



mccarthy
tetrault

Perspectives en énergie

2026

mccarthy
tetrault



Le groupe national Énergie de McCarthy Tétrault a le plaisir de présenter :
Perspectives en énergie 2026.

Un message de nos corédacteurs en chef, Kerri Howard et Jacob Stone :

Cette publication est notre 11^e rétrospective annuelle du secteur canadien de l'énergie. Elle offre une vue d'ensemble régionale et nationale des développements majeurs dans le secteur canadien de l'énergie et les secteurs émergents et en expansion liés à l'énergie en 2025. Cette année a été, une fois de plus, une année de transformation pour le secteur de l'énergie : l'attention a été centrée sur l'expansion de notre portefeuille énergétique national, un fort soutien ayant été accordé aux projets de transition et d'expansion liés à l'énergie, et les projets d'énergie conventionnelle ont continué de bénéficier d'un appui, le tout, dans un contexte de vive évolution de la réglementation. Dans cette publication, nous ferons le point sur le droit autochtone, les modifications à la réglementation fédérale et provinciale en matière d'environnement et autres, les changements notables apportés à la politique énergétique dans l'ensemble du pays, puis nous abordons le volet lié à l'énergie du Bureau des grands projets du Canada. Nous mettons en évidence les principales tendances à surveiller en 2026. Nous espérons que cette publication sera à la fois intéressante et instructive pour vous.



TABLE DES MATIÈRES

Aperçu régional de la Colombie-Britannique 1

Aperçu régional de l'Alberta.....10

Aperçu régional de l'Ontario20

Aperçu régional du Québec28

Aperçu régional pour le Canada atlantique33

Droit de l'environnement41

Droit autochtone54

Accélération des projets d'intérêt national :
le Bureau des grands projets du Canada64

APERÇU RÉGIONAL DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE

Par : Adam Berk, Emma Good, Josh Friedman et Morgan Troke





Aperçu régional de la Colombie-Britannique

INTRODUCTION

En 2025, les politiques d'énergie propre de la Colombie-Britannique (« C.-B. ») ont progressé et des progrès mesurables ont été réalisés dans l'ensemble du secteur de l'électricité de la province. La centrale hydroélectrique du Site C est entrée en service après une décennie de construction, alors que BC Hydro and Power Authority (« BC Hydro ») lançait un nouvel appel d'offres pour l'électricité pour une deuxième année consécutive (l'« appel d'offres de 2025 ») et annonçait de nouvelles politiques importantes pour soutenir l'électrification de l'économie provinciale. Le gouvernement de la C.-B. a également introduit une nouvelle législation, s'est associé à BC Hydro sur des politiques clés et a consacré de nouveaux fonds à des initiatives dans le domaine de l'électricité et de l'énergie propre. En outre, les progrès ont été réalisés sur les cinq grands projets actuels visant le gaz naturel liquéfié (« GNL ») de la C.-B.

L'APPEL D'OFFRES POUR L'ÉLECTRICITÉ DE 2024 DE BC HYDRO

Comme indiqué dans notre [publication précédente](#), BC Hydro a lancé un [appel d'offres pour l'électricité en 2024](#) (l'« appel d'offres de 2024 ») pour la première fois en 15 ans. L'appel d'offres de 2024 a donné un nouveau souffle à une industrie provinciale des énergies renouvelables prête à prendre de l'expansion, mais qui était restée largement en sommeil depuis la suspension d'un programme d'offres en 2019. L'appel d'offres de 2024 visait l'acquisition d'environ 3 000 gigawattheures par an (« GWh/an ») d'électricité de source renouvelable, sans émissions, pour une livraison dès l'automne 2028. Après avoir reçu 21 propositions représentant plus de 9 000 GWh/an d'électricité, BC Hydro a maintenant accordé des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») pour neuf projets d'énergie éolienne et un projet d'énergie solaire (dix CAÉ au total), pour un approvisionnement combiné en électricité de près de 5 000 GWh/an et un investissement privé total de 5 G\$ CA à 6 G\$ CA. Chaque projet est détenu à hauteur de 49 % à 51 % par des Autochtones et la date d'exploitation commerciale est garantie entre octobre 2028 et octobre 2031.

L'APPEL D'OFFRES POUR L'ÉLECTRICITÉ DE 2025 DE BC HYDRO

Introduction

Dans un [communiqué de presse du 5 mai 2025](#), le gouvernement de la C.-B. a confirmé que BC Hydro lancerait l'appel d'offres de 2025 afin de poursuivre sur la lancée de l'appel d'offres de 2024, et BC Hydro a officiellement lancé l'appel d'offres de 2025 le 28 juillet 2025.

L'appel d'offres de 2025 vise à ajouter 5 000 GWh/an d'électricité propre au réseau d'électricité de la province, les projets devant entrer en service d'ici octobre 2033. Les dernières soumissions de propositions ayant été déposées le 5 janvier 2026, les CAÉ devraient être attribués au premier trimestre de 2026. Comme pour l'appel d'offres de 2024, chaque projet soumis dans le cadre

de l'appel d'offres de 2025 doit avoir une participation des Autochtones d'au moins 25 % et peut bénéficier d'un crédit sur son prix de soumission allant jusqu'à 4,00 \$ CA par mégawattheure (« MWh ») s'il a une participation des Autochtones allant jusqu'à 51 %. Une nouvelle caractéristique de l'appel d'offres de 2025 est la nomination d'un représentant des Premières Nations pour l'énergie propre, chargé de donner des conseils indépendants aux Premières Nations sur l'appel d'offres de 2025 de sorte que les Premières Nations demeurent adéquatement informées, soutenues et engagées tout au long de ce processus. Le rôle du représentant des Premières Nations pour l'énergie propre est examiné plus en détail dans le chapitre **Droit autochtone** de cette publication.

Dispositions des contrats d'achat d'électricité

Le **modèle de CAÉ** affiché par BC Hydro sur le **site Web de l'appel d'offres de 2025**, soit le CAÉ que tous les participants à l'appel d'offres retenus concluront avec BC Hydro, contient plusieurs nouvelles dispositions introduites dans l'appel d'offres de 2025 qui étaient absentes de l'appel d'offres de 2024 et d'autres approvisionnements passés, et qui tiennent compte des changements intervenus dans l'environnement politique et économique depuis l'appel d'offres de 2024 :

1. un droit de premier refus en faveur de BC Hydro;
2. des dispositions applicables à des projets dans la région du nouveau **projet de ligne de transport d'électricité de la côte nord** de BC Hydro (le « projet LTCN »);

3. un mécanisme de rajustement tarifaire;
4. un supplément de prix pour le niveau de contenu canadien;
5. un crédit pour les avantages économiques en faveur de la collectivité.

Chacun de ces éléments est décrit plus en détail ci-après.

Un droit de premier refus à BC Hydro

Le modèle de CAÉ prévoit un droit de premier refus, qui est conféré si une offre écrite est reçue pour une « transaction avec un tiers », qui est définie comme l'un ou l'autre des cas suivants :

- une « transaction visant les actifs avec un tiers », soit une cession de la totalité ou de la quasi-totalité des actifs du projet;
- une « transaction visant une nouvelle participation », soit l'émission d'une nouvelle participation dans le vendeur aux termes du CAÉ (le « vendeur »);
- une « transaction visant la cession d'une participation », soit la cession par un propriétaire de sa participation à une autre personne.

Les propriétaires du vendeur sont également désormais tenus d'être parties au CAÉ et de se conformer au droit de premier refus. Lorsque celui-ci s'applique, le CAÉ renferme des dispositions détaillées concernant les avis à BC Hydro, la possibilité pour BC Hydro d'exercer ce droit, une date précise de clôture de cession si BC Hydro exerce son droit,





et un délai maximal dans lequel le vendeur doit réaliser la clôture de l'opération de cession si BC Hydro n'exerce pas son droit. Si une « transaction avec un tiers » est réalisée sans respecter le droit de premier refus, BC Hydro aura le droit de résilier le CAÉ.

Il existe des exceptions limitées qui permettent des cessions à BC Hydro, aux Premières Nations sur le territoire traditionnel desquelles le projet est situé et à certains membres du groupe du vendeur, strictement à des fins fiscales ou de réorganisation interne de l'entreprise.

Le projet LTCN et le droit de résiliation de BC Hydro

Le 8 octobre 2025, BC Hydro a publié un **addenda n° 5 à l'appel d'offres**, qui introduit de nouvelles dispositions détaillées dans le modèle de CAÉ pour les projets de la région de la côte nord de la Colombie-Britannique (soit tout projet prévoyant une interconnexion avec le réseau de transport de BC Hydro à tout point situé à l'ouest du poste de Williston, près de Prince George). Selon les **réponses de la FAQ de BC Hydro** du 16 octobre 2025 relativement au projet LTCN, BC Hydro a indiqué que grâce à sa planification du réseau, elle a pu relever que tout projet situé dans la région de la côte nord qui se voit attribuer un CAÉ dans le cadre de l'appel d'offres de 2025 sera probablement dépendant de l'achèvement du projet LTCN afin de pouvoir faire l'objet d'une interconnexion avec le réseau de BC Hydro. Par conséquent, le CAÉ pour un tel projet prévoira des droits de résiliation en faveur de BC Hydro si le projet LTCN n'est pas achevé et une exigence de mise en service du projet LTCN comme condition pour atteindre la date d'exploitation commerciale dans le cadre du CAÉ.

Le projet LTCN a été **jugé d'importance nationale par le gouvernement fédéral** et a été confié au **Bureau des grands projets** (le « Bureau »), le nouvel organisme mis sur pied par Ottawa ayant pour mandat de faire avancer les grands projets de développement économique à travers

le Canada (voir notre analyse dans le chapitre « Accélérer les projets d'intérêt national : le Bureau des grands projets du Canada » de la présente publication. La construction du projet LTCN devrait débuter à l'été 2026 et s'achever en plusieurs phases entre 2032 et 2034. Sur les 6 G\$ CA que devrait coûter le projet LTCN, la **Banque de l'infrastructure du Canada a déjà prêté 139,5 M\$ CA** pour appuyer la phase des travaux préliminaires.

Mécanisme de rajustement tarifaire

Un nouveau mécanisme de rajustement tarifaire a été inclus. Il vise à réduire l'incertitude et à répartir les risques entre BC Hydro et les promoteurs de projets. En vertu de ces dispositions, si les tarifs d'importation sur les composants clés du projet changent après la soumission d'une offre, mais avant la DEC, le prix de l'énergie peut être rajusté pour refléter l'incidence réelle sur les coûts. En autorisant des rajustements postérieurs à l'attribution d'un marché, BC Hydro vise à assurer une plus grande prévisibilité financière, à soutenir le financement des projets et à garantir que des changements tarifaires imprévus ne compromettent pas la viabilité des projets. Il s'agit d'un changement important par rapport aux appels d'offres pour l'électricité antérieurs, où le risque lié aux tarifs était entièrement assumé par les soumissionnaires.

Supplément de prix pour le niveau de contenu canadien

Un supplément de prix pour le contenu canadien est désormais offert aux vendeurs qui incluent un « niveau de contenu canadien » indiqué dans leur projet. Le « niveau de contenu canadien » est défini comme le pourcentage que les biens et services canadiens (c'est-à-dire les biens originaires du territoire du Canada, ou les services fournis par une personne morale constituée ou continuée au Canada et qui a son siège social au Canada ou a plus de 100 employés au Canada) représentent par rapport aux dépenses en capital totales du projet. Dans les 30 jours suivant la date d'exploitation commerciale, les vendeurs

doivent soumettre un calcul détaillé et une déclaration statutaire du niveau de contenu canadien. Les suppléments de prix vont de 0,10 \$ CA/MWh pour une teneur comprise entre 20 et 30 %, à 0,30 \$ CA/MWh pour une teneur de 50 % ou plus.

Crédit pour les avantages économiques pour la communauté

Les vendeurs peuvent ajouter un crédit optionnel de 1 \$ CA/MWh ou 2 \$ CA/MWh à leur proposition s'ils incluent une attestation d'une ou plusieurs Premières Nations qui ne détiennent pas de participation dans le projet, confirmant l'intention de passer un accord sur les avantages économiques pour la communauté (*Community Economic Benefits Agreement*) en cas d'attribution d'un CAÉ. Un crédit de 1 \$ CA/MWh s'applique pour une attestation d'une Première Nation, et de 2 \$ CA/MWh si l'attestation est donnée par deux Premières Nations ou plus. Avant la DEC, les vendeurs doivent fournir des lettres confirmant que ces accords ont été signés, faute de quoi une réduction permanente du prix de l'énergie égale au crédit sera appliquée.

MISES À JOUR CONCERNANT LA POLITIQUE EN MATIÈRE D'ÉNERGIE PROPRE

Le plan d'action pour une énergie propre de la C.-B.

Parallèlement à l'annonce de l'appel d'offres pour 2025, BC Hydro et le gouvernement de la C.-B. ont dévoilé le plan d'action pour une énergie propre intitulé Clean Power Action Plan, une politique générale en matière d'énergie propre et de développement économique dans la province. Le plan d'action pour une énergie propre repose sur cinq initiatives clés :

1. la mise en œuvre l'appel d'offres de 2025;
2. la publication d'une demande de déclarations d'intérêt

(*Request for Expression of Interest*) pour explorer la mise sur pied de projets relatifs à la capacité et à l'approvisionnement en électricité de base ferme (la « DDI visant la capacité »);

3. le lancement d'une DDI pour repérer des solutions de technologies propres permettant de réaliser des économies d'énergie (la « DDI PowerSmart »);
4. un investissement stratégique de plus de 12,3 M\$ CA du BC Innovative Clean Energy Fund pour stimuler l'innovation dans les technologies propres (l'« investissement stratégique »);
5. l'accélération des raccordements en simplifiant l'accès à l'électricité pour les nouveaux consommateurs et les consommateurs en croissance.

Certaines des initiatives notables du plan d'action pour une énergie propre sont examinées plus en détail ci-après.

Demande de déclarations d'intérêt visant la capacité

La DDI visant la capacité vise à repérer des projets d'énergie de base, y compris des projets géothermiques, d'énergie hydroélectrique par pompage et d'hydroélectricité traditionnelle à réservoir, mais à l'exclusion de l'énergie nucléaire, afin de répondre aux demandes de pointe et de soutenir la production intermittente d'énergie éolienne et solaire. Comme nous l'avons indiqué dans notre précédente publication (en anglais), une telle planification à l'échelle du réseau est nécessaire pour répondre à l'évolution des tendances en matière de consommation d'électricité découlant de l'électrification rapide de l'économie provinciale et de l'adoption généralisée de technologies de production d'énergie renouvelable intermittente. Cette tendance devrait se poursuivre. La période de réponse à la DDI visant la capacité a pris fin le 8 septembre 2025 et



106 propositions correspondant à 19 gigawatts de capacité de production potentielle couvrant un large éventail de technologies, dont l'hydro-électricité à réservoir, la géothermie et la biomasse, ont été reçues. Les promoteurs dont les propositions présentent un intérêt seront contactés directement par BC Hydro.

Investissement dans les technologies propres et innovation

La **DDI PowerSmart** vise à repérer les technologies commercialement viables qui peuvent contribuer à l'efficacité énergétique dans la province. Cette initiative s'inscrit dans le cadre du plan élargi d'efficacité énergétique de BC Hydro de 700 M\$ CA intitulé **Energy Efficient Plan**, qui vise à utiliser la technologie, la programmation et les remises au cours des trois prochaines années pour économiser plus de 2 000 GWh d'électricité d'ici à 2030. Sur les 700 M\$ CA du plan d'efficacité énergétique de BC Hydro, 250 M\$ CA sont consacrés à la consommation d'électricité industrielle et commerciale, 110 M\$ CA à la réponse à la demande, 100 M\$ CA à chacune des initiatives de portefeuille, à l'énergie solaire et aux batteries, 80 M\$ CA aux programmes pour les personnes à faible revenu, les logements sociaux et les populations autochtones, et 60 M\$ CA au secteur résidentiel.

L'investissement stratégique, qui fait partie des 124 M\$ CA investis par le gouvernement de la C.-B. via son fonds **Innovative Clean Energy Fund** depuis 2008, est un appel d'offres triennal visant à acquérir des solutions technologiques en matière d'énergie propre situées dans la province. Le premier appel d'offres ciblé de 3,3 M\$ CA a été lancé en mai 2024 et a été attribué à des technologies axées sur la gestion de la charge pour le chargement des véhicules électriques, l'intégration solaire résidentielle et industrielle, la récupération de la chaleur résiduelle et l'audit énergétique. Jusqu'à 9 M\$ CA seront alloués en novembre 2025 à des solutions technologiques qui réduisent le coût et/ou augmentent la faisabilité de l'électrification de l'utilisation de l'énergie dans les secteurs résidentiel, commercial et institutionnel, et de l'optimisation de la gestion de l'énergie par les services publics d'électricité.

Mises à jour législatives

En 2025, le gouvernement de la C.-B. a adopté deux textes législatifs importants relatifs aux projets énergétiques dans la province, à savoir le **Bill 14: Renewable Energy Projects (Streamlined Permitting) Act** (le « projet de loi n° 14 ») et le **Bill 31: Energy Statutes Amendment Act** (le « projet de loi n° 31 »).

Projet de loi 14 : Renewable Energy Projects (Streamlined Permitting) Act

Le projet de loi n° 14, qui a reçu la sanction royale le 29 mai 2025, est le **complément législatif au plan d'action pour une énergie propre**. Il vise à simplifier la réglementation des projets énergétiques en exemptant les neuf projets éoliens retenus dans le cadre de l'appel d'offres de 2024 et le projet LTCN de l'application de la **Environmental Assessment Act** et en établissant pour eux une réglementation instaurant un « guichet unique » administré par le BC Energy Regulator (BCER). Le même traitement pour d'autres projets d'énergie renouvelable pourra également être prescrit par règlement.

Projet de loi 31 : Energy Statutes Amendment Act

Le projet de loi n° 31 a reçu la sanction royale le 27 novembre 2025 et a modifié la **Hydro and Power Authority Act**. Dans le cadre du projet de loi n° 31, le projet LTCN est divisé en trois phases, à savoir (i) des environs de Prince George aux environs du lac Fraser, (ii) des environs du lac Fraser aux environs de Terrace et (iii) des environs de Terrace au lac Bob Quinn. Chaque phase peut être détenue en totalité ou en partie par une société en commandite (« SEC »). BC Hydro peut également conclure des contrats en ce qui concerne :

- les SEC par l'intermédiaire desquelles BC Hydro et une Première Nation détiennent des participations dans une phase;
- la construction, l'exploitation, le contrôle, l'utilisation, la gestion, l'entretien, la sauvegarde, la réparation ou la mise à niveau d'une phase;
- le transfert ou la cession de tout actif ou droit détenu par BC Hydro à une société en commandite de la côte nord en ce qui concerne la propriété, la construction, l'exploitation, le contrôle, l'utilisation, la gestion, l'entretien, la sauvegarde, la réparation ou la mise à niveau d'une phase;
- la prestation de services par BC Hydro à une SEC;
- les paiements effectués par BC Hydro à une SEC en lien avec l'utilisation par BC Hydro d'une phase appartenant à une SEC.

En vertu du projet de loi n° 31 et nonobstant toute autre loi de la C.-B., en ce qui concerne tous ces contrats, (i) BC Hydro est réputée disposer de l'ensemble des pouvoirs et de l'autorité nécessaires à la signature et à la remise de ces contrats, ainsi qu'à l'exécution de toutes ses obligations et à l'exercice de tous ses droits en

vertu de ces contrats; (ii) chaque contrat et les mesures connexes sont réputés être pleinement autorisés, valides et conformes aux fins de BC Hydro; (iii) toute délégation de pouvoir en vertu de ces accords est autorisée et valide et (iv) les immunités de BC Hydro en vertu de la Hydro and Power Authority Act continuent de s'appliquer. À la suite à notre discussion sur le projet LTCN dans notre publication de 2024, ces dispositions permettent aux groupes autochtones de détenir en copropriété et d'exploiter le projet LTCN et de percevoir des revenus de BC Hydro liés à l'utilisation du projet LTCN.

Le projet de loi n° 31 a également modifié la Utilities Commission Act afin de permettre au gouvernement de la C.-B. de réglementer l'approvisionnement en électricité par un service public à des fins de minage de cryptomonnaie, d'exploitation de centres de données (y compris pour l'intelligence artificielle) et de production d'hydrogène pour l'exportation. Ces mesures prévoient l'interdiction de la vente d'électricité à ces fins (temporairement ou indéfiniment), la fixation de tarifs d'électricité à ces fins et la limitation de la quantité d'énergie ou de capacité pouvant être mise à disposition à ces fins. Ces dispositions contribueront à préserver l'approvisionnement en électricité de la C.-B. compte tenu de l'électrification rapide et de la lenteur de BC Hydro et du gouvernement de la C.-B. à augmenter l'offre d'électricité. Le gouvernement de la C.-B. est censé interdire définitivement les nouveaux raccordements de BC Hydro liés au minage de cryptomonnaie et limiter l'énergie disponible à 300 MW pour les entreprises d'intelligence artificielle et à 100 MW pour les centres de données tous les deux ans. Le 30 janvier 2026, le gouvernement de la C.-B. a annoncé un processus d'appel d'offres concurrentiel visant l'approvisionnement en électricité d'installations d'intelligence artificielle et de centres de données, allant jusqu'à 400 MW au cours des deux premières années. Le processus est présentement ouvert, et les soumissionnaires qui seront retenus devraient être avisés en septembre 2026.

Plan de ressources intégré de 2025 de BC Hydro

Le 31 octobre 2025, BC Hydro a présenté son plan de ressources intégré intitulé 2025 Integrated Resource Plan (le « PRI de 2025 ») à la BC Utilities Commission. Le PRI de 2025 s'inscrit dans l'orientation politique plus large de BC Hydro et du gouvernement de la C.-B. Les éléments clés du PRI sont la poursuite des mesures d'efficacité énergétique pour économiser 2 800 GWh/an d'ici à l'exercice 2034, l'acquisition d'au plus 5 000 GWh/an d'énergie provenant de ressources propres ou renouvelables d'ici à l'exercice 2034, l'ajout

de l'unité 6 à la centrale hydroélectrique de Revelstoke pour ajouter 500 MW supplémentaires de capacité de production d'énergie, la construction du projet LTCN et la réalisation de mises à jour de la capacité de transport pour approvisionner l'île de Vancouver et la vallée du bas Fraser. Invoquant l'incertitude concernant la croissance de la charge, la planification des capacités et le commerce international, le PRI de 2025 suit l'approche de planification flexible des ressources qui a été introduite dans le plan de ressources intégré de 2021 mis à jour (2021 Integrated Resource Plan). Dans le PRI de 2025, BC Hydro a reconnu que le risque lié à une offre insuffisante d'électricité dans la province constitue une plus grande menace que le risque lié à une offre excédentaire, car une offre insuffisante pourrait nuire à la croissance économique (en particulier en période d'instabilité géopolitique), tandis qu'une offre excédentaire aurait des conséquences financières limitées et pouvant être atténuées.

