droits fondés sur les coûts et de l'utilisateur-payeur en plus d'envoyer des signaux de prix appropriés, conformément au principe de l'efficacité économique<sup>44</sup>. Elle juge enfin que le Règlement et les processus connexes respectent les lignes directrices à ce sujet<sup>45</sup>. La Commission juge que dans l'ensemble, les modifications proposées constituent une amélioration pour ce qui est de l'harmonisation des droits avec les coûts sous-jacents du service proposé<sup>46</sup>.

Sans égard au fait qu'elle a approuvé la Demande, la Commission voit la nécessité d'améliorer constamment la méthode de conception des droits et les services offerts par NGTL. Ici et là dans la décision, la Commission donne une directive à NGTL relativement à des obligations supplémentaires de divulguer de l'information et de faciliter des discussions entre le CDTIP et les parties intéressées au sujet des préoccupations<sup>47</sup>. Elle attend généralement des sociétés pipelinières qu'elles communiquent une information suffisante et continue aux expéditeurs. Ceux-ci devraient en effet obtenir des renseignements de la société pipelinière pendant les négociations; ils ne devraient pas avoir à recourir au processus de demande de renseignements tenu dans le cadre d'une audience<sup>48</sup>. ■

---

<sup>43</sup> *Ibid* à la p 58.

<sup>44</sup> *Ibid.*

<sup>45</sup> *Ibid.*

<sup>46</sup> *Ibid.*

<sup>47</sup> *Ibid.*

<sup>48</sup> *Ibid* à la p 59.