Mise à jour concernant CleanBC

En novembre 2025, le gouvernement de la C.-B. a lancé un examen indépendant de la politique de CleanBC (l'« examen indépendant ») visant à vérifier qu'elle réduit efficacement les émissions, rend la vie plus abordable et soutient une économie forte. L'examen indépendant a mis en évidence les succès des politiques et programmes de CleanBC en matière de création d'emplois, d'amélioration de la santé publique et de réduction des dépenses quotidiennes en C.-B. Malgré ces progrès significatifs, l'examen indépendant a conclu que la C.-B. n'atteindra pas son objectif de lutte contre le changement climatique en 2030. Parmi les facteurs qui y ont contribué, on peut citer l'incapacité à mettre en œuvre plusieurs politiques de CleanBC en raison de l'incertitude économique et politique. L'examen indépendant a également noté qu'il était irréaliste d'atteindre l'objectif de 2030 en matière de changement climatique en l'absence de conditions économiques idéales et d'une mise en œuvre sans faille des politiques et des programmes. L'examen indépendant a défini sept priorités pour l'action provinciale, notamment l'accélération de la production d'énergie propre, l'augmentation de la production de gaz naturel renouvelable et de biocarburants, et le soutien à la croissance de l'emploi liée à la transition énergétique. Ainsi, contrairement au message véhiculé auparavant par le gouvernement de la C.-B., l'examen indépendant a critiqué l'accent mis par ce gouvernement sur l'augmentation de la production de gaz naturel et des exportations de GNL, ainsi que les grandes quantités d'énergie propre que les installations de GNL de la province détourneraient d'autres utilisations. Cela pourrait marquer le début



d'un changement dans les politiques énergétiques du gouvernement de la C.-B. et nous continuerons à suivre l'évolution de la situation.

MISE À JOUR CONCERNANT LE SITE C

Le projet hydroélectrique du Site C sur la rivière de la Paix, dans le nord-est de la C.-B., est **maintenant en exploitation et produit plus d'électricité que ce qui avait été initialement prévu.** Initialement prévu pour produire 1 100 MW en période de pointe, le projet hydroélectrique du Site C est désormais capable de produire jusqu'à 1 230 MW en capacité de pointe. Le certificat d'évaluation environnementale du Site C a été **modifié le 3 avril 2025,** de façon à autoriser une puissance installée comprise entre 1 150 et 1 230 MW pour les six unités de production du projet (au lieu des 1 100 MW approuvés à l'origine).

MISES À JOUR CONCERNANT LE GNL

Projet de GNL Ksi Lisims

Le projet de GNL Ksi Lisims, situé sur l'île Pearce, à l'extrême nord-ouest de la C.-B., mené dans le cadre d'un partenariat entre la Nation Nisga'a, Rockies LNG et Western LNG, **a reçu son certificat d'évaluation environnementale** de l'Environmental Assessment Office de la C.-B. le 15 septembre 2025. Le projet doit être **amorcé pour l'essentiel avant le 15 septembre 2035.** Le certificat d'évaluation environnementale énonce **23 conditions juridiquement exécutoires,** dont l'obligation pour la projet de pouvoir être raccordé au réseau électrique de BC Hydro (sous réserve de la disponibilité de

l'électricité) et l'obligation d'atteindre la carboneutralité. Si BC Hydro est en mesure d'approvisionner le projet en électricité, le terminal de GNL de Ksi Lisims **devrait parvenir à la carboneutralité dès 2030.** Le projet de GNL Ksi Lisims a été annoncé comme un projet d'importance nationale et a été **renvoyé au Bureau des grands projets** pour une évaluation et des consultations plus approfondies (voir notre analyse dans le chapitre « *Accélérer les projets d'intérêt national : le Bureau des grands projets du Canada* » de la présente publication). La décision définitive d'investissement n'a pas encore été prise par les partenaires qui font avancer le projet.

LNG Canada

LNG Canada, une coentreprise regroupant Shell, PETRONAS, PetroChina, Mitsubishi Corporation et Korean Gas Corporation, **a annoncé le 6 novembre 2025** qu'elle produisait pour la première fois du GNL à partir de ses deux unités de traitement du GNL. Le 30 juin 2025, la **première cargaison a quitté les installations de LNG Canada** à destination des marchés internationaux et dès le 20 novembre 2025, **on atteignait déjà la 25^e cargaison à quitter les installations de LNG Canada.** La phase 2 de LNG Canada **a été renvoyée au Bureau des grands projets** en tant que projet d'importance nationale (voir notre analyse dans le chapitre « *Accélérer les projets d'intérêt national : le Bureau des grands projets du Canada* » de la présente publication). Si elle est achevée, la phase 2 doublera la capacité de production de LNG Canada et en fera la deuxième plus grande installation de ce type dans le monde. LNG Canada est située à Kitimat, en C.-B.

Woodfibre LNG

La construction de l'installation de Woodfibre LNG a franchi la moitié du chemin, avec l'arrivée sur le site de quatre modules de GNL spécialisés. D'autres livraisons de modules sont prévues en 2025 et en 2026. Woodfibre LNG a également augmenté sa main-d'œuvre de construction avec l'arrivée d'un deuxième « hôtel flottant » afin de mettre à la disposition des travailleurs des logements flottants. Le projet Woodfibre LNG est détenu indirectement par Pacific Energy Corporation (Canada) Limited et Enbridge Inc. et est situé près de Squamish, en C.-B.

Cedar LNG

Cedar LNG, un projet d'installation flottante de GNL au large de Kitimat, en C.-B., qui appartiendra à la Nation Haisla, est actuellement en construction avec un pic de construction prévu pour 2026. Le 5 novembre 2025, Pembina Pipeline Corporation et PETRONAS ont annoncé la signature d'un accord de 20 ans pour 1,0 M de tonnes par an de capacité de liquéfaction de Pembina à l'installation Cedar LNG. En outre, en 2025, le gouvernement de la C.-B. et le gouvernement du Canada ont chacun annoncé des accords de contribution distincts

de 200 M\$ CA pour soutenir la construction d'une ligne de transport de 287 kV, d'une nouvelle sous-station, de nouvelles lignes de distribution et l'électrification du littoral, entre autres. L'unité flottante de GNL destinée à l'installation devrait être livrée et l'installation devrait entrer en exploitation d'ici la fin de 2028.

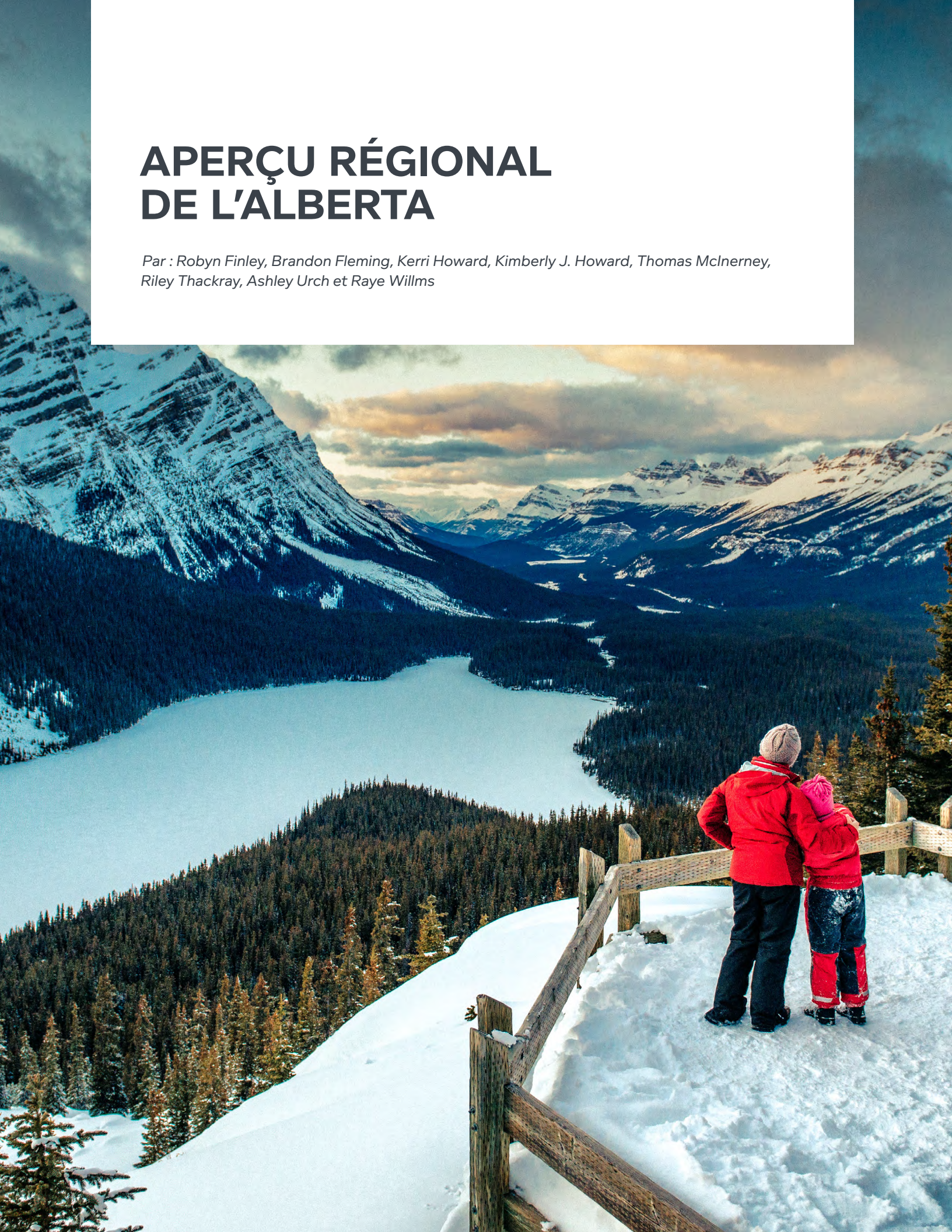
Tilbury LNG

L'expansion de l'installation de Tilbury LNG de FortisBC à Delta, en C.-B., est réalisée en deux phases. La phase 1, qui consiste à ajouter de nouvelles capacités de liquéfaction et de stockage et à moderniser les conduites de gaz, est en cours depuis 2018. La capacité de stockage supplémentaire dans le cadre de la phase 1 en est au stade de la planification initiale, la construction devrait commencer dès 2026 et s'achever dès 2028. La phase 2 prévoit l'ajout de capacités de stockage supplémentaires pour multiplier par 2,5 la capacité de stockage de l'installation de Tilbury LNG, ainsi que l'ajout de capacités de liquéfaction supplémentaires. Le 27 octobre 2025, la BCUC a approuvé le stockage supplémentaire et a délivré un certificat d'utilité et de nécessité publiques pour le projet de stockage de la phase 2. La construction de la phase 2 devrait commencer dès 2027.



APERÇU RÉGIONAL DE L'ALBERTA

*Par : Robyn Finley, Brandon Fleming, Kerri Howard, Kimberly J. Howard, Thomas McInerney,
Riley Thackray, Ashley Urch et Raye Willms*





Aperçu régional de l'Alberta

INTRODUCTION

2025 a été une autre année de changement dans le secteur de l'énergie en Alberta. L'Alberta continue d'être confrontée à une refonte majeure du marché de l'électricité au moyen de mises à jour du cadre de planification optimale du transport (« CPOT », *Optimal Transmission Planning*) et l'initiative *Restructured Energy Market* (l'« initiative REM »), qui visent à mettre en place un système stable, fiable et abordable pour la production et le transport de l'énergie. 2025 a également apporté une plus grande certitude au marché grâce à l'importante mobilisation des parties prenantes, à la conception finale de l'initiative REM et à des étapes de mise en œuvre plus claires.

À ces changements s'ajoutent des initiatives visant à améliorer le marché des centres de données en Alberta, menées en grande partie par l'Alberta Electric System Operator (l'« AESO »), et des modifications proposées au système de réduction des émissions de l'Alberta en vue d'améliorer la compétitivité et d'attirer les investissements. Le protocole d'accord (le « Protocole d'accord ») historique signé par le premier ministre Mark Carney et la première ministre de l'Alberta Danielle Smith le 27 novembre 2025, et analysé plus en détail par notre équipe dans notre billet de blogue (en anglais), contribuera à lancer ce thème du changement permanent en 2026 et au-delà, à mesure que les divers engagements seront mis en œuvre par les deux paliers de gouvernement.

PRINCIPAUX DÉVELOPPEMENTS DE 2025

Protocole d'accord entre l'Alberta et le Canada

Le 27 novembre 2025, l'Alberta et le gouvernement fédéral ont conclu un Protocole d'accord qui promet de renforcer la compétitivité énergétique du Canada. Le Protocole d'accord est axé sur un objectif commun : renforcer la croissance économique, atteindre la carboneutralité d'ici à 2050 et faire de la nation un leader mondial dans le domaine des énergies conventionnelles et propres. Dans le cadre du Protocole d'accord, les gouvernements provincial et fédéral ont annoncé deux grands projets intégrés : 1) le projet Nouvelles Voies Plus de captage, d'utilisation et de stockage du carbone (« CUSC »), associé à 2) un nouvel oléoduc vers la côte nord-ouest de la Colombie-Britannique conçu pour faciliter la livraison de pétrole à faibles émissions vers les marchés asiatiques. Les deux paliers de gouvernement s'engagent ainsi à faire en sorte que les exportations de pétrole canadien demeurent concurrentielles et durables. Plusieurs promesses supplémentaires incluses dans le Protocole d'accord pourraient avoir une incidence sur les futurs projets du marché de l'énergie, notamment :

1. les engagements de l'Alberta à réduire les émissions de méthane de 75 % au cours de la prochaine décennie, à concevoir une stratégie de production d'énergie nucléaire et à encourager les projets de centres de données pour l'intelligence artificielle (« IA ») dans la province (comme indiqué ci-après);
2. un engagement des deux parties à construire un vaste réseau d'interconnexions de distribution avec la Colombie-Britannique et la Saskatchewan afin de fournir une énergie à faible coût et à faible teneur en carbone au-delà des frontières provinciales;



3. un objectif commun visant à garantir que les projets relevant du Protocole d'accord offrent aux peuples autochtones des occasions significatives de participer aux processus de consultation et aux possibilités économiques au moyen de la copropriété et de partenariats.

L'un des objectifs déclarés du Protocole d'accord est d'assurer l'abordabilité, la stabilité, la compétitivité et la certitude grâce à des politiques de l'électricité et de l'énergie. Pour le marché de l'électricité, le Protocole d'accord prévoit un environnement réglementaire plus clair et amélioré. Le gouvernement fédéral a accepté d'exempter l'Alberta de l'application du Règlement sur l'électricité propre à condition qu'un nouvel accord sur la tarification du carbone soit conclu entre les deux parties. Cet accord visera à atteindre les objectifs de réduction des émissions et à apporter de la certitude à l'industrie en établissant un cadre pour une tarification efficace du carbone. Dans le cadre de cet engagement, l'Alberta a accepté d'augmenter le prix du carbone industriel précédemment gelé dans le cadre de son programme d'innovation technologique et de réduction des émissions (*Technology Innovation and Emission Reduction* ou « TIER ») pour l'aligner sur les normes fédérales, et de travailler en collaboration avec le gouvernement fédéral pour établir un prix du carbone industriel convenu. Le nouvel accord sur la tarification du carbone doit être conclu d'ici le 1^{er} avril 2026. Dans le cadre de ces engagements, le gouvernement fédéral a accepté de « permettre la décarbonisation du réseau électrique tout en assurant sa fiabilité et son abordabilité » en collaboration avec l'Alberta. La première ministre Danielle Smith et le premier ministre Mark Carney ont fait des commentaires supplémentaires après la signature du Protocole d'accord, que nous analysons dans un billet de blogue (en anglais).

La restructuration du marché de l'énergie en Alberta

Contexte

Le 2 août 2023, l'AESO et le Market Surveillance Administrator ont reçu l'instruction, en vertu d'un décret, de préparer un rapport complet sur les réformes de marché à effectuer à l'égard du réseau d'électricité et de le remettre au ministre de l'Abordabilité et des Services publics (*Minister of Affordability and Utilities*, le « Ministère »). Ces travaux visent les incitatifs commerciaux, la conception du marché de l'énergie et l'intégration de nouvelles technologies. Le 11 mars 2024, le Ministère a demandé à l'AESO de commencer à rédiger la conception technique du REM, en proposant une approche progressive incluant le marché du prochain jour ouvrable (*Day-Ahead Commitment*). Le 3 juillet 2024, le Ministère a remis une lettre d'instructions à l'AESO lui demandant d'instaurer le REM, qui a été suivie d'une lettre d'instructions supplémentaire le 10 décembre 2024. Lors des consultations des parties prenantes et des séances de finalisation de la conception de l'initiative REM en avril 2025, des préoccupations importantes ont émergé concernant le risque d'approvisionnement excédentaire et d'augmentation des coûts en raison d'une tarification administrative rigide sur le marché du prochain jour ouvrable, de sorte que l'AESO a décidé de ne pas instaurer ce marché. À la suite de ces séances de consultation, le 27 août 2025, l'AESO a publié sa conception finale de l'initiative REM.

En voici les principales caractéristiques :

La conception finale est guidée par quatre objectifs principaux : la fiabilité, l'abordabilité, la décarbonisation d'ici 2050 et une mise en œuvre raisonnable. Les éléments clés de la conception finale sont conçus pour faciliter

la participation des petits producteurs au marché et permettre une plus grande concurrence, améliorer la réactivité aux prix et l'engagement du côté de la demande, promouvoir la flexibilité et l'efficacité dans le cadre des activités du marché, créer un réseau de distribution plus stable et assurer un fonctionnement fiable du réseau.

Voici quelques caractéristiques essentielles de la conception finale de l'initiative REM de l'AESO :

1. Gestion de la congestion fondée sur le marché

L'AESO met en œuvre la tarification au coût marginal en fonction de l'endroit (« TCME »), selon laquelle les prix de l'énergie varieront selon l'endroit, pour tenir compte de la valeur de l'énergie et des contraintes liées au transport. Les charges continueront à être réglées selon un prix uniforme, mais les charges admissibles peuvent faire l'objet d'une option de tarification différenciée en fonction des points d'accès au réseau au cours de la première année de mise en œuvre de l'initiative REM (pour les actifs existants) ou au moment de l'enregistrement (pour les nouveaux actifs connectés après cette mise en œuvre). L'AESO suggère que cette approche encourage une utilisation efficace du réseau, oriente les investissements vers des emplacements à forte valeur ajoutée et réduit la nécessité d'une expansion coûteuse du réseau de transport.

2. Mise à jour de la tarification et large atténuation du pouvoir sur le marché

L'AESO augmentera le plafond de l'offre du marché à 1 500 \$ CA/MWh avec un plafond de prix de 3 000 \$ CA/MWh. En 2032, le plafond de l'offre du

marché devrait atteindre 2 000 \$ CA/MWh, tandis que le plancher de prix tombera à -100 \$ CA/MWh. Ces changements visent à fournir des signaux d'investissement plus forts, à attirer les réponses à l'offre et à la demande, ainsi qu'à améliorer la flexibilité.

En outre, comme nous l'indiquons dans notre [précédent billet de blogue](#) (en anglais), un plafond de l'offre secondaire s'appliquera aux producteurs ayant une part de marché de 5 % ou plus dès qu'un certain seuil de revenus est dépassé. Il s'agit d'atténuer largement le pouvoir sur le marché en imposant des garde-fous contre l'exercice excessif de ce pouvoir.

3. Fiabilité du marché du prochain jour ouvrable (Day-Ahead Market)

L'AESO a apporté plusieurs améliorations importantes au marché du prochain jour ouvrable pour les réserves d'exploitation, y compris l'approvisionnement horaire, la compensation combinée des revenus d'exploitation et les prix de compensation à l'offre marginale pour la réserve active, mais le marché continuera à utiliser la tarification indexée. Ces changements visent à promouvoir la concurrence pour des produits liés à la fiabilité.

4. Services auxiliaires co-optimisés en temps réel

L'AESO mettra en œuvre un mécanisme unique de constitution d'une réserve disponible en temps réel (la « R30 ») pour compenser les ressources pour les capacités de constitution de réserves. La courbe de demande selon la R30 fixera les volumes d'approvisionnement et la valeur de rareté, à raison



d'un plafond de 3 000 \$ CA/MWh. L'AESO indique que la co-optimisation permet d'établir un équilibre entre l'énergie et la R30.

5. Mobilisation de ressources de production supplémentaires (« MRPS »)

L'AESO a révisé sa procédure d'engagement financier au niveau des unités de production en mettant en place un seuil tampon d'approvisionnement à zéro ou en dessous qui déclenche la mobilisation de ressources si l'offre prévue est insuffisante. Le marché continuera à s'appuyer principalement sur l'auto-mobilisation des ressources de production, mais le processus révisé vise à renforcer la fiabilité et le contrôle de l'offre en anticipation.

6. Mécanisme de transition pour les titulaires

Enfin, l'AESO utilisera des droits de transmission financiers (*Financial Transmission Rights*, « FTR ») temporaires pour limiter l'incidence de la mise en œuvre de l'initiative pour les titulaires ayant investi dans le cadre actuel. Ces droits seront progressivement supprimés sur une période de 8 ans. À la suite d'une lettre d'instructions supplémentaire publiée le 6 octobre 2025, l'AESO a sollicité des déclarations statutaires officielles avant le 1^{er} décembre 2025 de la part des promoteurs de projets concernés actuellement en service et participant activement au processus de raccordement de l'AESO, confirmant qu'une décision définitive d'investissement a été prise au plus tard le 9 juillet 2025 pour tout projet dont le promoteur demande à être reconnu comme un titulaire.

Règles de l'exploitant de réseau autonome (*Independent System Operator* « ISO »)

L'AESO a également rédigé les REM Independent System Operator Rules (les « Règles ISO liées au REM ») qui sont nécessaires à la mise en œuvre de la conception finale du REM. Les Règles ISO liées au REM abordent une série de questions de conformité, notamment la gouvernance des documents d'information, l'algorithme de répartition en temps réel et la tarification du marché, les détails de la MRPS, les détails de la R30, l'atténuation du pouvoir sur le marché local et la variance de répartition autorisée.

Afin d'assurer la conformité des Règles ISO liées au REM à la conception finale ainsi que leur suffisance au plan technique, l'AESO a demandé aux parties prenantes de lui faire part de leurs commentaires jusqu'en

novembre 2025, et a publié les réponses aux commentaires et des comparaisons montrant toutes les modifications apportées aux règles. Dans l'ensemble, les commentaires peuvent être regroupés sous les quatre thèmes suivants : 1) supervision, gouvernance et transparence; 2) intégrité de la conception et équité du marché; 3) clarté de la mise en œuvre; et 4) impacts sur les activités d'exploitation et la faisabilité du marché.

Prochaines étapes de la mise en œuvre de l'initiative REM

L'AESO prévoit de soumettre la version définitive des Règles ISO liées au REM à l'approbation du Ministère au début de 2026. Le 25 novembre 2025, la province de l'Alberta a proposé le projet de loi n° 8 pour soutenir la mise en œuvre de la conception de l'initiative REM, que l'AESO a l'intention d'amorcer en 2027.

Révision du cadre de planification optimale du transport d'électricité

Contexte

Dans une lettre de juillet 2024 (la « lettre de juillet »), le Ministère, conformément aux changements de politique du gouvernement de l'Alberta visant à améliorer la fiabilité, l'abordabilité et la durabilité, a demandé à l'AESO de passer d'une approche de planification « congestion zéro » à une approche moderne axée sur les avantages. Le 9 juillet 2025, le Transmission Regulation (« Règlement T ») a été mis à jour pour abroger et remplacer l'exigence d'un réseau de transport sans congestion par l'exigence de « prendre des dispositions pour l'expansion du réseau de transport si ISO détermine que les avantages généraux du projet proposé l'emportent sur ses coûts d'ensemble ».

En réponse à la lettre de juillet et aux mises à jour du Règlement T, l'AESO a amorcé l'élaboration du cadre CPOT, qui donne la priorité au développement du transport de l'énergie rentable et axé sur les avantages. Le cadre CPOT est conforme aux objectifs du gouvernement en matière d'abordabilité et aux mises à jour du Règlement T, en mettant l'accent sur la transparence, la prévisibilité et la mise en œuvre pratique, tout en garantissant la fiabilité du réseau et le respect des lois et des normes de fiabilité de l'Alberta.

Le 24 septembre 2025, l'AESO a publié sa recommandation intitulée OTP Framework Recommendation (la « Recommandation CPOT ») qui fournit des orientations sur l'élaboration du plan de transport à long terme (*Long-Term Transmission Plan*, « PTLT ») qui suit la directive de l'AESO.

Processus de planification

Dans la Recommandation CPOT, l'AESO détaille les étapes clés du processus du CPOT de la manière suivante :

1. **Prévision** : Prévision de divers scénarios sur un horizon de 20 ans pour couvrir les différents facteurs économiques, technologiques et politiques, afin de soutenir des décisions prudentes en matière d'infrastructure.
2. **Modélisation** : Application d'un modèle fondé sur les zones (*Zonal Model*) pour l'expansion de la capacité des producteurs et d'un modèle fondé sur les points d'accès (*Nodal Model*) qui intègre la topologie détaillée du réseau pour les simulations de répartition soumises à des contraintes de sécurité. Cela permet de quantifier avec précision les avantages économiques et d'appuyer les évaluations de la fiabilité du réseau.
3. **Analyse du réseau de transport** : Utiliser les résultats de la simulation pour repérer les besoins en matière de projets liés au réseau de transport. Ils sont fondés sur des critères tels que la fiabilité du réseau, un critère économique, les exigences de la législation ou la valeur multiple, ce qui permet une planification souple et complète.
4. **Analyse coûts-avantages** : Quantifier de manière systématique l'ensemble des avantages et des coûts liés au projet dans une perspective systémique. Parmi les principaux avantages de la Recommandation CPOT figurent les coûts de production d'électricité évités, les investissements différés ou évités dans de nouveaux actifs de production et de transport,

ainsi que des dépenses d'entretien réduites. Cela permet d'optimiser l'affectation des capitaux et des ressources d'exploitation.

5. **Élaboration de projet** : Faire progresser les projets recommandés dans le PTLT en vue d'une optimisation plus poussée et d'une consultation des parties prenantes, pour aboutir à la préparation d'un document d'identification des besoins qui sera soumis à l'approbation de l'Alberta Utilities Commission (« AUC »).

L'introduction de projets économiques et de projets à valeur multiple ainsi que l'analyse coûts-avantages requise pour justifier leur nécessité constituent un changement clé dans le processus de planification.

Analyse des avantages et des coûts-avantages du CPOT

Le cadre CPOT vise à apporter plusieurs avantages significatifs au réseau d'électricité de l'Alberta, notamment une meilleure efficacité économique, une plus grande fiabilité du réseau et un engagement complet des parties prenantes. L'approche coûts-avantages de l'évaluation des projets vise à garantir que les projets d'infrastructure ne sont entrepris que lorsqu'ils apportent une valeur nette évidente au réseau électrique. Les projets doivent être évalués de manière globale afin de tenir compte des incertitudes et des risques futurs et de soutenir le processus de planification visant à maintenir la conformité avec les normes de fiabilité, à améliorer les efficacités et à renforcer l'abordabilité, la fiabilité et la durabilité à long terme du réseau électrique de l'Alberta.



La Règle ISO liée au CPOT

Dans le cadre de la prochaine étape de progression du déploiement du cadre CPOT, le 24 octobre 2025, l'AESO a publié une **Letter of Notice for Development** (la « Lettre d'avis ») proposant une nouvelle Règle ISO liée au CPOT (la « Règle ISO liée au CPOT »). L'AESO a l'intention d'utiliser la Recommandation CPOT pour élaborer une règle ISO et un document d'information à l'appui (un « DI ») qui régiront sa mise en pratique du CPOT et le déploiement transparent de la Règle ISO liée au CPOT. L'approche proposée pour la mobilisation des parties prenantes comprend des séances de consultation, des cycles de rétroaction par écrit et des séances d'information. L'AESO n'a pas donné de date de finalisation pour la Règle ISO liée au CPOT, même si les réponses écrites de l'AESO aux commentaires des parties prenantes sont attendues au début de l'année 2026.

Prochaines étapes

Le document définitif du cadre CPOT sera publié en janvier 2026, lorsque le projet entrera dans sa troisième phase. De décembre 2025 à avril 2026, l'AESO élaborera la Règle ISO liée au CPOT et les exigences du DI, le CPOT définitif ainsi que les demandes liées aux paiements pour le renforcement du réseau de transport devant être soumises à la fin du mois d'avril 2026. Le déploiement est prévu pour la fin de l'année 2026 et le début de l'année 2027.

Mise à jour des contributions des propriétaires d'unités de production

Dans des lettres datées du **15 juillet** et du **6 octobre** 2025, le gouvernement de l'Alberta a demandé à l'AESO

1) d'allouer des paiements de transition liés aux FTR aux participants au marché qui sont reconnus comme des producteurs titulaires, ou 2) de rembourser la contribution des propriétaires d'unités de production (la « CPUP ») dans le cas où un participant annulerait son projet de raccordement.

Admissibilité au remboursement de la CPUP

Conformément à cette instruction, l'AESO a défini trois critères principaux (les « Critères ») pour déterminer l'admissibilité à un remboursement de la CPUP :

1. la CPUP doit avoir été payée au moment de la soumission de la déclaration statutaire; si la CPUP n'a pas encore été payée à l'égard d'un projet, le projet

peut être annulé et les documents justificatifs à l'appui de la demande de remboursement de la CPUP peuvent être retournés, mais il faut le faire avant que le permis et la licence liés au projet n'aient été approuvés;

2. la déclaration statutaire requise doit avoir été soumise entre le 15 octobre et le 1^{er} décembre 2025, et déclarer la décision d'annulation; les remboursements de la CPUP pour les réductions de taille ont également été pris en compte si un actif source entier a été supprimé;
3. le projet ne doit pas avoir été alimenté en énergie au moment du remboursement, sinon le CPUP est remboursé selon les critères de rendement existants (annuellement sur 10 ans).

Obligations financières exigibles en cas d'annulation

Il est important de noter que même lorsque les Critères ont été remplis et qu'un paiement de la CPUP est censé être remboursé, le propriétaire du projet demeure responsable d'autres obligations financières, y compris les frais visés au tarif applicable aux ERA (ci-après « ISO Tarif ») et les frais de l'AESO, après l'annulation. Voici quelques exemples de ces montants :

- les propriétaires de projets qui ont signé des accords de services de transport à la demande (*Demand Transmission Service*, « DTS ») devaient effectuer un Paiement tenant lieu de préavis de paiement (*Payment in Lieu of Notice Payment*, « PILON ») pour obtenir une réduction à l'égard d'un DTS ou la résiliation d'un DTS en vertu de l'article 5 de l'ISO Tarif;
- Les projets du groupe 1 ont fait l'objet de frais de réévaluation en cas d'annulation;
- les projets assortis de contrats de services de transport (*supply transmission service*) en vigueur ont perdu les paiements annuels au titre de la CPUP qui n'ont pas été remboursés;
- les contributions des clients ont été rajustées pour tenir compte de la réduction des investissements locaux et des coûts d'annulation des propriétaires d'installations de transport (*Transmission Facility Owners*, « TFO »).



Échéancier des remboursements de la CPUP

Lors du remboursement de la CPUP, l'AESO déduira ses frais du montant du remboursement. En outre, les remboursements de la CPUP ne devraient pas avoir lieu avant les premier et deuxième trimestres de 2026 et les remboursements ne seront effectués par l'AESO qu'aux conditions suivantes :

- les paiements PILON et les frais de réévaluation ont été payés si le participant au marché a choisi de payer avant de recevoir le remboursement de la CPUP;
- tous les frais d'annulation liés aux TFO et aux propriétaires d'installations de distribution (*Distribution Facility Owner*, « DFO ») ont été réglés; ils peuvent être applicables dans la mesure où la construction des installations de transport a été achevée;
- le règlement intitulé **Transmission Regulation** est modifié par le gouvernement de l'Alberta pour permettre à l'AESO d'effectuer des remboursements de la CPUP en dehors du cadre de l'ISO Tarif et du cadre législatif existants, ce qui est prévu pour le début de 2026.

À la suite d'une demande d'annulation et de vérification de l'admissibilité par l'AESO, la demande de service d'accès au réseau (*System Access Service Request*, « SASR ») sera

annulée. Par la suite, si le propriétaire du projet soumet une nouvelle SASR, les solutions de raccordement devront être réévaluées et le processus de raccordement devra être pris en compte à partir du groupe 3.

Quoi de neuf pour les centres de données

La croissance rapide des services, ordinateurs et applications mobiles infonuagiques, de l'IA, de la technologie d'apprentissage automatique et d'autres technologies axées sur les données entraîne une demande exponentielle d'infrastructures de stockage de données et une demande correspondante d'électricité pour alimenter ces projets d'infrastructure. En Alberta, le gouvernement encourage activement les investissements dans le cadre de sa stratégie dite **AI Data Centres Strategy** qui vise à attirer des investissements de l'ordre de 100 G\$ CA au cours des cinq prochaines années et à faire de la province un chef de file en matière de centres de données liés à l'IA. Dans le cadre de cette stratégie, le gouvernement de l'Alberta **a annoncé**, le 27 août 2025, qu'il introduira un cadre de prélèvement pour les centres de données liés à l'IA, à compter du 31 décembre 2026. Ce cadre de prélèvement fixe effectivement un échéancier à l'intention des promoteurs de centres de données intéressés afin que l'AESO s'assure que le réseau est prêt à effectuer l'intégration de ces centres. En outre, dans le Protocole d'accord signé par le premier ministre Mark Carney et la première ministre Danielle Smith le 27 novembre 2025, la

province de l'Alberta s'est engagée à mettre en œuvre un cadre de politique qui encouragera les investissements importants dans le développement des centres de données afin de renforcer la souveraineté informatique du Canada au plus tard le 1^{er} juillet 2026.

Selon l'AESO, en juin 2025, il y a eu 29 demandes de connexion visant des charges importantes, provenant principalement de projets de centres de données liés à l'IA, qui ont représenté plus de 16 000 mégawatts (MW) de demande combinée, alors que la charge de pointe actuelle de l'Alberta est d'environ 12 000 MW.

Phase 1 : Intégration de charges importantes

Le 4 juin 2025, l'AESO a présenté le programme intitulé **Phase 1 of the Large Load Integration Program**. Cette phase a fixé une limite unique et provisoire de 1 200 MW pour les promoteurs de projets admissibles (« PPA »), représentant la capacité supplémentaire maximale de charge importante que le réseau pourrait intégrer sans que cela ait un impact négatif sur la fiabilité du réseau. La totalité des 1 200 MW de la limite de raccordement provisoire **ont été attribués avec succès**, et deux contrats relatifs à la charge ont été signés.

Phase 2 : Mobilisation effectuée par le Groupe de travail sur les charges importantes

Des activités de mobilisation préliminaires à l'exécution de la **phase 2** ont été amorcées en septembre 2025, et la mobilisation des parties prenantes de l'industrie se poursuivra jusqu'au début de 2026. Au cours de la phase 2, l'AESO élabore un cadre à long terme pour gérer les futurs raccordements à charge importante, y compris pour les centres de données. Le processus de mobilisation vise à concevoir une approche évolutive.

L'AESO a **mis en évidence** trois facteurs essentiels qui guideront la mobilisation et la mise en œuvre dans le cadre de la phase 2 :

1. l'alignement sur les consultations en cours de l'AESO couvrant des sujets interdépendants;
2. les échéanciers législatifs des gouvernements, si des changements de politique sont nécessaires pour trouver des solutions;
3. la réponse à la question de savoir si les solutions doivent faire l'objet de dépôts réglementaire ou si elles peuvent être traitées en suivant la procédure documentée de l'AESO.

Plusieurs questions clés guident également la mobilisation des parties prenantes de l'industrie, notamment comment l'AESO peut équilibrer la fiabilité du réseau tout en intégrant les demandes de raccordement à charge importante, comment s'assurer que les charges importantes sont un avantage pour le réseau et comment s'assurer que les projets à charge importante contribuent de manière proportionnelle aux coûts de transport. Le premier cycle de mobilisation provisoire est axé sur la répartition des coûts, l'investissement et le coût du service. Le premier groupe de travail sur les charges importantes collaborera à la procédure de raccordement, en ciblant plus particulièrement l'auto-alimentation, la nouvelle production nette et les cadres d'attribution des MW pour les projets à charge importante. Des discussions plus larges avec l'industrie auront lieu au début de l'année 2026.

L'AESO continuera de mobiliser les parties prenantes tout au long de l'année 2026, et prévoit finaliser les demandes de l'AUC d'ici le premier trimestre 2027.

L'auto-alimentation des centres de données et le projet de loi 8

Une grande partie de la discussion entourant les centres de données en Alberta porte sur la façon dont l'AESO va intégrer les projets à charge importante fondés sur l'auto-alimentation. L'accent mis sur les projets de centres de données produisant leur propre énergie a été souligné dans une **lettre de mandat** au ministre de la Technologie et de l'Innovation, demandant que les « promoteurs de centres de données liés à l'IA proposant des projets axés sur l'autoproduction d'énergie selon la formule 'apportez votre électricité' (*bring your own power*) suivent une procédure accélérée dans le cadre des processus réglementaires requis ». Le 11 décembre 2025, le gouvernement de l'Alberta a adopté la **projet de loi 8** intitulé *Utilities Statutes Amendment Act, 2025*. Le projet de loi 8 vise à donner la priorité aux centres de données qui produisent leur propre énergie et à soutenir la fiabilité du réseau électrique en Alberta. Ce projet de loi est proposé dans le cadre de la refonte majeure du marché de l'électricité de l'Alberta, parallèlement à l'élaboration d'un cadre à long terme de l'AESO et à la mise en œuvre du REM par l'AESO (à partir de 2027), comme nous l'avons vu plus haut dans ce chapitre.

Le service Fast Frequency Response Plus (FRR+)

Le 10 avril 2025, le *Electric Utilities Act* a été modifiée par l'ajout de l'article 17.1 afin que l'AESO puisse

fournir des services auxiliaires, y compris en concluant des arrangements ou des contrats conformément aux conditions ou limites prescrites par la réglementation, et que, ce faisant, l'AESO doit tenir compte de la fiabilité, de la faisabilité technique, de la rentabilité, des principes d'équité, d'efficacité et de libre concurrence, ainsi que de tout autre facteur prescrit par la réglementation.

L'AESO prend des engagements à l'égard de la fourniture d'un service FFR hautement accessible pour répondre aux exigences énoncées dans le *Transmission Regulation* modifié et aux dispositions relatives aux services auxiliaires dans le **Energy and Utilities Statutes Amendment Act** (projet de loi n° 52). Dans le cadre de cet engagement, l'AESO souhaite obtenir des commentaires sur différents produits et modèles d'approvisionnement pour un service FFR hautement disponible afin de soutenir les flux d'importation complets sur les interconnexions Alberta-Colombie-Britannique et Montana-Alberta. Actuellement, l'AESO fournit un service FFR au moyen d'accords volontaires qui ne garantissent pas une haute disponibilité. Pour répondre aux nouvelles exigences, l'AESO propose d'acquérir par appel d'offres jusqu'à 750 MW de service FFR+ hautement disponible au moyen de contrats commerciaux. Une fois le processus de consultation des parties prenantes terminé, nous prévoyons que l'AESO lancera un appel d'offres lié au FFR+ en 2026.

Proposition de mise à jour du Système TIER de l'Alberta

Le 16 septembre 2025, le gouvernement de l'Alberta a **annoncé deux nouvelles propositions de modifications** au règlement intitulé **Technology Innovation and Emission Reduction Regulation** (le « Règlement TIER »). Cette annonce fait suite à une modification du Règlement TIER effectuée au printemps, qui a gelé indéfiniment le prix des émissions de carbone des grands émetteurs à 95 \$ CA la tonne. Veuillez consulter notre chapitre sur l'environnement pour plus de détails sur les modifications proposées au Règlement TIER.

Comme indiqué plus haut, le Protocole d'accord contient un engagement à augmenter une nouvelle fois le prix du carbone selon le programme TIER pour l'aligner sur les normes fédérales. En outre, dans le Protocole d'accord, le gouvernement fédéral reconnaît la compétence de l'Alberta en matière de réglementation liée au programme TIER et accepte de collaborer avec la province pour concevoir un système de tarification du carbone concurrentiel à l'échelle mondiale. Il reste à voir si les négociations menées dans le cadre du Protocole d'accord auront une incidence sur les modifications proposées ou sur d'autres aspects du Règlement TIER.



APERÇU RÉGIONAL DE L'ONTARIO

Par : Elle Anderson, Jamie Birker, Shashank Chaddha, Ljuba Djurdjevic, Rita Iafrate, Brad Nicpon, Gordon M. Nettleton, Seán O'Neill, Marina Sampson, Shahaab Sherwani, Amin Tehrani, Clara Trudell, Josh Wallace et Chris Zawadzki





Aperçu régional de l'Ontario

PROGRAMME DE RENOUVELLEMENT DU MARCHÉ DE LA SIERE

Le Programme de renouvellement du marché (« PRM ») de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE », *IESO en anglais*), entré en vigueur le 1^{er} mai 2025, constitue la plus grande refonte du marché de gros de l'électricité de l'Ontario depuis l'ouverture du marché en 2002.

Principaux changements apportés par le PRM :

1. Marché à barème unique (*Single Schedule Market*) et tarification au coût marginal en fonction de l'endroit (*Locational Marginal Pricing*)

Avant la mise en place du PRM, le marché de gros de l'électricité de l'Ontario fonctionnait selon un modèle inefficace à deux barèmes. Selon le premier barème, un prix uniforme de l'électricité à payer par la SIERE était fixé, sans tenir compte des contraintes physiques ou des coûts des fournisseurs. Selon le deuxième barème, l'électricité était répartie en fonction des contraintes liées à l'emplacement. Ainsi, cette conception à deux barèmes risquait d'entraîner des pénuries d'approvisionnement lorsque les prix ne correspondent pas aux offres ou capacités des fournisseurs. Pour assurer une correspondance fiable entre prix et offres, la SIERE effectuait des paiements aux fournisseurs qui étaient réglés hors marché et n'étaient pas pris en compte dans le prix de gros publié (c.-à-d. le tarif horaire de l'énergie en Ontario (« THEO », *HOEP en anglais*)).

Le MRP introduit un marché à barème unique (*single schedule market*, « SSM ») qui remplace le THEO par une tarification marginale déterminée en fonction du lieu (*locational marginal pricing*, « LMP ») qui tient compte de la congestion et des pertes liées au transport. La LMP permet une plus grande transparence et une meilleure correspondance entre les prix et le coût réel de l'électricité à des endroits précis dans la province. Le SSM vise à faire correspondre la tarification et la répartition, et à éliminer les paiements hors marché découlant des contraintes liées au réseau d'électricité.

2. Marché du prochain jour ouvrable (*Day-Ahead Market*)

Avant la mise en place du PRM, le marché administré par l'IESO comprenait un processus d'engagement pour le prochain jour ouvrable (*Day-Ahead Market*) non contraignant. Le PRM introduit le concept d'un marché pour le prochain jour ouvrable (*Day-Ahead Market*, « DAM »), soit un marché dans lequel l'énergie est achetée et vendue un jour avant qu'elle ne soit consommée ou produite. La mise en œuvre d'un DAM vise à offrir une prévisibilité opérationnelle à la SIERE et une garantie financière aux acteurs du marché, réduisant ainsi les coûts de production de l'électricité et n'engageant que les ressources essentielles. Le DAM réduit l'exposition à la volatilité des prix établis en temps réel et permet aux entreprises de rajuster leur consommation d'énergie en fonction des signaux du marché.

3. Processus amélioré d'engagement d'unités d'énergie en temps réel (*Enhanced Real-Time Unit Commitment*)

Le processus amélioré d'engagement d'unités d'énergie en temps réel ou *Enhanced Real-Time Unit Commitment* (« ERUC ») remplace l'ancienne approche heure par heure en matière d'ordonnancement et d'affectation des ressources pour répondre aux fluctuations de la demande du prochain jour ouvrable au temps réel. Selon le processus ERUC, plusieurs heures seront observées à la fois, afin de mettre l'accent sur la prévisibilité de l'ordonnancement et la fiabilité du service.

4. Atténuation renforcée du pouvoir sur le marché

Un cadre d'atténuation du pouvoir sur le marché est nécessaire pour empêcher un acteur du marché de profiter de sa force sur le marché et d'obtenir des prix supérieurs à ses coûts marginaux, ce qui entraînerait des prix inefficaces. Avant la mise en place du PRM, la SIERE ne pouvait qu'exercer une atténuation du pouvoir sur le marché après coup, diminuant les revenus d'un acteur du marché tout en lui permettant de recouvrer ses coûts marginaux. Avec le MRP, l'IESO peut désormais atténuer aussi le pouvoir sur le marché en avancet, ce qui vise à atténuer l'exercice éventuel d'un pouvoir sur le marché avant que les prix et les calendriers ne soient établis. La conception améliorée de l'atténuation du pouvoir sur le marché vise à garantir que les prix signalent de manière appropriée le coût de la fourniture du produit sur le marché afin d'éclairer une prise de décisions efficace en matière d'approvisionnement et de consommation.

INITIATIVES DE LA SIERE EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENT

Le cadre de suffisance des ressources ([Resource Adequacy Framework](#)) de la SIERE établit la stratégie d'approvisionnement concurrentiel de l'Ontario pour obtenir la participation des ressources en énergie et en capacité. Grâce à ce cadre, la SIERE a mené cette année plusieurs processus d'approvisionnement concurrentiel, y compris des appels d'offres à long terme, des appels d'offres à moyen terme et une enchère annuelle de capacité.

Appel d'offres à long terme (LT2)

En 2025, la SIERE a lancé d'importantes initiatives d'approvisionnement à long terme pour renforcer

l'infrastructure énergétique de l'Ontario. Le deuxième appel d'offres à long terme ([Second Long-Term Request for Proposals](#), « LT2 »), lancé en juin 2025, visait à obtenir 3 TWh en énergie et 600 MW en capacité. Les offres étaient attendues le 16 octobre 2025, pour le volet énergie de cet appel d'offres et le 18 décembre 2025, pour le volet relatif à la capacité. Le programme LT2 a introduit des fenêtres d'admission annuelles de 2025 à 2028 visant jusqu'à 14 TWh en nouvelles ressources énergétiques et 1 600 MW en capacité. Plusieurs fenêtres d'admission sont prévues, les ressources retenues devant entrer en service à partir de 2030.

Appel d'offres à moyen terme (MT2)

Le deuxième appel d'offres à moyen terme ([Second Medium-Term Procurement](#), « MT2 ») de la SIERE s'est achevé en mai 2025 par l'attribution de nouveaux contrats de cinq ans à 27 promoteurs sélectionnés. L'appel d'offres MT2 a permis de réengager des ressources existantes, dont les contrats devaient expirer entre 2026 et 2029. Ces contrats comprenaient à la fois des flux de capacité et d'énergie, totalisant 3 001,11 MW en capacité contractuelle maximale. Le volet énergie a donné lieu à la sélection de 19 promoteurs, totalisant 994,97 MW en capacité contractuelle maximale, et le volet capacité a donné lieu à la sélection de 8 promoteurs, totalisant 2 006,14 MW en capacité contractuelle maximale. La SIERE prévoit d'effectuer des appels d'offres à moyen terme tous les 2 ou 3 ans.

Enchère de capacité de 2025

L'enchère de capacité annuelle est un outil d'approvisionnement clé en vertu du Cadre de suffisance des ressources de la SIERE, car elle garantit une capacité à court terme pour répondre aux besoins en électricité de l'Ontario. Elle permet aux ressources de se faire concurrence pour offrir de la capacité au réseau d'électricité par la gestion de la demande de puissance, la production, le stockage de l'énergie et l'importation de ressources. Les promoteurs retenus reçoivent des paiements, fondés sur le prix de l'enchère, pour avoir rempli leurs obligations de disponibilité pendant les heures des jours ouvrables désignés.

[L'enchère annuelle de capacité](#) de la SIERE a eu lieu les 26 et 27 novembre 2025 pour les périodes d'obligation de l'été 2026 et de l'hiver 2026/2027. Les résultats ont été annoncés le 4 décembre 2025 et comprenaient une capacité garantie de 1 833 MW pour l'été 2026 et de 1 125 MW pour l'hiver 2026/2027. Les prix de 645,24 \$ CA/MW/jour et de 745,31 \$ CA/MW/jour,

respectivement pour les périodes d'été et d'hiver, ont été les plus élevés jamais enregistrés pour une enchère de capacité et **sont nettement plus élevés** que les prix de 332,239 \$ CA/MW/jour et de 139,00 \$ CA/MW/jour de l'an dernier, respectivement.

PROGRAMME DE PRODUCTION LOCALE

Le **Programme de production locale** (« PPL ») est une nouvelle initiative d'approvisionnement mise sur pied par la SIERE conformément à une **directive ministérielle** de 2024, et son lancement est prévu en 2026. Le PPL vise à combler une lacune antérieure du Cadre de suffisance des ressources de l'Ontario en offrant une voie particulière pour le renouvellement des contrats et l'approvisionnement concurrentiel pour les installations de production d'électricité locales raccordées au réseau de distribution. Il est organisé en deux volets distincts – 1) le renouvellement des contrats des installations existantes qui arrivent à leur terme et 2) la construction de nouvelles installations de production. Avec le PPL, la SIERE vise une approche simplifiée de l'approvisionnement avec des fenêtres de demande régulières afin d'offrir une certitude d'opportunité à ces actifs et à leurs promoteurs.

Cette classe d'actifs a toujours été exploitée dans le cadre d'une tarification incitative à prix fixe ou d'autres structures contractuelles anciennes. Selon le **projet actuellement proposé** de ce programme, la SIERE s'attend à ce que l'établissement standard traditionnel du prix des offres soit remplacé par des processus d'appels d'offres concurrentiels dans lesquels les promoteurs précisent le prix et la capacité contractuelle auxquels ils sont prêts à s'engager et leur permettant de fonctionner. La SIERE aurait alors la possibilité de sélectionner les promoteurs proposant les installations les plus concurrentielles sur le plan des prix et de passer un contrat avec eux. Un tel changement dans l'approche de passation des contrats devrait non seulement donner des résultats plus rentables, mais aussi mieux faire correspondre la rémunération avec les conditions locales, et offrir à la SIERE une vue plus précise de l'économie des ressources énergétiques décentralisées à l'échelle régionale.

Admissibilité et modalités des contrats

Le PPL est axé sur les installations dont la capacité est comprise entre 100 kW et 10 MW, ce qui en fait un mécanisme d'approvisionnement adapté aux ressources de petite et moyenne taille. La SIERE a proposé une durée de cinq ans pour le renouvellement des contrats des installations existantes, ce qui correspond aux appels d'offres à moyen terme MT2 et favorise la cohérence entre les produits d'approvisionnement répondant à des

besoins analogues du réseau. Pour les nouveaux projets de construction, et éventuellement pour les mises à niveau, les agrandissements et les rénovations d'installations existantes, des contrats à plus long terme peuvent être offerts pour tenir compte des besoins en capitaux associés à ces investissements.

Il est important de noter que le PPL est conçu en tenant compte de la planification du réseau et du rôle croissant des sociétés de distribution locales (« SDL ») en tant que participants actifs dans l'évolution du paysage énergétique de l'Ontario. La SIERE **a indiqué** que les évaluations des offres prendront en compte la valeur liée à l'endroit, reconnaissant que la production locale peut répondre aux contraintes de capacité plus efficacement que les améliorations traditionnelles au réseau de transport et de distribution dans certaines régions. Cet objectif correspond étroitement aux changements de politique provinciale plus larges – comme ceux énoncés dans le plan intitulé **L'énergie pour les générations à venir** – qui privilégient une utilisation accrue des ressources distribuées pour soutenir la fiabilité et conférer aux communautés un rôle plus direct dans l'élaboration de leur bouquet de sources d'approvisionnement en électricité.

Conception en cours et contribution des parties prenantes

Si plusieurs éléments fondamentaux ont été définis, un certain nombre de règles du programme sont encore en cours d'élaboration. La SIERE a reconnu que le regroupement de plus petites installations demeure un enjeu clé. Alors que le regroupement pourrait réduire le fardeau administratif, la SIERE a indiqué qu'il pourrait poser des défis administratifs importants à la fois pour la SIERE et les SDL. La SIERE n'a pas encore arrêté les modalités liées aux obligations de rendement, aux mécanismes de règlement ou au traitement du le stockage en colocation. Les parties prenantes continuent d'être invitées à donner leur avis sur ces questions de conception non encore résolues.

Selon la SIERE, plus de 1 600 installations de SDL dont les contrats arrivent à échéance au cours des 10 prochaines années pourraient être admissibles au renouvellement de leur contrat dans le cadre du PPL. Tel qu'il est envisagé actuellement, le PPL constitue une étape importante de la modernisation de l'approche de l'Ontario en matière d'approvisionnement venant de la production décentralisée, car il vise à renouveler les actifs patrimoniaux essentiels et à renforcer la résilience régionale compte tenu du fait que la demande d'électricité ne cesse d'augmenter dans la province.

PROJET DE LOI 5 – PROTÉGER L'ONTARIO EN LIBÉRANT SON ÉCONOMIE

Le 5 juin 2025, le projet de loi 5, Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en libérant son économie (la « Loi »), a reçu la sanction royale et est devenu loi. L'objectif principal de la Loi est de simplifier les processus d'autorisation et d'approbation en ce qui a trait aux projets miniers et d'infrastructures essentielles dans la province. Il s'agit du plus récent effort de l'Ontario visant à réduire les obstacles réglementaires à la mise sur pied de projets et à stimuler la croissance économique.

La Loi crée notamment des « zones économiques spéciales » en promulguant la *Loi de 2025 sur les zones économiques spéciales*. Elle autorise notamment le lieutenant-gouverneur en conseil à exempter certains projets désignés des exigences légales. Certains projets peuvent ainsi faire l'objet d'une application modifiée de ces lois. Les définitions de « projet désigné » et de « zone économique spéciale » figureront dans des règlements qui doivent encore être adoptés et qui établiront les critères applicables à ces exemptions et modifications.

Réforme de la législation environnementale

La Loi réforme la législation environnementale, principalement la *Loi de 2007 sur les espèces en voie de disparition* (« LEVD »), et remplace la LEVD par la nouvelle *Loi de 2025 sur la conservation des espèces* (« LCE »). Entre autres changements, les modifications apportées à la LEVD resserrent la définition d'« habitat » et suppriment le terme « harcèlement » ou « harceler » des interdictions concernant les dommages causés aux espèces. Comme nous l'avons souligné dans notre billet de blogue de l'année dernière, la LCE (i) fait

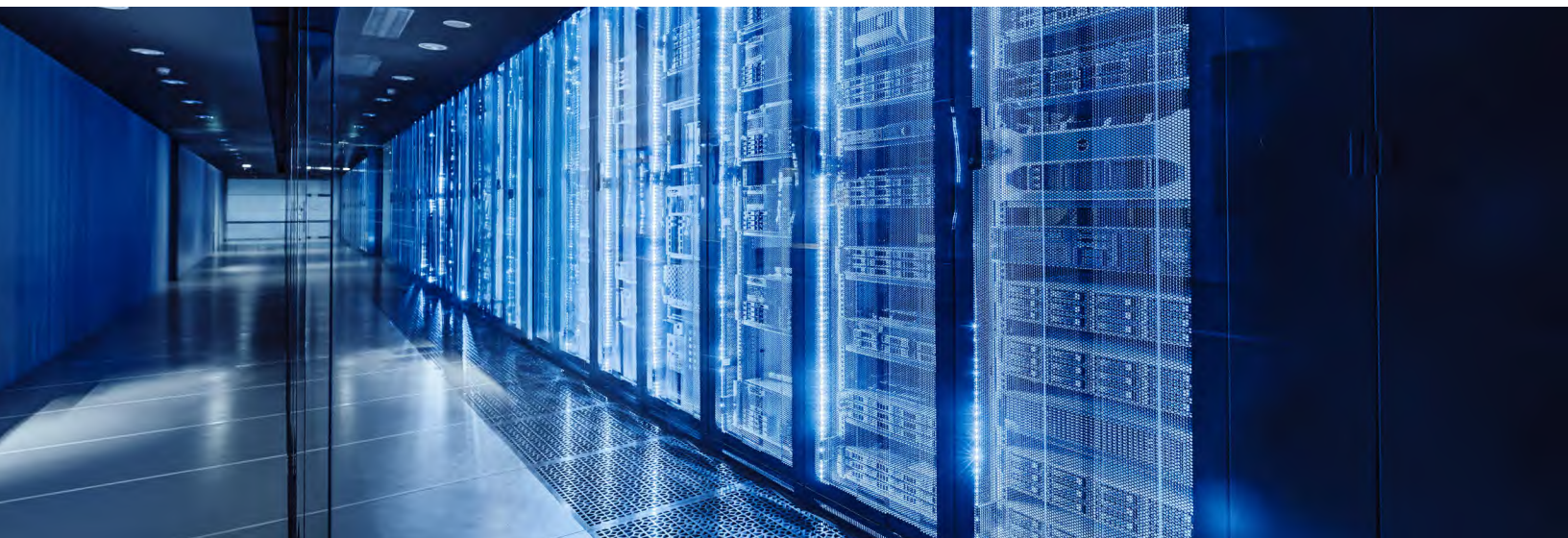
passer les autorisations liées aux espèces à une approche d'enregistrement d'abord; (ii) supprime le dédoublement des mesures de protection des espèces en prévoyant que les mesures de protection prévues par la LCE ne s'appliquent pas aux espèces déjà protégées au niveau fédéral en vertu de la *Loi sur les espèces en péril* (Canada); (iii) supprime les exigences relatives aux permis liés aux répercussions sur les oiseaux migrateurs et les espèces aquatiques protégées en vertu de la *Loi sur les espèces en péril* (Canada); (iv) crée de nouveaux pouvoirs en matière de conformité et d'application de la loi, y compris la possibilité de recourir à des arrêtés d'atténuation et à des ordonnances de conformité; et (v) établit un nouveau Programme de conservation des espèces pour promouvoir la remise en état de l'habitat et les initiatives de protection des espèces.

D'autres règlements qui seront adoptés en vertu de la Loi apporteront plus de clarté et de certitude quant à l'incidence de ces réformes, en particulier sur les droits des Autochtones et les droits environnementaux. Les conséquences de la Loi ne pourront être évaluées qu'au fil de l'adoption et de la mise en œuvre de ces règlements.

PROJET DE LOI 40 – LOI DE 2025 POUR PROTÉGER L'ONTARIO EN GARANTISSANT L'ACCÈS À L'ÉNERGIE ABORDABLE POUR LES GÉNÉRATIONS FUTURES

Aperçu et état de la législation

Le 11 décembre 2025, le projet de loi 40, Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en garantissant l'accès à l'énergie abordable pour les générations futures du gouvernement de l'Ontario a reçu la sanction royale. Le projet de loi 40 modifie la Loi de 1998 sur l'électricité



(la « Loi sur l'électricité »), la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « Loi sur la CEO ») et d'autres lois provinciales. Ensemble, ces modifications intègrent explicitement la croissance économique dans le régime de réglementation de l'énergie de l'Ontario et créent de nouveaux outils législatifs pour soutenir le développement de l'infrastructure, les charges importantes d'électricité et la planification du réseau.

Modifications et objectifs clés :

1. Objectifs de croissance économique

Le projet de loi 40 ajoute explicitement « la croissance économique d'une manière compatible avec les politiques du gouvernement de l'Ontario » aux objets de la Loi sur l'électricité et de la Loi sur la CEO, envoyant ainsi un signal politique clair selon lequel la planification et la réglementation de l'énergie sont censées correspondre plus directement aux priorités économiques plus larges de la province.

Le projet de loi 40 modifie également l'article 96 de la Loi sur la CEO en ajoutant la « croissance économique » à la liste des facteurs que la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO », OEB en anglais) doit prendre en compte dans une demande d'autorisation de construction en vertu de l'article 92 de la Loi sur la CEO. Lorsqu'elle décide si un projet de distribution ou de transport d'électricité est dans l'« intérêt public », la CEO devait tenir compte « des intérêts des consommateurs en ce qui concerne les prix ainsi que la fiabilité et la qualité du service d'électricité ». En vertu de l'article 96 modifié de la Loi sur la CEO, la CEO doit désormais également tenir compte de la croissance économique lorsqu'elle détermine si un projet est dans l'« intérêt public » et s'il y a lieu d'accorder l'autorisation de construire.

Le mandat de la SIERE a également été modifié pour inclure un objectif explicite de soutien à la croissance économique d'une manière qui protège les intérêts des consommateurs.

2. Installations de charge précisées – centres de données et charges importantes

Le projet de loi 40 ajoute un nouvel article 28.1 à la Loi sur l'électricité, qui permet au gouvernement de traiter certaines charges importantes (notamment les centres de données) différemment du régime général d'accès non discriminatoire. Les critères de raccordement d'une « installation de charge précisée », dont les centres

de données, seront définis dans une proposition de règlement qui exigera que les projets de centres de données couverts et d'autres charges importantes reçoivent l'approbation du ministre de l'Énergie et des Mines pour être raccordés au réseau d'électricité provincial. Le ministre pourrait classer les demandes de connexion par ordre de priorité en fonction des avantages économiques, stratégiques, liés à la sécurité ainsi que pour les communautés locales.

3. Restrictions relatives à la participation étrangère

Les modifications apportées par le projet de loi 40 à la Loi sur la CEO renforcent le pouvoir du gouvernement de restreindre la participation étrangère dans le secteur de l'énergie de l'Ontario, en s'appuyant sur les pouvoirs établis par le projet de loi 5 **Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en libérant son économie** et la **Politique de restriction en matière d'approvisionnement** qui limite l'accès des entreprises américaines aux marchés publics de l'Ontario.

4. Autres développements

La *Loi sur les concessions municipales* de 1990 a été modifiée afin d'étendre les pouvoirs de la CEO. Ainsi, une municipalité ou une partie peut demander à la CEO d'ordonner le renouvellement ou la prolongation de la durée d'un droit non seulement d'exploitation, mais aussi de construction, d'agrandissement de certains ouvrages ou d'ajout d'ouvrages pour la distribution du gaz. La modification est censée simplifier la procédure d'octroi aux compagnies de gaz de droits d'utilisation des autoroutes, en remplaçant l'exigence d'un vote des électeurs municipaux par un règlement du conseil.

La Loi sur l'électricité a également été modifiée pour ajouter un nouvel objectif lié au développement d'un marché et d'une économie de l'hydrogène d'une manière compatible avec les politiques du gouvernement de l'Ontario.

Prochaines étapes

Le projet de loi 40 étant désormais en vigueur, l'attention se tournera sur sa mise en œuvre, en particulier l'élaboration de règlements en vertu de l'article 28.1 de la Loi sur l'électricité et toute autre mesure relative à la participation étrangère et à l'approvisionnement. Ces étapes seront essentielles pour déterminer comment le nouveau régime de réglementation sera appliqué en pratique, en particulier pour les centres de données, les charges industrielles importantes et les grands projets d'infrastructure.

CADRE DE SÉLECTION DES TRANSPORTEURS DE LA SIERE

En réponse à l'augmentation prévue de la demande d'électricité en Ontario au cours des 25 prochaines années, la SIERE a élaboré un cadre de sélection de transporteurs (Transmitter Selection Framework, le « TSF ») en tant que processus concurrentiel de sélection des transporteurs pour les nouvelles infrastructures de transport.

La SIERE a mis en place un registre de transporteurs d'électricité (Transmitter Registry), qui constitue la première étape de la mise en œuvre du TSF pour permettre aux transporteurs de participer aux futurs mécanismes concurrentiels d'approvisionnement en matière de transport de la SIERE, et a publié les règles du registre, qui définissent les conditions à remplir pour figurer sur la liste des transporteurs admissibles. Le registre des transporteurs permet aux futurs constructeurs d'infrastructures de transport d'être présélectionnés pour les appels d'offres à venir, ce qui réduit les délais de passation des marchés de plus de six mois par rapport à des appels d'offres distincts pour chaque projet.

En juin 2025, la recommandation conjointe de la SIERE et de la CEO au ministre était que les projets de transport sous contrat en vertu du TSF soient exemptés de l'obligation d'obtenir une autorisation de construction de la part de la CEO. Les projets qui seront admissibles à un appel d'offres au moyen du TSF devront répondre aux exigences suivantes :

- bénéficier à tous les contribuables qui paient de l'électricité;
- un coût estimé à 100 M\$ CA ou plus;
- une tension nominale de 200 kV ou plus;
- un délai d'exécution suffisant (au moins 6 ans);
- démontrer d'une participation autochtone.

RÉGION DU CERCLE DE FEU

Situé à plus de 500 km au nord-est de Thunder Bay, le Cercle de feu (*Ring of Fire*) s'étend sur environ 8 000 km² dans le nord de l'Ontario. Cette région est riche en minéraux critiques tels que la chromite, le cuivre, le nickel, le platine et le titane, de sorte qu'elle devrait être désignée comme une zone économique spéciale par la province. Elle est largement reconnue comme l'une des occasions de développement liée à l'exploitation des minéraux les plus prometteuses au monde. Le gouvernement de l'Ontario estime que l'exploitation de ces minéraux vitaux pourrait

créer plus de 70 000 emplois et injecter plus de 22 G\$ CA dans l'économie. Le développement minier futur dans cette région dépendra d'investissements importants dans les infrastructures de transport et de production d'électricité.

Nouveaux investissements

La capacité de production d'électricité existante étant bien inférieure aux besoins prévus, le secteur de l'énergie réagit par de nouveaux investissements et des solutions innovantes. Le projet de Ligne de transport de Greenstone soutenu par un engagement provincial de 70 M\$ CA pour faire progresser la planification du tracé et la conception de la ligne de transport, constitue une première étape pour remédier aux goulots d'étranglement en matière d'électricité dans la région. La récente acquisition de 95 M\$ CA par TransAlta des quatre centrales au gaz naturel de Far North Power, y compris la centrale de North Bay à 40 MW, augmentera l'approvisionnement fiable en énergie dans le Nord de l'Ontario et diversifiera le bouquet de production d'énergie de la région. Dans le cadre de l'appel d'offres LT2 de la SIERE, des promoteurs privés proposent des systèmes de stockage d'énergie par batterie dans la région afin de stocker et de libérer l'électricité pendant les périodes de pointe, ce qui contribue à renforcer la fiabilité du réseau et à soutenir la croissance anticipée de l'industrie minière dans la région.

Partenariats stratégiques

Le gouvernement provincial de l'Ontario a fait de l'accélération du développement des minéraux et des infrastructures dans le Cercle de feu une priorité absolue et s'est employée à nouer des partenariats stratégiques avec les communautés autochtones pour atteindre cet objectif. Quatre annonces récentes faites par l'Ontario en 2025 soulignent ces efforts. Premièrement, l'entente pour la prospérité collective signée par l'Ontario et la Première Nation d'Aroland en janvier 2025, a marqué le premier engagement de la province à construire des routes dans cette région, en mettant l'accent sur la modernisation des chemins Anaconda et Painter Lake, et des investissements dans l'infrastructure et le transport d'énergie. Deuxièmement, en septembre 2025, l'Ontario a annoncé un investissement de 61,8 M\$ CA dans le projet de réfection de la rue principale de Geraldton, afin d'aménager un accès routier fiable en toute saison. Ce projet vise à renforcer les chaînes d'approvisionnement et à favoriser les partenariats avec les Premières Nations locales. Troisièmement, en octobre 2025, l'Ontario et la Première Nation de Webequie ont signé une entente de partenariat communautaire historique afin d'accélérer

la construction de routes d'approvisionnement toutes saisons de Webequie jusqu'au Cercle de feu, dont le début des travaux est prévu pour juin 2026. Enfin, en novembre 2025, l'Ontario et la Première Nation de Marten Falls ont signé une entente prévoyant jusqu'à 39,5 M\$ CA pour faire progresser la construction de la route d'accès toutes saisons pour la Première Nation de Marten Falls. L'Ontario vise à accélérer la construction de routes en la liant à des évaluations environnementales et à un cadre de gouvernance partagée qui intègre la participation des Autochtones et les priorités locales dans les grands projets.

Évaluation régionale

Parallèlement aux efforts du gouvernement provincial de l'Ontario, le gouvernement du Canada priorise l'accélération des projets miniers et des projets d'amélioration du réseau d'électricité dans cette région au moyen de sa Stratégie canadienne sur les minéraux critiques et du nouveau Bureau des grands projets. En prévision de l'évolution

future, le gouvernement fédéral a lancé une Évaluation régionale avec 15 Premières Nations partenaires dans la région du Cercle de feu, afin de simplifier les futures évaluations d'impact fédérales et d'éclairer la planification des projets dans cette région. Le Groupe de travail chargé de l'évaluation régionale recueille actuellement des données et invite activement les peuples autochtones, le public et un large éventail d'experts à lui faire part de leurs commentaires.

Prochaine phase

Les gouvernements parlent de l'importance du Cercle de feu depuis des années, mais les progrès vers la réalisation de nouveaux projets miniers majeurs et de nouvelles capacités électriques et routières ont été lents. Les annonces récentes des gouvernements fédéral et provincial, ainsi que l'intérêt accru du secteur privé, suggèrent que nous pourrions maintenant entrer dans une phase déterminante pour cette région.



APERÇU RÉGIONAL DU QUÉBEC

*Par : Brianna Bernhardt, Louis-Nicolas Boulanger, Geneviève Favreau, Mathieu Leblanc,
Alexandre Saulnier-Marceau, Julie Belley Perron, Jacob Stone et Ruo Lan Wang*





Aperçu régional du Québec

L'ÉTAT DES APPELS D'OFFRES POUR L'ÉNERGIE SOLAIRE AU QUÉBEC

L'énergie solaire est appelée à jouer un rôle beaucoup plus important dans l'avenir énergétique du Québec, Hydro-Québec ayant lancé de nouvelles initiatives pour accélérer le développement de l'énergie solaire à travers la province. Le 6 mai 2025, Hydro-Québec a annoncé une nouvelle initiative stratégique visant à accélérer sa transition vers différentes sources d'énergie renouvelable : le développement et l'achat d'environ 3 000 MW d'énergie solaire d'ici à 2035. Dans un premier temps, Hydro-Québec a lancé un appel d'offres au printemps dernier et s'efforce également de rendre l'énergie solaire plus accessible aux résidences, en introduisant des aides financières et en fixant des objectifs ambitieux pour l'adoption de l'énergie solaire résidentielle. Ensemble, ces mesures reflètent une stratégie globale visant à développer l'énergie solaire au Québec, à la fois au moyen de nouveaux projets et d'une participation accrue au niveau des ménages.

Développement de l'énergie solaire

Actuellement, la capacité solaire installée au Québec n'est que de 17 MW, soit environ 0,31 % de la capacité totale de production d'énergie solaire du Canada de 5 400 MW. Les étapes de cette initiative comprennent le lancement d'un appel d'offres pour 300 MW et un programme d'incitation financière pour les clients résidentiels.

1. Appel d'offres pour 300 MW d'énergie solaire

Suivant l'adoption par le gouvernement du Québec du Décret 1376-2024, qui édicte le Règlement sur un bloc de 300 mégawatts d'énergie solaire photovoltaïque, et du Décret 1377-2024, qui traite des considérations économiques, sociales et environnementales soumises à la Régie de l'énergie, Hydro-Québec a lancé l'appel d'offres A/O 2025-01, qui vise à obtenir des propositions pour l'acquisition d'un bloc de 300 MW d'énergie solaire photovoltaïque provenant de projets raccordés au réseau intégré d'Hydro-Québec (l'« appel d'offres pour l'énergie solaire »).

Dans le cadre de l'appel d'offres pour l'énergie solaire, Hydro-Québec vise à conclure des contrats d'approvisionnement à long terme pour de nouveaux projets d'énergie solaire d'une capacité de 0,7 MW à 25 MW. Son objectif est de répondre aux besoins énergétiques croissants du Québec dans le cadre du Plan d'approvisionnement en électricité 2023-2032 d'Hydro-Québec.

Les soumissions doivent être remises au plus tard le 31 mars 2026 et seront évaluées en fonction de divers critères, notamment (i) le coût de l'électricité, (ii) le contenu québécois, (iii) la participation des communautés locales et des Autochtones, (iv) l'approvisionnement responsable en équipement et (v) l'évitement des zones agricoles. La durée des contrats d'approvisionnement sera de 20 à 25 ans et les nouveaux projets devront être raccordés au réseau intégré d'Hydro-Québec au plus tard le 1^{er} décembre 2029.

Même si la capacité autorisée qui est visée dans l'appel d'offres pour l'énergie solaire est modeste, Hydro-Québec envisage également de mettre sur pied

des projets solaires à plus grande échelle via des ententes mutuelles avec des promoteurs, des municipalités et des communautés autochtones.

2. Rabais pour les clients résidentiels

Le 31 juillet 2025, Hydro-Québec a mis en place un important programme d'incitation financière : une subvention de 1 000 \$ CA par kilowatt (kW) installé de panneaux solaires pour les clients résidentiels, plafonnée à 40 % du coût total de l'installation. Pour un système résidentiel moyen de 8 kW (coûtant généralement environ 24 000 \$ CA), cela se traduit par une remise de 8 000 \$ CA, ce qui réduit les coûts initiaux à environ 16 000 \$ CA. Cette mesure devrait permettre de réduire la période d'amortissement des coûts d'environ 15 à 18 ans à près de 10 ans, en présumant une augmentation annuelle des tarifs d'électricité d'environ 3 %.

En outre, Hydro-Québec devrait remanier son programme de mesurage net, dans le cadre duquel les clients qui produisent leur propre énergie renouvelable sont autorisés à vendre le surplus à Hydro-Québec en échange de crédits. À cette fin, Hydro-Québec a déposé auprès de la Régie de l'énergie une proposition qui vise notamment à augmenter la limite autorisée pour les installations de panneaux solaires sur les toits dans le cadre du programme de mesurage net.

Pour l'instant, moins de 1 000 foyers sont déjà équipés de panneaux solaires. L'objectif d'Hydro-Québec est de faciliter l'installation et l'acquisition d'environ **125 000 systèmes solaires résidentiels d'ici à 2035.**

PROJETS AU QUÉBEC À GRANDE ÉCHELLE AVEC HYDRO-QUÉBEC

Dans le cadre de la **stratégie de développement de l'énergie éolienne** d'Hydro-Québec, le modèle privilégié vise les projets de grande envergure afin de réaliser des économies d'échelle et de répondre à la croissance prévue de la demande, l'objectif étant d'ajouter 10 000 MW de nouvelle capacité éolienne d'ici 2035. Ces dernières années, Hydro-Québec a accéléré ses investissements dans l'énergie éolienne, reconnaissant son potentiel à fournir de l'électricité propre et renouvelable et à soutenir les objectifs climatiques du Québec. Son approche met l'accent sur la collaboration avec les communautés locales, les communautés autochtones et les acteurs du secteur privé afin de s'assurer que les nouveaux projets de développement sont à la fois socialement acceptables et économiquement viables. En misant sur des installations de grande envergure de plus de 1 000 MW Hydro-Québec vise à positionner le Québec comme leader de la

production d'énergie éolienne au Canada et en Amérique du Nord.

Parc éolien Des Neiges

Le **projet de parc éolien** Des Neiges est en cours de construction dans la région de la Capitale-Nationale, avec une capacité installée de 1 200 MW. Il est prévu qu'il offre les coûts de production les plus bas parmi les parcs éoliens du Québec. Ce projet devrait jouer un rôle essentiel pour répondre à la demande future d'électricité et réduire la dépendance du Québec à l'égard des combustibles fossiles. Une fois mis en service, le projet Des Neiges contribuera de manière significative au portefeuille d'énergies renouvelables du Québec et aidera à stabiliser les prix de l'énergie pour les consommateurs.

Gaspésie et Bas-Saint-Laurent

Un communiqué de presse d'Hydro-Québec du 27 août 2025 annonçait une **entente de partenariat** entre les Mi'gmaq de Gespe'gewa'gi (en tant qu'actionnaires de la Mi'gmawei Mawiomi Business Corporation), l'Alliance de l'énergie de l'Est et Hydro-Québec pour le développement de l'énergie éolienne sur le territoire des Mi'gmaq de Gespe'gewa'gi, qui correspond à la Gaspésie et à l'est du Bas-Saint-Laurent. Ce territoire pourrait accueillir jusqu'à 6 000 MW d'énergie éolienne au cours des prochaines années. Les investissements prévus pourraient atteindre 18 G\$ CA, sans compter les coûts supplémentaires des infrastructures de transport d'électricité qui pourraient s'élever à plusieurs milliards de dollars. L'ampleur de cette initiative souligne l'importance de la collaboration régionale et les retombées économiques que les grands projets éoliens peuvent conférer aux communautés locales. Outre la production importante d'énergie propre, le projet devrait créer des emplois, stimuler les économies locales et favoriser des partenariats à long terme entre Hydro-Québec et les communautés autochtones.

Région du Bas-Saint-Laurent

Le 18 novembre 2025, le premier ministre du Québec, François Legault, a **annoncé le développement du projet éolien de 4,5 G\$ CA Wetsok** dans la région du Bas-Saint-Laurent, qui ajouterait 1 500 MW d'électricité au cours des prochaines années. Le projet est une collaboration entre Hydro-Québec et l'Alliance de l'énergie de l'Est, qui regroupe 209 communautés et territoires, dont la Première Nation Wolastoqiyik Wamspekek. Des consultations seront organisées avec les partenaires locaux afin de cerner les considérations environnementales liées au projet et d'évaluer son acceptabilité sociale sur le territoire ciblé.



gettyimages®
Credit: LSOphoto

AUTRES DÉVELOPPEMENTS

Modernisation du réseau de transport d'électricité

Hydro-Québec prépare une importante modernisation de son réseau de transport d'électricité, qui compte actuellement 34 000 km de lignes à haute tension, dont un tiers à 735 kV. La première phase de cette initiative permettra d'optimiser l'infrastructure existante tout en ajoutant environ 850 km de nouvelles lignes à 735 kV et à 315 kV ainsi que cinq postes de transformation stratégiques dans trois régions. Ces améliorations visent à intégrer de nouvelles capacités de production, à renforcer la fiabilité du système et à améliorer la résilience face à des phénomènes météorologiques de plus en plus intenses. La modernisation du réseau de transport d'électricité est essentielle pour intégrer l'afflux d'énergie renouvelable provenant de nouveaux projets éoliens et solaires, en veillant à ce que l'électricité puisse être acheminée efficacement depuis les sites de production éloignés jusqu'aux centres urbains et aux utilisateurs industriels. En améliorant à la fois l'infrastructure physique et les capacités technologiques du réseau, Hydro-Québec se positionne pour mieux gérer les fluctuations de l'offre et de la demande, et répondre plus efficacement aux pannes et aux perturbations causées par des

conditions météorologiques extrêmes. Ce projet requerra une consultation importante des parties prenantes, mobilisera des milliers de travailleurs et nécessitera des investissements d'environ 10 G\$ CA, générant des retombées économiques estimées à 7 G\$ CA pour les ménages québécois.

Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE)

À la suite de l'adoption du projet de loi n° 69 le 7 juin 2025, l'article 14.2 de la *Loi sur le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie* a été modifié afin d'exiger l'élaboration d'un plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (« PGIRE ») complet pour le Québec, d'une durée de 25 ans. Ce plan vise à promouvoir le développement durable de l'énergie et à soutenir la transition énergétique du Québec. Le PGIRE sera révisé et mis à jour tous les six ans, afin d'assurer sa conformité aux plans d'approvisionnement des grands distributeurs d'énergie tels qu'Hydro-Québec et Énergir.

Le mandat de PGIRE est de guider les décisions et les actions du gouvernement, des partenaires locaux et régionaux, des distributeurs d'énergie et des promoteurs de projets. Il englobe toutes les sources d'énergie et sa

structure tient compte des priorités du gouvernement, notamment la réduction des gaz à effet de serre (GES), la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement, l'augmentation de la production d'énergie renouvelable et l'amélioration de l'efficacité énergétique. Le plan permettra de comparer différents scénarios énergétiques, en les évaluant en termes de production d'énergie, de coûts et d'émissions de GES.

Pour atteindre les objectifs de décarbonisation du Québec, le gouvernement évaluera systématiquement les options de gestion de l'offre et de la demande d'énergie. Cette approche vise à anticiper les besoins futurs et à mettre en œuvre des projets et des mesures optimaux, tout en tenant compte des incidences économiques et sociales. Le PGIRE est censé définir des lignes directrices, des objectifs et des cibles clairs en matière de développement énergétique, en mettant l'accent sur la sobriété et l'efficacité énergétiques. La première version du plan est prévue pour le début de l'année 2026.

CONCLUSION

Les récentes initiatives d'Hydro-Québec ainsi que le PGIRE marquent un tournant en matière d'énergie renouvelable au Québec, avec des objectifs ambitieux en matière de transition énergétique. Le lancement de l'appel d'offres pour 300 MW d'énergie solaire et l'introduction de rabais importants pour les particuliers témoignent de la volonté d'accroître la capacité solaire à partir de sa base actuelle modeste. Par ailleurs, des projets éoliens à grande échelle et d'importantes améliorations du réseau de transport d'électricité soutiennent la stratégie du Québec pour répondre à la demande croissante d'énergie et à améliorer la fiabilité du réseau. Au fur et à mesure de l'avancement de ces projets, une collaboration continue avec les communautés autochtones et les autres acteurs sera essentielle pour garantir l'acceptabilité sociale et le respect de l'environnement, qui sont aussi des éléments clés de la stratégie de transition énergétique du Québec.



gettyimages®
Credit: Onfokus

APERÇU RÉGIONAL POUR LE CANADA ATLANTIQUE

Par : Stephen Furlan, Lynn Parsons, Jacob Stone, Gaëtan Thomas et Gwennyth Wren





Aperçu régional pour le Canada atlantique

Les provinces de l'Atlantique ont amorcé l'année 2025 en focalisant sur l'électrification à grande échelle, l'énergie éolienne en mer, le réaménagement nucléaire et le transport interprovincial, des piliers d'une stratégie régionale émergente visant à décarboner l'approvisionnement, à garantir des revenus d'exportation et à construire des infrastructures énergétiques durables. Dans le présent aperçu régional nous passerons en revue les désignations et le lancement rapide des approvisionnements pour l'énergie éolienne en mer rapide en Nouvelle-Écosse, le positionnement de Terre-Neuve-et-Labrador autour de Churchill Falls/Gull Island et des énergies renouvelables en mers, le programme nucléaire et électrique du Nouveau-Brunswick ainsi que la dynamique de la politique d'approvisionnement, et les priorités de l'Île-du-Prince-Édouard en matière de transport. Nous mettrons d'abord l'accent sur l'une des initiatives régionales les plus importantes, le partenariat énergétique de l'Est.

PARTENARIAT ÉNERGÉTIQUE DE L'EST

Le partenariat énergétique de l'Est est une initiative régionale proposée par les provinces de l'Atlantique du Canada visant à exploiter et à intégrer les ressources énergétiques de la région (énergie éolienne, hydroélectricité, hydrogène, etc.) et à les relier au reste des réseaux canadiens et nord-américains. L'objectif est de créer un corridor ou un réseau d'énergie propre à grande échelle pour exporter l'électricité (et éventuellement d'autres formes d'énergie), la partager entre les provinces et la connecter aux centres de demande (notamment au Québec ou dans le nord-est des États-Unis). Les gouvernements provinciaux des Maritimes promeuvent ce partenariat comme un projet potentiel « d'intérêt national » dans le cadre de la Loi visant à bâtir le Canada en raison de ses effets potentiels sur le développement économique, la sécurité énergétique, la transition vers les énergies propres et la capacité d'exportation.

Éléments clés et activités

- **Énergie éolienne en mer et grands projets d'énergie renouvelable :** Par exemple, la campagne « Wind West » de la Nouvelle-Écosse vise à développer une grande capacité de production d'énergie éolienne en mer qui serait reliée au partenariat.
- **Infrastructures de transport :** Une partie importante du partenariat consiste à construire ou à moderniser des lignes de transport à haute tension reliant les provinces de l'Atlantique entre elles, ainsi que vers le Québec ou à d'autres marchés. Le document de planification mentionne les options terrestre ou sous-marine et estime les coûts à plusieurs milliards de dollars.
- **Hydrogène et autres voies d'approvisionnement en carburants propres :** Outre l'électricité, le partenariat envisage la production d'hydrogène (pour l'exportation ou l'usage interne) et d'autres vecteurs d'énergie propre dans le cadre de la transition vers les énergies propres.

- **Gaz naturel/raccordement au réseau de gazoducs (dans certaines propositions) :** Certaines provinces (par exemple, le Nouveau-Brunswick) ont évoqué la possibilité de raccorder une conduite d’approvisionnement en gaz du Québec au Canada atlantique dans le cadre d’une intégration énergétique plus large.

La proposition régionale vise à obtenir une place sur la liste émergente des projets clés de construction d’intérêt national du gouvernement fédéral. Jusqu’à présent, aucun projet énergétique du Canada atlantique n’a été désigné comme « projet de construction d’intérêt national ».

NOUVEAU-BRUNSWICK : NUCLÉAIRE, MODERNISATION DU RÉSEAU

Énergie nucléaire

Le Nouveau-Brunswick mise davantage sur l’énergie nucléaire comme pierre angulaire de sa stratégie énergétique. Le plan énergétique de la province prévoit l’ajout d’une capacité de 600 mégawatts (MW) provenant de petits réacteurs modulaires (PRM) d’ici 2035, positionnant Point Lepreau en tant que plaque tournante de la technologie nucléaire de nouvelle génération. La province sollicite activement le soutien du gouvernement fédéral et des investissements privés pour le déploiement des PRM, dans le but d’exporter de l’énergie propre vers les provinces voisines.

Énergies renouvelables et résilience du réseau

Alors que l’énergie nucléaire fait la une, le Nouveau-Brunswick fait également progresser des projets éoliens, de biomasse et d’hydrogène.

Le port de Belledune a des plans avancés visant à établir un pôle dédié à l’énergie verte et aux carburants, en séquençant la biomasse, l’énergie éolienne et l’énergie solaire dans les deux à trois prochaines années, l’hydrogène

dans quatre à cinq ans, et les petits réacteurs nucléaires modulaires dans un horizon d’environ huit à dix ans, positionnant le port pour la décarbonation industrielle et la logistique d’exportation. La production d’hydrogène devrait atteindre environ 60 000 tonnes par an d’ici 2028, avec des corridors d’exportation potentiels vers l’Europe et la possibilité d’acheminer l’électricité via le réseau provincial jusqu’au port. Le port a également manifesté son intérêt de soutenir le premier projet d’énergie éolienne en mer du Nouveau-Brunswick si ce projet se situe dans le golfe du Saint-Laurent. La centrale au charbon de Belledune devrait également passer à la biomasse d’ici 2030, et des tests récents de combustion de granulés de bois avancés ont donné des résultats prometteurs.

Nouveaux projets de production et de transport d’électricité

Au cours de l’été, Énergie NB a annoncé deux initiatives majeures : une nouvelle centrale électrique de 500 MW dans le comté de Westmorland et plus de 300 M\$ CA d’améliorations au réseau de transport d’électricité. La nouvelle centrale fournira une énergie flexible afin de soutenir davantage d’énergies renouvelables sur le réseau. Les améliorations apportées au réseau de transport renforceront les lignes principales et les équipements dans toute la province. Énergie NB affirme que ces mesures sont nécessaires pour répondre à une croissance de la demande d’électricité « plus rapide que prévu » et maintenir un service fiable pour tous les utilisateurs.

Il s’agit de la première nouvelle centrale électrique ajoutée par le service public en plus de 20 ans. La centrale de pointe de 500 MW sera construite à Centre Village, près de la frontière avec la Nouvelle-Écosse et du Maritimes & Northeast Pipeline, afin d’assurer un approvisionnement sûr en gaz naturel. Le projet devrait être prêt d’ici 2028. Énergie NB s’est associée à PROENERGY, qui concevra l’installation et la construira, la possédera et l’exploitera dans le cadre d’un contrat de 25 ans.



La Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick a approuvé la demande d'Énergie NB pour aller de l'avant avec trois grands projets de transport d'électricité. Voici des améliorations qui y sont envisagées :

- Deux nouvelles lignes de transport de 138 kilovolts (« kV ») entre Coleson Cove et Fairvale, qui augmenteront de la capacité pour desservir la région en croissance de Saint-Jean.
- Un troisième transformateur de liaison de 345/138 kV à la centrale électrique de Coleson Cove, qui réduit en toute sécurité la tension haute et le risque de pénurie pendant les périodes de forte demande.
- Un compensateur synchrone statique de ± 300 MVar, qui injecte ou absorbe de la puissance réactive pour stabiliser la tension lorsque le réseau est soumis à des contraintes, particulièrement important en cas de conditions météorologiques extrêmes ou de variations soudaines de la demande.

L'évaluation de la planification 2023 d'Énergie NB a révélé que sans ces améliorations, la province pourrait ne pas respecter les normes de la North American Electric Reliability Corporation et des pannes pourraient survenir.

ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD : RÉSILIENCE DU RÉSEAU, CROISSANCE DE L'ÉNERGIE SOLAIRE ET PRESSIONS RÉGIONALES

Le mercredi 29 octobre 2025, le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard (« IPE ») a publié sa nouvelle stratégie énergétique dans laquelle il prévoit renforcer la protection

des consommateurs, la modernisation des infrastructures et la collaboration régionale. Cette stratégie définit une vision à long terme des priorités énergétiques du gouvernement de l'IPE jusqu'en 2035.

Elle s'articule autour de quatre objectifs clés :

- **Fiabilité** : garantir un système énergétique fiable et résilient, capable de répondre à la demande croissante, de résister aux perturbations liées au climat et de fournir un service constant à toutes les communautés.
- **Abordabilité et équité** : maintenir l'abordabilité et intégrer l'équité dans toutes les politiques et tous les programmes énergétiques, en veillant à ce qu'aucune communauté ne soit laissée pour compte dans la transition.
- **Développement économique** : tirer parti de l'expertise locale et du potentiel économique de l'IPE pour développer les emplois, les entreprises et l'innovation dans le domaine des énergies propres dans les communautés de toute la province.
- **Durabilité** : mettre en place un mélange énergétique équilibré et à faible teneur en carbone avec des combustibles propres pour accélérer la transition vers un système énergétique à zéro émission nette qui renforce la sécurité énergétique et réduit les émissions.

La stratégie de 2025 s'appuie sur la stratégie énergétique précédente en développant un rôle de défense des consommateurs, en collaborant avec des partenaires pour l'accroissement de la production et du stockage sur l'île



et en aidant les particuliers et les entreprises à utiliser l'énergie de manière plus efficace. Cependant, l'IPE est confrontée à une pénurie d'approvisionnement imminente, car la demande en énergie dépasse les importations disponibles provenant des provinces voisines, qui réduisent elles-mêmes leurs exportations en raison de la fermeture d'usines et de l'augmentation de la demande locale.

La sécurité énergétique de l'IPE est de plus en plus liée aux développements régionaux, en particulier au démantèlement des centrales au charbon en Nouvelle-Écosse et à la modernisation du réseau électrique au Nouveau-Brunswick. La stratégie reconnaît que l'augmentation de la demande d'électricité à l'IPE dépasse largement la capacité de production, y compris les importations des provinces voisines, et elle prévoit un déficit de 27 % d'ici 2033. En conséquence, la stratégie priorise l'accroissement de la production d'énergie propre à l'IPE pour sécuriser davantage l'approvisionnement en électricité et soutenir les objectifs environnementaux. Bien que l'IPE importe actuellement la majeure partie de son électricité du Nouveau-Brunswick, le plan actualisé souligne l'importance d'augmenter la production sur l'île pour renforcer l'indépendance énergétique et atteindre l'objectif de carboneutralité d'ici 2040.

La province propose l'aménagement de câbles sous-marins supplémentaires et une intégration accrue avec le partenariat énergétique de l'Est pour garantir un approvisionnement énergétique fiable et abordable. Actuellement, des câbles électriques sous-marins relient l'IPE au Nouveau-Brunswick sous le détroit de Northumberland. La province vise à doubler la capacité actuelle de 560 MW des lignes reliant le Nouveau-Brunswick à l'IPE et, ce faisant, elle souhaite contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et maintenir un réseau électrique fiable selon la croissance de la population.

NOUVELLE-ÉCOSSE : WIND WEST, AMBITIONS EN MER ET NOUVELLES FRONTIÈRES EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENT

Wind West

En 2025, le discours de la Nouvelle-Écosse sur l'énergie était dominé par le mégaprojet « Wind West », vision de transformation de la province en une superpuissance en matière de l'énergie propre s'élevant à plusieurs milliards de dollars. Les ambitions de la Nouvelle-Écosse en matière d'énergie éolienne en mer sont soutenues par des ressources éoliennes de classe mondiale, un

environnement réglementaire stable et un intérêt croissant des investisseurs, d'autant plus que l'incertitude politique aux États-Unis sous la présidence de Donald Trump a freiné le développement américain de l'énergie éolienne en mer, redirigeant les capitaux vers le nord.

Principales caractéristiques de Wind West :

- Échelle : 40 GW d'énergie éolienne en mer, avec une mise en service de 15 000 MW prévue entre 2033 et 2040.
- Transport : 20 G\$ CA sont réservés à la construction de nouvelles lignes de transport, deux itinéraires principaux étant à l'étude (un itinéraire terrestre via le Nouveau-Brunswick et un câble sous-marin vers le Québec ou la Nouvelle-Angleterre).
- Investissement : la Nouvelle-Écosse sollicite des crédits d'impôt à l'investissement fédéraux, des financements à faible taux d'intérêt auprès de la Banque de l'infrastructure du Canada et un soutien à la participation des Autochtones au capital.
- Incidence économique : le projet devrait créer des dizaines de milliers d'emplois, stimuler la modernisation des ports et de la chaîne d'approvisionnement et, potentiellement, mettre fin à la dépendance de la Nouvelle-Écosse à l'égard des paiements de péréquation fédéraux.

Le terme « Wind West » a été créé par le gouvernement fédéral dans le but global de développer le potentiel de l'énergie éolienne en mer de plus de 60 GW en Nouvelle-Écosse et ailleurs dans le Canada atlantique.

Le plan du premier ministre Tim Houston vise à octroyer des permis pour une capacité éolienne en mer pouvant atteindre 40 GW et suffisante pour répondre à 27 % de la demande totale d'électricité du Canada. La majeure partie de cette capacité est destinée à l'exportation vers le Québec, l'Ontario et le nord-est des États-Unis, les coûts de transport par câble transcontinental étant estimés entre 5 G\$ CA et 10 G\$ CA dans l'étude préliminaire.

En septembre 2025, les gouvernements fédéral et provincial **ont publié une orientation stratégique** à l'intention de la Régie Canada-Nouvelle-Écosse de l'énergie en mer (la « RCNEEE »), lançant un processus de préqualification pour les promoteurs et préparant le terrain pour le premier appel d'offres portant sur un maximum de 5 GW d'énergie éolienne en mer d'ici 2030 dans certaines régions de la Nouvelle-Écosse.

La province a initialement ciblé cinq zones grâce à une évaluation régionale et à la participation des acteurs concernés : French Bank, Middle Bank, Sable Island Bank, Emerald Bank et Sydney Bight. Chacune d'entre elles dispose d'une zone tampon côtière de 25 kilomètres afin d'atténuer les impacts sur le littoral et de coordonner les utilisations de l'océan.

La liste a ensuite été réduite et **quatre zones ont finalement été désignées** : French Bank, Middle Bank, Sable Island Bank et Sydney Bight (« zones d'énergie éolienne »), pour une superficie totale de 12 549 kilomètres carrés. Les zones d'énergie éolienne ont été sélectionnées sur la base d'une consultation avec les communautés micmaques, les pêcheurs, les promoteurs et les parties prenantes locales. Les organisations de pêcheurs, en particulier, ont exprimé leurs préoccupations concernant le rythme et les protocoles d'indemnisation, incitant de ce fait la province à ajuster la sélection des zones et le calendrier, comme ce fut le cas lorsqu'il a été décidé de reporter Emerald Bank.

Appel à renseignements

Conformément à l'orientation stratégique, le Canada et la Nouvelle-Écosse ont chargé la RCNEEE de lancer un appel à renseignements pour recueillir des commentaires sur le recensement des parcelles à utiliser dans les critères d'appel d'offres, les conditions précises à inclure dans

le projet de permis pour les terres submergées et le processus réglementaire. **L'appel à renseignements** sera ouvert du 16 octobre 2025 au 13 janvier 2026.

Plus précisément, ils ont sollicité des commentaires sur les exigences suivantes :

- Les parcelles admissibles devraient avoir une capacité de production cumulée minimale d'environ 3 000 MW (ou 5 000 MW si possible), être sélectionnées en fonction de facteurs comme la proximité du littoral, les infrastructures portuaires existantes, les habitats marins importants et les possibilités d'expansion futures et être situées dans les zones de Sydney Bight, Middle Bank et French Bank.
- Les critères devraient, au minimum, être fondés sur l'expertise technique et la capacité de réalisation du projet, la solidité financière et le plan de financement, l'engagement et les avantages pour la communauté, le contenu local, ainsi que la durabilité environnementale et la coexistence. Le Canada et la Nouvelle-Écosse ont également recommandé que l'organisme de réglementation impose des frais uniques non remboursables de 250 000 \$ CA à tous les soumissionnaires et des frais de 750 000 \$ CA lors de la délivrance d'un permis d'utilisation des terres submergées aux soumissionnaires retenus.



- Le Canada et la Nouvelle-Écosse appuieraient l'inclusion de conditions se rapportant notamment aux avantages pour la communauté, au contenu local, à la surveillance et à la production de rapports et à la coexistence avec les utilisateurs et les utilisations existants de l'océan dans le projet de permis pour les terres submergées.

Le Canada et la Nouvelle-Écosse ont également recommandé que le processus de présélection soit axé sur les trois catégories clés suivantes :

- La capacité financière : évaluée selon des facteurs comme le ratio de fonds propres des soumissionnaires, la notation de la dette, le chiffre d'affaires annuel ou l'actif net ou les fonds sous gestion;
- L'expertise technique : évaluée selon l'expérience directe dans le domaine de l'énergie éolienne en mer ou d'autres projets pertinents, y compris l'accès à une expertise externe en matière d'énergie éolienne en mer;
- La situation juridique et sociale : évaluée selon des antécédents en matière de conformité réglementaire, notamment en ce qui concerne la santé, la sécurité, l'environnement, les droits de la personne et la conduite éthique.

La Nouvelle-Écosse lancera probablement le premier appel d'offres pour le développement d'ici février 2027 avec une tranche initiale de 2,5 GW et un objectif plus large de 5 GW d'ici 2030. Le début de la construction des premiers projets est prévu vers 2033, compte tenu des délais d'aménagement en mer habituels. La Nouvelle-Écosse a défini un calendrier indicatif : le développement préalable à la construction jusqu'à la fin de la décennie, la construction principale de 2031 à 2033 et la mise sous tension progressive atteignant environ 15 000 MW entre 2033 et 2040, sous réserve de l'accès au marché et de la livraison des interconnexions.

Le budget initial de la province pour la phase de démarrage s'élève à environ **60 G\$ CA, dont 40 G\$ CA pour la production et 20 G\$ CA pour le transport** et il est doté d'une structure de redevances proposée à 4 % et fixe des attentes en matière de crédits d'impôt à l'investissement et de financement privilégié par l'intermédiaire de la Banque de l'infrastructure du Canada pour la réduction des coûts moyens actualisés de l'énergie. Les options de tracé du réseau de transport qui sont envisagées comprennent un trajet terrestre via le Nouveau-Brunswick et un trajet sous-marin direct vers le Québec ou la Nouvelle-Angleterre, chaque tracé comportant des variables en

matière d'autorisation, de coût et d'intégration au réseau qui devront être résolues par des études techniques détaillées et des négociations commerciales.

Modifications réglementaires

La réglementation de la Nouvelle-Écosse a subi une transformation par suite de l'entrée en vigueur en avril 2025 de l'**Energy Reform (2024) Act**. Ce projet de loi a constitué le **Nova Scotia Independent Energy System Operator** (« NSIESO »), entité à but non lucratif désormais responsable de l'exploitation, de l'approvisionnement et de la planification du réseau. Le NSIESO remplace la division de transport d'électricité de Nova Scotia Power et est chargé d'intégrer les énergies renouvelables, de gérer les interconnexions et de superviser les processus d'approvisionnement concurrentiels.

De plus, le 10 novembre 2025, la Nouvelle-Écosse a annoncé le renforcement de la présente du **Eauclaire Tidal Limited Partnership** au Fundy Ocean Research Centre for Energy (FORCE) par l'ajout de deux nouveaux projets dans le passage Minas, portant ainsi sa capacité potentielle totale en énergie marémotrice à 16,5 MW. Ces deux nouveaux projets ont été attribués dans le cadre d'un processus d'approvisionnement concurrentiel.

TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR : CHURCHILL FALLS, GULL ISLAND ET ÉNERGIE ÉOLIENNE EN MER

Churchill Falls

Le projet hydroélectrique de Churchill Falls demeure la pierre angulaire de l'avenir énergétique de Terre-Neuve-et-Labrador. En décembre 2024, la province a signé un **protocole d'entente (PE) avec Hydro-Québec**. Cette nouvelle entente promet à la province un revenu moyen d'un milliard de dollars par an jusqu'en 2041 et des revenus supérieurs par la suite. Elle ouvre par ailleurs la voie au développement conjoint du projet Gull Island – longtemps retardé – et à l'agrandissement de la centrale de Churchill Falls.

Éléments clés :

- Revenus : Terre-Neuve-et-Labrador recevra 1 G\$ CA par an jusqu'en 2041, avec effet rétroactif à 2024, et des hausses supplémentaires après 2041.
- Agrandissement de Churchill Falls : Une nouvelle centrale électrique souterraine ajoutera 550 MW, la nation innue se voyant accorder la priorité pour les emplois dans le secteur de la construction.

- Partenariats autochtones : La nation innue a conclu une entente de réconciliation avec Hydro-Québec, laquelle entente prévoit notamment des paiements de 87 millions de dollars et un cadre de collaboration future sur Gull Island.

Plus précisément, le projet hydroélectrique de 2 250 MW de Gull Island, dirigé par Hydro-Québec (chef de projet et gestionnaire de la construction), devrait être mis en service en 2035. Newfoundland and Labrador Hydro détiendra 60 % de Gull Island, tandis qu'Hydro-Québec en détiendra 40 %. Gull Island devrait générer plus de **225 G\$ CA de revenus** pour Terre-Neuve-et-Labrador au cours de sa durée de vie. Newfoundland Hydro devrait exploiter et entretenir l'installation une fois la prise de l'engagement et la mise en service du projet est prévue en 2034-2035.

Énergie éolienne en mer et hydrogène vert

Terre-Neuve-et-Labrador se positionne également comme un chef de file dans les secteurs de l'énergie éolienne en mer et de l'hydrogène vert. L'adoption du **projet de loi C-49** et de sa loi provinciale correspondante, **Bill 90**, a créé un cadre réglementaire pour les énergies renouvelables en mer. La province a rejoint la **Global Offshore Wind Alliance**.

CONCLUSION : LE CANADA ATLANTIQUE À LA CROISÉE DES CHEMINS

Les provinces de l'Atlantique traversent une période de changements sans précédent. Le projet Wind West en Nouvelle-Écosse, les développements de Churchill Falls et de Gull Island à Terre-Neuve-et-Labrador, les ambitions nucléaires du Nouveau-Brunswick et la modernisation du réseau électrique de l'Île-du-Prince-Édouard sont autant d'éléments d'un vaste ensemble qui déterminera le parcours économique, environnemental et social de la région pour les décennies à venir.

La voie à suivre n'est pas sans obstacles : goulots d'étranglement dans le transport, complexité réglementaire, engagement des parties prenantes et défi permanent de l'accessibilité financière. Pourtant, les dirigeants de la région sont unis par une vision du Canada atlantique comme une puissance énergétique propre, capable non seulement de subvenir à ses propres besoins, mais aussi d'alimenter le reste du pays et d'autres régions du monde. Cela se reflète dans le partenariat énergétique de l'Est. Ces perspectives de 2025 évoquent clairement un vent de changement favorable pour le Canada atlantique.



DROIT DE L'ENVIRONNEMENT

Par : Selina Lee-Andersen, Morgane Besner, Rachael Carlson, Kimberly J. Howard, Cindy Vaillancourt et Gwennyth Wren





Droit de l'environnement

PRINCIPAUX DÉVELOPPEMENTS DE 2025

Colombie-Britannique

- **La Colombie-Britannique (« C.-B. ») publie son plan d'action pour une énergie propre.** Le gouvernement de la C.-B. a publié son Clean Power Action Plan (le « Plan d'action ») le 5 mai 2025. Le Plan d'action présente cinq initiatives visant à répondre à la demande croissante en énergie de la province et à stimuler les investissements dans les grands projets d'infrastructure tout en réduisant les émissions. Ces initiatives comprennent un deuxième appel d'offres pour l'électricité, l'élaboration de projets de stockage, l'avancement des technologies d'efficacité énergétique, le soutien aux investissements dans les technologies propres par l'intermédiaire du BC Innovative Clean Energy Fund et la simplification de l'accès à l'électricité pour les nouvelles résidences et les nouvelles entreprises.
- **La C.-B. adopte à des lois pour accélérer l'approbation des projets d'énergie renouvelable et des grands projets d'investissement.** Le 29 mai 2025, la C.-B. a adopté la Renewable Energy Projects (Streamlined Permitting) Act (le « projet de loi 14 ») et la Infrastructure Projects Act (le « projet de loi 15 »), qui visent toutes deux à simplifier les processus provinciaux pour la délivrance des permis et autorisations relatifs aux projets. Le projet de loi 14 constitue le fondement législatif du Plan d'action. Le projet de loi 14 s'applique aux projets suivants : (i) les neuf projets d'énergie éolienne sélectionnés par la British Columbia Hydro and Power Authority dans le cadre de son appel d'offres pour l'électricité de 2024; (ii) le projet de ligne de transmission de la Côte-Nord (qui comprend la mise à niveau et la construction d'infrastructures de transport entre Prince George et Terrace) et (iii) d'autres projets d'énergie renouvelable désignés par règlement (ce qui comprend des installations de production ou de stockage d'énergie renouvelable, une ligne de transport d'électricité ou des installations connexes, mais exclut les projets d'hydroélectricité comprenant un barrage). Le projet de loi 15 vise à accélérer l'approbation et la mise en œuvre des projets d'infrastructure jugés « importants pour la province » (c'est-à-dire qu'ils doivent générer des avantages importants sur les plans économique, social ou environnemental, bénéficier du soutien des Premières Nations et être conformes aux priorités provinciales, notamment en matière de sécurité énergétique, d'objectifs climatiques et de santé publique). Le projet de loi 15 crée un nouveau ministère des Infrastructures (*Ministry of Infrastructure*) et autorise le lieutenant-gouverneur en conseil à désigner des projets comme étant de catégorie 1 ou de catégorie 2. Les projets de catégorie 1 comprennent les infrastructures financées par la province, telles que les écoles et les hôpitaux. Les projets de catégorie 2 peuvent être réalisés par des entités non provinciales, y compris des Premières Nations, des gouvernements locaux, des promoteurs, des sociétés d'État et le gouvernement fédéral.
- **La C.-B. propose des modifications importantes à la loi *Heritage Conservation Act*.** Le gouvernement de la C.-B. a lancé le projet Heritage Conservation Act Transformation Project en novembre 2021, qui vise à

moderniser l'Heritage Conservation Act (HCA) afin de la rendre conforme à la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones en renforçant le rôle des Premières Nations dans la prise de décisions et en reconnaissant le patrimoine immatériel. La province cherche également à améliorer les processus de délivrance de permis et d'autorisations. Les résultats escomptés sont notamment les suivants : (i) accélérer et faciliter la délivrance des permis en remplaçant le système des trois permis par un seul permis par projet et en créant des permis spécialisés pour les catastrophes, la recherche et la conservation, ainsi que des permis sectoriels ou des permis visant plusieurs projets; (ii) renforcer la protection du patrimoine en élargissant la définition du patrimoine pour y inclure les valeurs autochtones et le patrimoine immatériel et créer des voies plus claires pour la reconnaissance et la protection d'un éventail plus large de sites du patrimoine culturel et (iii) reconnaître le droit des Premières Nations à prendre soin de leur propre patrimoine culturel et à le gérer. La période de consultation sur les modifications proposées s'est achevée en novembre 2025. En réaction aux commentaires critiques de diverses parties prenantes, le gouvernement de la C.-B. a annoncé en janvier 2026 qu'il reportait les modifications au HCA afin de permettre d'autres consultations avec les gouvernements locaux, les Premières Nations, l'industrie et d'autres groupes.

Alberta

- **Un nouveau Code de pratique pour l'exploitation de l'énergie renouvelable solaire et éolienne.** À compter du 31 mai 2025, le Code of Practice for Solar and Wind Renewables Energy Operation (le « Code de pratique pour les énergies renouvelables ») - publié en vertu du Conservation and Reclamation Regulation - établit les exigences réglementaires pour la construction et l'exploitation des projets d'énergie solaire et éolienne en Alberta ainsi que leur remise en état. Il s'applique à toute personne participant à des activités d'exploitation de l'énergie solaire ou éolienne sur plus d'un hectare ou selon une capacité de production supérieure à celle d'une microproduction, selon les définitions indiquées dans l'Activities Designation Regulation. Le Code de pratique pour les énergies renouvelables couvre à la fois les nouveaux projets et les projets existants, l'expression « exploitation d'énergie renouvelable existante » (*existing renewable energy operation*) désignant les projets approuvés avant le 1^{er} janvier 2025. Les principales exigences du Code de pratique pour les énergies renouvelables sont les suivantes :
 - Toutes les nouvelles exploitations d'énergie éolienne et solaire renouvelable doivent être enregistrées auprès du ministère de l'Environnement de l'Alberta en vertu de l'Environmental Protection and Enhancement Act avant de pouvoir amorcer toute



activité de construction, d'exploitation ou de remise en état. Toutes les exploitations existantes d'énergie éolienne et solaire renouvelable doivent faire l'objet d'un enregistrement avant le 1^{er} janvier 2027.

- Le Code de pratique pour les énergies renouvelables définit plusieurs exigences en matière de gestion des sols pour l'exploitation de l'énergie renouvelable solaire et éolienne. Avant la construction, toute la terre et le sous-sol doivent être récupérés ou conservés conformément au plan de conservation et de remise en état approuvé pour le projet. Seuls la terre ou le sous-sol du site peuvent être utilisés pour la remise en état liée à un projet, sauf (i) conformément au plan de conservation et de remise en état du projet, (ii) avec le consentement écrit des propriétaires enregistrés des terres et (iii) si le matériau est chimiquement et physiquement adapté à cette fin. Le titulaire de l'enregistrement doit procéder à des évaluations de surveillance du site provisoires pendant au moins trois saisons de croissance après la construction du projet.
- Le *Conservation and Reclamation Regulation* prévoit une dispense de l'obligation de déposer une garantie financière auprès du ministère de l'Environnement de l'Alberta si l'exploitant d'un projet solaire ou éolien dépose une demande d'enregistrement et fournit une garantie financière directement aux propriétaires fonciers enregistrés selon les modalités de ses baux de surface. Les exploitants qui ne sont pas admissibles à cette dispense sont tenus de fournir une garantie au ministère de l'Environnement de l'Alberta, conformément au Code de pratique pour les énergies renouvelables.
- Si l'exploitant est tenu de fournir une garantie au ministère de l'Environnement de l'Alberta, une estimation de la garantie doit être préparée par une personne qualifiée indépendante conformément à l'annexe 1 du Code de pratique pour les énergies renouvelables. Le montant de la garantie doit être :
 - soit d'au moins 30 % des coûts totaux de remise en état estimés pour les nouvelles exploitations d'énergie renouvelable solaire et éolienne;
 - soit d'au moins 15 % des coûts totaux de remise en état estimés pour les exploitations d'énergie renouvelable solaire et éolienne existantes; et
 - la garantie doit être remise au ministère de l'Environnement de l'Alberta avant la délivrance d'un enregistrement. À la date du 15^e anniversaire de l'enregistrement, le montant de la garantie doit être rajusté à au moins 60 % de l'estimation la plus récente des coûts totaux de remise en état.



- Le titulaire de l'enregistrement doit fournir des rapports après la construction conformément à la directive *Wildlife Directive for Alberta Solar Energy Projects* (2017) ou *Wildlife Directive for Alberta Wind Energy Projects* (2018), selon le cas, et à la fréquence qui y est indiquée.
 - Le titulaire de l'enregistrement doit également fournir un rapport écrit au plus tard cinq ans après la date anniversaire de son enregistrement, et tous les cinq ans par la suite, avec toutes les mises à jour du plan de conservation et de remise en état et de son estimation de la garantie.
 - Le **Bulletin 2025-06 de l'AUC** fournit des indications sur les attentes de l'AUC concernant les programmes de garantie liée à la remise en état qui sont négociés par les propriétaires fonciers et qui sont censés être une alternative à la garantie détenue par le gouvernement en vertu du Code de pratique pour les énergies renouvelables. Les lignes directrices sur la garantie liée à la remise en état énoncées dans le Bulletin 2025-06 s'appliquent aux centrales éoliennes et solaires qui reçoivent l'approbation de l'AUC après le 1^{er} janvier 2025. En résumé, le Bulletin 2025-06 offre les orientations suivantes aux responsables de projets d'énergie éolienne et solaire qui fournissent une garantie directement aux propriétaires fonciers :
 - le montant de la garantie à fournir initialement ne doit pas être inférieur à 40 % des coûts totaux de remise en état estimés;
 - le montant de la garantie à fournir à la date du 15^e anniversaire de l'enregistrement d'un projet ne doit pas être inférieur à 70 % de l'estimation la plus récente des coûts totaux de remise en état;
 - le type de garantie privilégié par l'AUC est une lettre de crédit de soutien irrévocable. Un demandeur qui propose d'utiliser une autre forme de garantie doit expliquer pourquoi cet acte est suffisant et comment il garantit que des fonds suffisants seront disponibles en cas d'insolvabilité;
 - les demandeurs doivent être en mesure de démontrer que leur garantie liée à la remise en état demeurera valable jusqu'à la délivrance d'un certificat de remise en état, y compris en cas de vente ou de transfert du projet ou des terres sur lesquelles il est situé.
 - **Modifications apportées au Technology Innovation and Emission Reduction Regulation (le « Règlement TIER »).** Le 12 mai 2025, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il gelait indéfiniment le prix des émissions de carbone des grands émetteurs dans le cadre du Règlement TIER à 95 \$ CA par tonne d'équivalent de dioxyde de carbone (un « éq. CO₂ »). Cette décision a été prise pour répondre aux préoccupations concernant le maintien de la compétitivité de l'industrie albertaine dans un environnement économique de plus en plus incertain, notamment en ce qui concerne les effets des droits de douane américains. Le prix du carbone dans le cadre du Règlement TIER devait précédemment augmenter d'une année sur l'autre pour atteindre 170 \$ CA par tonne d'éq. CO₂ d'ici à 2030, conformément à la **Greenhouse Gas Pollution Pricing Act** (« GGPPA »). Nous notons qu'en vertu du Protocole d'accord du 27 novembre 2025 entre l'Alberta et le gouvernement fédéral (analysé plus en détail dans **le chapitre sur l'Alberta**), l'Alberta augmentera son prix du carbone dans le cadre du **programme TIER** à 130 \$ CA la tonne, s'alignant ainsi sur les objectifs fédéraux de carboneutralité d'ici 2050 et s'écartant du gel du prix du carbone annoncé précédemment par la province.
- En outre, à l'automne 2025, l'Alberta a également présenté des propositions de mise à jour du Règlement TIER visant à encourager les investissements dans les technologies de réduction des émissions sur place. Des modifications étaient attendues par décret à l'automne 2025, y compris une nouvelle norme pour soutenir cette nouvelle conformité, mais elles pourraient désormais être envisagées dans le cadre du nouveau Protocole d'accord entre l'Alberta et le gouvernement fédéral. Les mises à jour proposées pour le système TIER sont notamment les suivantes :
- Reconnaître les investissements dans la réduction des émissions sur site comme un nouveau moyen pour l'industrie de se conformer au Règlement TIER. Les installations réglementées pourront remplir jusqu'à 90 % de leurs obligations annuelles de mise en conformité avec le Règlement TIER en investissant directement dans des technologies de réduction des émissions sur place, dans le cadre d'une liste de projets approuvés. L'annonce du gouvernement indique que la nouvelle norme sera structurée autour des investissements dans les infrastructures critiques réelles sur une période de huit ans, incluant les trois années précédentes et les cinq années

suivantes. Cette nouvelle voie s'ajoute aux options existantes, qui comprennent le versement au fonds TIER ou l'achat de crédits compensatoires, et est conçue pour récompenser l'innovation.

- Permettre aux petites installations qui participent actuellement au système TIER de le quitter ou de s'en retirer pour 2025. Les plus petites installations dont les émissions sont inférieures au seuil fixé dans la réglementation peuvent être confrontées à des coûts de mise en conformité disproportionnés dans le cadre Règlement TIER. Cette modification vise à offrir une certaine marge de manœuvre à l'industrie.

Même si ces modifications visent à renforcer la compétitivité de l'Alberta et à attirer les investissements, elles s'écartent encore davantage du régime fédéral prévu dans la GGPPA. Il revient en définitive au gouvernement fédéral de désigner l'Alberta comme une province où les installations doivent se conformer au système fédéral. Malgré cela, le secteur est généralement favorable à ces modifications apportées au système TIER de l'Alberta et les modifications proposées ont jusqu'à présent fait l'objet de commentaires positifs. Il reste à voir si le protocole d'accord aura une autre incidence sur les modifications proposées et leur mise en œuvre.

- **Bill 7: The Water Amendment Act.** Le 30 octobre 2025, le gouvernement de l'Alberta a déposé le projet de loi 7: *The Water Amendment Act* (le « projet de loi 7 ») qui fait suite à une consultation sur les propositions visant à accroître la disponibilité de l'eau dans la province. S'il est adopté, le projet de loi 7 vise à simplifier le processus décisionnel en matière de permis d'utilisation de l'eau, à améliorer l'information sur l'utilisation de l'eau, à permettre l'approbation par arrêté ministériel de transferts d'eau entre bassins à moins de risque et à favoriser une plus grande utilisation des sources d'eau alternatives (c'est-à-dire la collecte des eaux de pluie sur les toits et la réutilisation des eaux usées traitées).

Ontario

- **L'Ontario adopte une loi visant à accélérer les projets d'exploitation minière et d'infrastructures essentielles.** Le 5 juin 2025, le projet de loi 5 intitulé *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en libérant son économie* (le « projet de loi 5 ») a reçu la sanction royale et est devenu loi. Le projet de loi 5 modifie la *Loi sur l'électricité*, la *Loi sur les espèces*

en voie de disparition (« LEVD »), la *Loi sur les évaluations environnementales*, la *Loi sur la protection de l'environnement*, la *Loi sur les mines*, la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi sur le patrimoine de l'Ontario* et la *Loi sur la reconstruction de la place de l'Ontario*, crée la *Loi sur la conservation des espèces* (« LCE ») (qui sera promulguée à une date ultérieure), et promulgue la *Loi de 2025 sur les zones économiques spéciales* – tout cela dans le cadre de l'objectif déclaré du gouvernement de l'Ontario de simplifier et d'accélérer les processus de délivrance de permis et d'approbations pour des projets liés à l'exploitation minière et aux infrastructures essentielles. Les modifications apportées par le projet de loi 5 qui sont susceptibles d'intéresser les intervenants du secteur de l'énergie sont les suivants :

- Adoption de nouvelles restrictions en matière d'approvisionnement visant l'Ontario Power Generation, des sociétés de distribution de gaz et autres sociétés de services publics pour des biens ou des services qui satisfont aux conditions devant être prescrites par règlement concernant le pays, la région ou le territoire d'origine. Le projet de loi 5 modifiera la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et la *Loi sur l'électricité*, les règlements d'application de ces lois devant être adoptés par la suite.
- Adoption de la *Loi de 2025 sur les zones économiques spéciales*, qui permet à la province de désigner des « zones économiques spéciales » – soit des zones ou projets d'importance essentielle ou stratégique pour l'économie et la sécurité de l'Ontario – où les projets entrepris par des « promoteurs fiables » pourraient bénéficier d'une réduction des obstacles réglementaires, y compris des exemptions de certaines lois ou de certains règlements provinciaux. Les règlements établissant les critères de désignation des zones économiques spéciales, des promoteurs fiables et des projets désignés, *Règl. de l'Ont. 373/25 : Critères de désignation*, ont été publiés le 16 décembre 2025 et sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2026.
- Modification de la *Loi sur le patrimoine de l'Ontario* afin d'élargir les pouvoirs d'inspection et d'application de la loi à l'égard de la protection des artefacts et des sites archéologiques, et d'accorder au Cabinet le pouvoir d'exempter certains biens des exigences en matière d'archéologie et de conservation du patrimoine



lorsque l'exemption pourrait faire progresser certaines priorités provinciales (transport, logement, santé et soins de longue durée, autres infrastructures ou autres priorités prescrites).

- Modifications immédiates à la LEVD et, éventuellement, abrogation complète de cette loi pour promulguer la nouvelle LCE. Les modifications proposées à la LEVD entraîneront des changements transitoires importants au régime de délivrance de permis et de conservation des espèces. La nouvelle LCE, si elle est adoptée, apportera des changements encore plus importants au régime de conservation des espèces de la province, notamment :
- Passage des autorisations liées aux espèces à une approche d'enregistrement d'abord. La plupart des promoteurs de projets pourront amorcer leurs activités immédiatement après leur enregistrement. Les activités enregistrées devront satisfaire à toutes les exigences en matière de protection de l'habitat et des espèces énoncées dans le nouveau règlement.
- **L'Ontario et le Canada signent une entente de collaboration sur les évaluations environnementales.** Le 18 décembre 2025, le gouvernement de l'Ontario et le gouvernement fédéral ont signé une nouvelle entente de collaboration destinée à accélérer la construction de grands projets en Ontario. Cette entente établit un partenariat formel entre le gouvernement fédéral et la province

de l'Ontario afin de simplifier la manière dont les grands projets sont examinés. Son objectif principal « **un projet, une évaluation et une décision** » vise à réduire les dédoublements en permettant au Canada de s'appuyer sur les processus d'évaluation environnementale de l'Ontario ou, au besoin, d'intégrer les exigences provinciales dans un seul processus d'évaluation fédéral-provincial coordonné. L'entente prévoit également la notification hâtive et le partage de renseignements entre l'Agence d'évaluation d'impact du Canada et le ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs de l'Ontario, et que les deux parties s'engagent à coordonner la délivrance des permis et à éviter, dans la mesure du possible, les procédures redondantes. L'entente renforce les engagements en faveur de la protection de l'environnement et des droits des peuples autochtones, en veillant à ce que les deux gouvernements s'engagent rapidement et de manière significative auprès des peuples autochtones et du public, et partagent les renseignements pertinents tout au long du processus d'évaluation. Il est important de noter que l'entente ne modifie pas les pouvoirs juridiques existants en vertu de la législation fédérale ou provinciale, qu'elle peut être modifiée par consentement mutuel et qu'elle comprend des dispositions prévoyant une révision périodique et une résiliation avec préavis.

- **L'Ontario publie son Plan énergétique intégré.** Le 12 juin 2025, le gouvernement de l'Ontario a publié son premier plan intitulé L'énergie pour les générations à venir : Le plan intégré de l'Ontario pour alimenter

la plus forte économie du G7 (le « PEI »). Le PEI combine les initiatives politiques existantes et nouvelles en un plan définitif jusqu'en 2050, pour l'électricité, le gaz naturel, l'hydrogène, le stockage et d'autres sources d'énergie. Les quatre principes directeurs du PEI sont l'accessibilité financière, la sécurité, la fiabilité et l'énergie propre. Parallèlement à la publication du PEI, le ministre de l'Énergie et des Mines a émis deux directives d'habilitation à l'intention de la **Commission de l'énergie de l'Ontario** et de la **Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité**, qui lient ces organisations respectives au PEI.

- **Les centres de données bénéficient d'un coup de pouce.** Le gouvernement de l'Ontario soutient l'expansion des centres de données en proposant d'ajouter l'article 28.1 à la *Loi sur l'électricité* dans le cadre du projet de loi 40, **Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en garantissant l'accès à l'énergie abordable pour les générations futures**. Cette nouvelle disposition exigera que les installations de charge désignées, y compris les centres de données, respectent les exigences en matière de raccordement précisées par la réglementation. Ces mesures permettront au gouvernement d'évaluer les demandes d'interconnexion en tenant compte de critères tels que l'impact économique, la création d'emplois et l'intensité énergétique. La réglementation future devrait définir ce qu'est une « installation de charge précisée » ou décrire les « exigences précisées en matière de raccordement ».
- **L'Ontario adopte d'importantes modifications à la Loi sur l'eau saine.** Le 27 novembre 2025, le **projet de loi 56** du gouvernement de l'Ontario ayant reçu la sanction royale, il apporte d'importantes modifications à la *Loi sur l'eau saine*. Les modifications visent à simplifier et à moderniser la manière dont les plans de protection des sources sont modifiés et approuvés, y compris en prévoyant une nouvelle période d'approbation présumée de 120 jours si le ministre n'agit pas. Elles établissent également un nouveau cadre de politique pour faire face aux menaces importantes pesant sur l'eau potable, en exigeant que les plans comprennent des politiques particulières de prévention ou d'atténuation, et élargissent la surveillance provinciale des permis, licences et autres instruments prescrits pour s'assurer qu'ils correspondent à ces objectifs de protection de l'eau.
- **Autres modifications apportées au régime des sols de déblai.** Le 23 octobre 2025, l'Ontario a promulgué

sa dixième série de modifications au **Règlement sur la gestion des sols sur les lieux et des sols de déblai** en vertu de la **Loi sur la protection de l'environnement** depuis sa promulgation en décembre 2019. Les changements apportés par les modifications concernant les intervenants du secteur de l'électricité sont les suivants :

- Les modifications reportent au 1^{er} janvier 2027 l'interdiction de déposer les sols de déblai dans les lieux d'enfouissement ou les décharges. À partir du 1^{er} janvier 2027, les sols de déblai devront répondre à certains critères pour pouvoir être déversés dans ces sites, à savoir : 1) une personne compétente doit faire une déclaration concernant la qualité des sols de déblai et 2) les sols doivent servir de recouvrement journalier, de recouvrement final ou servir à la construction de routes ou de bermes ou au soutien de toute autre fonction auxiliaire appuyant l'exploitation du lieu d'enfouissement ou de la décharge.
- Les modifications permettent de contourner la plupart des exigences en matière de planification lorsque les sols sont transférés d'une zone de projet d'infrastructure vers un autre site désigné pour la réutilisation des sols. Chaque site doit avoir un chef de projet différent et le propriétaire du site de réutilisation ne peut pas être un organisme public. Dans ces cas, le chef de projet n'a pas besoin de satisfaire aux exigences de planification de la réutilisation, mais il doit déposer un avis auprès du Registre sur les sols de déblai.
- Les modifications permettent une plus grande réutilisation des sols entre les projets d'infrastructure de la même catégorie, si les sols ne sont pas connus pour être contaminés ou soupçonnés de l'être, et si le chef de projet et l'exploitant du site sont la même personne, ou s'ils sont tous deux des entités publiques. Dans de telles situations, les sols de déblai ne seront pas considérés comme des déchets. Les **Règles sur la gestion des sols** précisent quels sont les projets d'infrastructure qui peuvent être considérés comme du même type en vertu de ces modifications.

Québec

- **Adoption du projet de loi n° 81, *Loi modifiant diverses dispositions en matière d'environnement*.** Le 28 mai 2025, la **Loi modifiant diverses dispositions en matière d'environnement** (le « projet de loi n° 81 »)

a été adoptée. Le projet de loi n° 81 modifie plusieurs lois environnementales qui concernent divers secteurs d'activité et industries. Alors que la plupart des modifications sont entrées en vigueur le 28 mai 2025, des modifications particulières ne sont entrées en vigueur que le 28 novembre 2025. Elles concernent les dispositions suivantes :

- révision des exigences visant la cession d'une autorisation ministérielle (art. 31.0.2 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, la « LQE »);
- révision des exigences visant la cession d'une autorisation délivrée à la suite d'une procédure d'évaluation des impacts sur l'environnement, portant le délai à 120 jours (art. 31.7.5 de la LQE);
- modifications apportées aux exigences visant la délivrance d'autorisations relatives aux milieux humides et hydriques (art. 46.0.3 et 46.0.4 de la LQE).

Enfin, certaines modifications entreront en vigueur seulement à une date que fixera le gouvernement. Il s'agit notamment des modifications suivantes : (i) une procédure modifiée d'évaluation des impacts sur l'environnement; (ii) une nouvelle procédure d'évaluation environnementale sectorielle ou régionale et (iii) des obligations d'enregistrement et de

déclaration concernant les matières dangereuses. Ces modifications sont décrites plus en détail ci-après.

Évaluation des impacts sur l'environnement (« EIE ») : des modifications importantes ont été apportées à la procédure provinciale d'EIE. Il s'agit notamment de modifications apportées à la description initiale du projet que doit soumettre l'initiateur du projet, ainsi que d'une directive ministérielle adaptée à chaque projet. Ces modifications modifient la portée des exigences de l'étude d'impact et la procédure de recevabilité. Le rôle du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement est également élargi, lui conférant ainsi un rôle plus important dans la procédure d'EIE. Dans l'ensemble, l'objectif déclaré est de réduire les délais, en visant une période d'analyse de 9 mois (au lieu des 13 à 18 mois actuels).

Le 10 décembre 2025, le projet de règlement modifiant le *Règlement relatif à l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement de certains projets* (« REEIE ») a été publié. Ces modifications remplacent les articles 1 à 30 du REEIE afin de mettre en œuvre les dispositions relatives à la nouvelle procédure d'EIE telle que présentée dans le projet de loi n° 81. L'entrée en vigueur des modifications au REEIE est proposée pour le 1^{er} décembre 2027. Des mesures transitoires sont prévues pour les projets en cours



d'évaluation, l'objectif étant que tous les projets soient progressivement soumis aux nouvelles exigences, en fonction de leur degré d'avancement dans la procédure d'évaluation. Dans certains cas, les projets devront revenir quelques étapes en arrière pour satisfaire aux nouveaux critères.

Procédure d'évaluation environnementale sectorielle ou régionale (« EESR ») : une nouvelle procédure d'EESR a également été adoptée dans le projet de loi n° 81, qui permettra d'évaluer le développement d'un secteur d'activité ou d'un territoire donné. L'EESR sera réalisée avant l'EIE. Les détails de la procédure d'EESR n'ont pas encore été publiés, mais de hauts fonctionnaires ont précisé qu'il s'agira d'une option volontaire accessible aux promoteurs qui en feront la demande. Par exemple, les promoteurs ayant plusieurs petits projets pourront effectuer ces évaluations simultanément. L'objectif de l'EESR est de réduire l'examen global et, dans certains cas, l'EESR pourrait limiter la nécessité d'une EIE supplémentaire.

Processus accéléré pour la phase initiale du projet : dans le contexte des objectifs d'atténuation des effets des changements climatiques et de transition énergétique du Québec, le projet de loi n° 81 confère au gouvernement du Québec le pouvoir discrétionnaire d'accélérer certaines phases initiales des projets énergétiques qui font l'objet d'une EIE. Ces mesures d'accélération ne peuvent s'appliquer qu'aux projets menés par les ministères ou Hydro-Québec et contribuant aux objectifs de la transition énergétique.

Espèces menacées ou vulnérables : la **Loi sur les espèces menacées ou vulnérables** a été modifiée afin d'étendre l'interdiction de porter atteinte aux espèces floristiques menacées aux activités susceptibles de leur porter atteinte. Cette modification peut entraîner des études ou restrictions supplémentaires pour les projets. Toutefois, cette loi a été modifiée pour accorder au ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (« MELCCFP ») ou au gouvernement, selon le cas, le pouvoir d'autoriser des activités autrement interdites lorsqu'il considère que ces activités ne sont pas susceptibles de nuire à la survie d'espèces floristiques menacées ou vulnérables, et ce, en réponse aux demandes de l'industrie à cet égard. Cette autorisation peut faire l'objet de mesures de compensation.

- **Projet de loi n° 81 – Impacts sur les milieux humides et hydriques.** En vertu du projet de loi n° 81, des modifications au régime de protection des milieux humides et hydriques en vertu de la LQE ont également été adoptées et peuvent avoir un impact sur tous les types de projets énergétiques.
- **Mesures de compensation.** Pour les projets assujettis à l'EIE, le gouvernement dispose du pouvoir discrétionnaire d'exiger une compensation pour tous les effets négatifs sur les milieux humides et hydriques, y compris pour les projets qui ne font pas actuellement l'objet d'une compensation en vertu du **Règlement sur la compensation pour l'atteinte aux milieux humides et hydriques**. Le gouvernement a la discrétion de déterminer si la compensation sera financière ou si elle consistera en des mesures de restauration ou de création de milieux humides ou hydriques.
- **Contraintes municipales.** Pour tous les projets assujettis à une autorisation ministérielle ayant un impact sur les milieux humides ou hydriques, des modifications ont été adoptées confirmant qu'il ne sera plus possible d'obtenir une autorisation du MELCCFP pour un empiètement sur des milieux humides ou hydriques désignés dans le plan régional des milieux humides et hydriques d'une municipalité régionale de comté (« MRC »), ou lorsqu'ils font l'objet d'objectifs de conservation en vertu d'une mesure de contrôle intérimaire, d'un schéma d'aménagement et de développement ou d'un règlement adopté par une MRC (p. ex. un règlement de zonage). Il est donc essentiel d'examiner attentivement ces restrictions municipales, car elles peuvent constituer des obstacles importants à l'élaboration d'un projet. Pour rappel, depuis juin 2017, les MRC sont tenues d'adopter des plans régionaux des milieux humides et hydriques désignant les principaux milieux humides et hydriques, imposant des restrictions aux activités de développement dans ces zones. De nombreuses MRC ont maintenant adopté leurs plans, lesquels sont intégrés aux règlements d'aménagement du territoire et aux arrêtés municipaux. Une fois intégrés, ces plans deviennent juridiquement contraignants, interdisant généralement la construction dans les milieux humides ou hydriques désignés, avec des exceptions minimales et aucune compensation autorisée pour les impacts interdits.

Fédéral

- **Le gouvernement fédéral réinitialise sa politique climatique avec sa stratégie de compétitivité climatique.** Le 4 novembre 2025, le gouvernement fédéral a publié sa Stratégie de compétitivité climatique dans le cadre du Budget de 2025 (la « Stratégie »). La Stratégie vise à positionner le Canada en tant que leader dans le domaine de l'énergie dans l'économie mondiale à faibles émissions de carbone et à catalyser les investissements privés en faveur d'une croissance propre. La Stratégie vise à atteindre cet objectif en réaménageant certaines politiques fédérales en matière de changement climatique, comme suit : (i) améliorer l'efficacité de la tarification du carbone industriel; (ii) amender les règlements sur les émissions de gaz à effet de serre; (iii) stimuler l'investissement dans une économie propre grâce aux crédits d'impôt; (iv) soutenir les projets de minéraux critiques; (v) mobiliser des capitaux à l'appui de la transition vers la carboneutralité et (vi) élaborer de nouveaux paramètres pour faire le suivi des progrès réalisés par le Canada. Le gouvernement fédéral a indiqué que la Stratégie s'ajoute au Plan de réduction des émissions pour 2030 : Un air pur, et une économie forte et aux autres mesures prises en vertu de la Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité, mais ne les remplace pas. De plus amples détails sur la manière

dont la Stratégie sera mise en œuvre pour soutenir l'accélération des grands projets critiques d'intérêt national sont attendus dans les mois à venir.

- **Le gouvernement fédéral conclut un protocole d'accord sur l'énergie avec l'Alberta.** Le 27 novembre 2025, le premier ministre Mark Carney et la première ministre de l'Alberta Danielle Smith ont signé un protocole d'accord (le « Protocole d'accord ») qui vise à renforcer la compétitivité du Canada dans le secteur de l'énergie. Le Protocole d'accord porte sur deux projets transformateurs : (i) un projet d'oléoduc vers la côte de la Colombie-Britannique, devant être financé et construit par le secteur privé et détenu en copropriété avec les communautés autochtones et (ii) le projet Nouvelles Voies Plus, qui sera la plus grande initiative au monde en matière de captage, d'utilisation et de stockage du carbone (CUSC). Des discussions plus approfondies sur le Protocole d'accord sont présentées dans le chapitre consacré à l'Alberta.

L'ANNÉE À VENIR

Colombie-Britannique

- **Règlement d'application des projets de loi n° 14 et 15.** En 2026, le gouvernement de la C.-B. devrait publier les règlements de mise en œuvre de la



Renewable Energy Projects (Streamlined Permitting) Act (le projet de loi 14) et de la Infrastructure Projects Act (le projet de loi 15). Étant donné le caractère général de la législation, une grande partie des détails de la mise en œuvre des projets de loi a été laissée aux règlements et à la délégation entre les organismes gouvernementaux.

Alberta

- **Protocole d'accord entre le gouvernement de l'Alberta et le gouvernement fédéral (le Protocole d'accord).** L'une des principales caractéristiques du Protocole d'accord est la collaboration entre le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta en vue de préciser et d'améliorer l'environnement réglementaire lié aux marchés du carbone et de l'énergie. Probablement en réaction au gel du prix du carbone par l'Alberta en vertu du Règlement TIER, le gouvernement de l'Alberta dans le cadre du Protocole d'accord augmentera son prix du carbone visé au Règlement TIER pour le faire passer à 130 \$ CA la tonne. Il s'aligne ainsi sur les objectifs fédéraux de carboneutralité d'ici 2050 et s'écarte du gel du prix du carbone annoncé précédemment par la province. Conformément au Protocole d'accord, les deux gouvernements se sont fixé pour objectif de conclure un accord sur la tarification industrielle du carbone au plus tard le 1^{er} avril 2026. La question de savoir si le gouvernement de l'Alberta va mettre en œuvre ses modifications proposées au Règlement TIER, y compris en ce qui concerne l'augmentation du prix du carbone et la reconnaissance des investissements dans la réduction des émissions sur site, dépendra probablement de l'issue de ces négociations avec le gouvernement fédéral.

Ontario

- **Mise en œuvre de la Loi sur la conservation des espèces** (la « LCE »). Le 5 juin 2025, le projet de loi intitulé *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en libérant son économie* (le « projet de loi 5 ») est devenu loi. L'annexe 10 du projet de loi 5 introduit la nouvelle LCE. La LCE entrera en vigueur lorsqu'un décret d'application sera pris et abrogera la LEVD. Dans le cadre de la LCE, le ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs (le « MECP ») a proposé d'exempter tous les permis et ordonnances délivrés en vertu de la LCE des exigences énoncées dans la partie II de la Charte des droits

environnementaux de 1993 (la « CDE »). Grâce à cette exemption, le MECP n'aurait plus besoin d'afficher des avis publics, ce qui signifie que le public perdrait le droit de formuler des commentaires, de présenter des observations verbales ou d'exercer les autres droits de participation décrits à l'article 24 de la CDE. Toutefois, le MECP prévoit de maintenir la LCE sous réserve de certaines autres dispositions de la CDE. Ces dispositions permettent aux résidents de l'Ontario de demander aux ministères d'élaborer de nouvelles politiques, de nouvelles lois ou de nouveaux règlements, de réviser ceux qui existent déjà ou d'enquêter sur des atteintes présumées à la LCE, à ses réglementations ou à toute ordonnance ou tout permis connexes.

Québec

- **Cadre réglementaire pour la gestion des milieux hydriques et des structures de protection contre les inondations.** Le 11 juin 2025, un cadre réglementaire modernisé pour la gestion des milieux humides et hydriques et des structures de protection contre les inondations a été adopté et entrera en vigueur le 1^{er} mars 2026. Le nouveau cadre vise principalement à réduire les risques liés aux inondations. De nouveaux règlements définiront les activités qui relèvent de la responsabilité des municipalités plutôt que du MELCCFP (principalement les utilisations résidentielles), ainsi que des mesures transitoires pour l'application des nouvelles limites des zones inondables. Les projets situés dans les nouvelles zones inondables seront assujettis aux nouvelles restrictions si les autorisations nécessaires n'ont pas déjà été obtenues à leur égard. Parallèlement à ces modifications réglementaires, de nouvelles cartes des limites des zones inondables seront publiées progressivement à compter du 1^{er} mars 2026, lesquelles établiront les nouvelles zones inondables applicables sur le territoire du Québec. Ces cartes remplaceront les catégories de zones inondables actuelles pour appliquer la nouvelle terminologie définie dans le cadre modernisé (faible, modérée, élevée et très élevée). Toutefois, dans certaines régions, des hauts fonctionnaires ont fait remarquer qu'il faudrait plusieurs mois pour que les nouvelles cartes soient obtenues. Dans l'intervalle, les municipalités délivreront des autorisations sur la base des cartes existantes.

- **Processus accéléré pour les grands projets.** Le projet de loi québécois n° 5, *Loi visant à accélérer l'octroi des autorisations requises pour la réalisation des projets prioritaires et d'envergure nationale* (le « projet de loi n° 5 ») a été déposé à l'Assemblée nationale le 9 décembre 2025. Le projet de loi n° 5 a des objectifs similaires à ceux de la loi fédérale C-5, à savoir la mise en place d'un mécanisme permettant d'accélérer le développement de projets prioritaires à grande échelle au moyen d'une procédure d'autorisation simplifiée. Selon le projet de loi, les projets désignés feraient l'objet d'une autorisation unique délivrée par le gouvernement du Québec, qui remplacerait tous les permis et autorisations autrement requis pour le projet. Le projet de loi n° 5 prévoit également que le gouvernement du Québec a le pouvoir de modifier l'application de toute disposition des lois et règlements qui seront énumérés à l'annexe I. Aucun n'y a encore été indiqué. Le projet de loi n° 5 prévoit que les travaux préparatoires réalisés à l'égard d'un projet désigné peuvent être exécutés, aux conditions fixées, avant l'octroi de l'autorisation unique et, sauf s'ils sont exécutés dans un milieu présentant un intérêt particulier pour la conservation, ces travaux préparatoires ne sont pas assujettis aux exigences de l'EIE. Bien qu'aucun projet n'ait encore été désigné, les projets de production d'électricité à grande échelle au Québec pourraient bénéficier des mesures prévues par le projet de loi n° 5, en particulier s'ils s'inscrivent dans les priorités du Québec visant à accélérer la production d'énergie renouvelable et à renforcer la position du Québec dans le secteur des minéraux critiques.

Fédéral

- **Mise en œuvre de la Stratégie de compétitivité climatique du Canada.** La Stratégie de compétitivité climatique offre une orientation générale sur les priorités du gouvernement fédéral en matière de politique climatique. De plus amples détails sur la manière dont la Stratégie sera mise en œuvre, notamment en ce qui concerne sa portée et l'échéancier des modifications proposées à la réglementation, pour soutenir l'accélération des grands projets critiques d'intérêt national sont attendus en 2026.
- **Prochaines étapes du Protocole d'accord entre l'Alberta et le gouvernement fédéral.** En 2026, l'Alberta et le gouvernement fédéral devraient nommer un comité de mise en œuvre qui sera chargé du respect de plusieurs échéances. D'ici le 1^{er} avril 2026, nous espérons voir finalisés les accords sur la tarification du carbone et l'équivalence concernant les émissions méthane, ainsi qu'un accord de collaboration sur les évaluations d'impact. D'ici le 1^{er} juillet 2026, une procédure formalisée de demande d'autorisation auprès du Bureau des grands projets pour le projet de nouvel oléoduc devrait être précisée. Le gouvernement fédéral a également accepté de donner son avis sur le cadre stratégique de l'Alberta en matière de centres de données d'intelligence artificielle (« IA »), qui sera finalisé au même moment. Enfin, la stratégie de production d'énergie nucléaire de l'Alberta, en collaboration avec le gouvernement fédéral, est attendue pour le 1^{er} janvier 2027.



DROIT AUTOCHTONE

Par : Selina Lee-Andersen, Amanda Cha, Bryn Gray et Lynn Parsons





Droit autochtone

LA PARTICIPATION DES AUTOCHTONES DANS LES PROJETS ÉNERGÉTIQUES POURSUIT SON ÉLAN

En 2022, des entités des Premières Nations, des Métis et des Inuits étaient partenaires ou bénéficiaires de près de 20 % des infrastructures de production d'électricité du Canada, dont la majorité produit de l'énergie renouvelable, selon les rapports d'Indigenous Clean Energy. Depuis lors, l'importance accordée à la propriété autochtone des infrastructures énergétiques n'a cessé de croître chaque année et les gouvernements ont continué à encourager les partenariats autochtones, notamment par le biais de récents approvisionnements en énergie en Colombie-Britannique et en Ontario.

Participation des Premières Nations à l'appel d'offres pour l'électricité de la Colombie-Britannique de 2025

Dans son appel d'offre pour l'électricité lancé en 2025, BC Hydro a maintenu les priorités qu'elle avait fixées dans son appel d'offres de 2024 de travailler avec les Premières Nations et de promouvoir la réconciliation économique. Les conditions d'admissibilité à l'appel d'offres comprenaient de nouveau une participation minimale de 25 % des Premières Nations au capital, avec des incitatifs supplémentaires pour une participation pouvant atteindre 51 %. Une nouveauté de l'appel d'offres de 2025 consiste en la création d'un poste de représentant des Premières Nations pour l'énergie propre, qui sera chargé de donner des conseils sur les questions d'approvisionnement liées à l'appel d'offres de sorte que les Premières Nations demeurent adéquatement informées, soutenues et engagées tout au long du processus.

La province de la Colombie-Britannique et BC Hydro ont également signé des ententes historiques avec plusieurs Premières Nations du nord de la Colombie-Britannique pour que les Premières Nations participantes puissent bénéficier d'une participation à parts égales avec BC Hydro dans la construction de la ligne de transport d'électricité de la Côte-Nord de 450 km reliant Prince George à Terrace, sur la côte nord. Il s'agit du premier partenariat favorisant une copropriété avec des Autochtones d'une ligne de transport d'électricité majeure en Colombie-Britannique et accordant un rôle important aux partenaires autochtones pendant l'aménagement et la construction du projet, y compris des occasions d'approvisionnement substantielles.

Participation des Autochtones au deuxième approvisionnement à long terme de l'Ontario

En 2025, la province de l'Ontario a également encouragé la détention de projets énergétiques par des Autochtones dans le cadre de son deuxième approvisionnement à long terme, qui comportait des critères de notation visant à inciter les promoteurs à conclure des partenariats économiques avec les communautés autochtones. Cet appel d'offres prévoyait l'attribution de points pour une participation autochtone d'au moins 10 %, et des points supplémentaires pour une participation autochtone de 25 à 50 % et de plus de 50 %.

En juin 2025, le ministre de l'Énergie et des Mines a également émis une nouvelle directive à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE », IESO en anglais) sur la mise en place du Programme de soutien énergétique pour les Autochtones (*Indigenous Energy Support Program*, « IESP »), faisant partie du plan à long terme L'énergie pour les générations à venir de l'Ontario et visant à renforcer les capacités communautaires, notamment la planification énergétique et le développement des infrastructures énergétiques. En 2025, le gouvernement de l'Ontario a augmenté le financement du IESP de 10 M\$ CA, portant l'investissement annuel total de la province dans l'IESP à 25 M\$ CA. En outre, le ministre a chargé la SIERE de concevoir une nouvelle voie de financement pour soutenir les activités de réduction de la consommation de diesel dans les neuf communautés autochtones isolées qui dépendent encore du diesel.

MISES À JOUR DES PROGRAMMES DE GARANTIE DE PRÊTS POUR LES AUTOCHTONES À TRAVERS LE CANADA

Bien qu'il demeure difficile pour de nombreux groupes autochtones souhaitant participer à des investissements dans des projets canadiens d'obtenir un financement assorti de conditions raisonnables, ils bénéficient tout de même d'un certain nombre de programmes de garantie de prêt et d'autres moyens de financement, dont le Programme de garantie de prêt pour les Autochtones du Canada et le Programme de financement pour les initiatives autochtones de l'Ontario ayant fait l'objet de mises à jour importantes en 2025.

Programme de garantie de prêt pour les Autochtones du Canada (fédéral)

Le Programme de garantie de prêt pour les Autochtones du Canada, lancé en 2024 avec la création de la Corporation de garantie de prêts pour les Autochtones du Canada (CGPAC), a considérablement pris de l'ampleur en 2025.

En mars 2025, le gouvernement du Canada a doublé le financement total disponible du programme, le faisant passer de 5 G\$ CA à 10 G\$ CA. Parallèlement, la portée du programme a été élargie au-delà de son objectif initial, qui était axé sur les projets liés à l'énergie et aux ressources naturelles, pour inclure des projets dans tous les secteurs de l'économie, à l'exception des jeux.

En mai 2025, la Corporation de développement des investissements du Canada a accordé sa première garantie de prêt dans le cadre du Programme de garantie de prêt pour les Autochtones du Canada. Cette garantie de prêt a été accordée dans le cadre d'une acquisition par un groupe de 38 Premières Nations de la Colombie-Britannique d'une participation de 12,5 % dans le réseau de pipelines Westcoast d'Enbridge, un soutien de 400 M\$ CA sur un investissement total de 736 M\$ CA. Les conditions de financement et de clôture requises pour cette opération ont été remplies en juillet 2025.

Programme de financement pour les initiatives autochtones de l'Ontario

En mai 2025, la province de l'Ontario a triplé le montant total des garanties de prêt disponibles dans le cadre



de son programme de financement pour les initiatives autochtones (anciennement le Programme de garanties d'emprunts pour les Autochtones), portant la capacité du programme à 3 G\$ CA.

L'admissibilité au programme vise désormais non seulement le secteur de l'électricité, mais aussi d'autres secteurs pour soutenir notamment des projets dans les secteurs de l'exploitation minière et des minéraux critiques, du développement des ressources, de l'énergie, des pipelines. Malgré son expansion à d'autres secteurs, le programme continuera de fonctionner comme auparavant. Le processus de demande et d'examen, les exigences de contrôle préalable raisonnable et les critères d'admissibilité pour les projets de production et de transport d'électricité resteront inchangés pour le moment.

L'Autorité financière des Premières Nations (AFPN) a annoncé le 26 mars 2025 qu'elle collaborait avec le gouvernement fédéral sur des propositions de modifications à apporter à sa loi habilitante, la *Loi sur la gestion financière des premières nations*, afin d'y étendre ses pouvoirs d'octroi de prêt à des entités à vocation spéciale (plutôt qu'aux seuls gouvernements des Premières Nations qui y figurent), offrant ainsi aux organisations des Premières Nations un accès plus souple au financement de l'AFPN. Pour obtenir de plus amples renseignements sur l'incidence d'une cette modification, voir la présentation de l'AFPN pour les consultations budgétaires de 2025 tenues par le gouvernement fédéral [ici](#).

Ces modifications témoignent du maintien continu de l'élan que connaissent les occasions de financement destinées aux Autochtones du Canada et de la volonté de faciliter l'investissement des Autochtones dans le capital des projets et d'autres occasions économiques. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les programmes offerts à travers le pays, voir le résumé préparé par McCarthy Tetrault. De plus, restez à l'affût de la revue de l'actualité sur le sujet de notre groupe Énergie sur le Programme de garantie de prêt pour les Autochtones du Canada.

ACTUALITÉ DE LA JURISPRUDENCE

Rôle de la DNUDPA dans le contexte de l'obligation de consultation de la Couronne

Les gouvernements de la Colombie-Britannique et du Canada ont tous deux présenté des projets de loi visant à établir un cadre pour la mise en œuvre de la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (« DNUDPA »). Cette année, deux décisions ont été rendues concernant la portée juridique de cette loi et une décision d'appel est en instance dans l'une de ces affaires.

En février 2025, la juge Blackhawk de la Cour fédérale a rendu une décision voulant que la *Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones* du Canada (la « loi fédérale sur la DNUDPA ») ait apporté des modifications à l'obligation de consultation et qu'une consultation approfondie qui tend vers la conclusion d'un accord mutuel soit désormais requise



dans tous les cas, quel que soit le degré d'incidence. Il s'agit d'une dérogation importante par rapport au cadre de l'obligation de consultation établi par la Cour suprême du Canada, qui atténue la nécessité d'une consultation approfondie et de mesures d'accommodement substantielles selon la solidité de la preuve et la gradation ascendante potentielle de l'incidence défavorable sur les droits ancestraux et issus de traités des Autochtones et qui n'exige le consentement que dans de rares cas.

La décision dans l'affaire *Première Nation de Kebaowek c. Laboratoires nucléaires canadiens*, **2025 CF 319**, a été rendue dans le cadre d'un contrôle judiciaire d'une décision de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») qui a accueilli une demande de modification du permis d'exploitation du site des Laboratoires de Chalk River afin que soit autorisée la construction d'une installation de gestion des déchets nucléaires de faible activité près de la surface. Ce site est en activité depuis les années 1940.

La Cour fédérale a conclu que la CCSN avait conclu à tort qu'elle n'avait pas compétence pour examiner la DNUDPA et la loi fédérale sur la DNUDPA et qu'elle a omis de tenir compte du principe du « consentement préalable – donné librement et en connaissance de cause » (le « CPLCC ») pour déterminer si la Couronne s'est acquittée de son obligation de consultation et d'accommodement. La Cour fédérale a ordonné au promoteur et à la CCSN de reprendre la consultation avec Kebaowek « en appliquant rigoureusement la norme du CPLCC au sens de la DNUDPA ». La Cour a rendu cette ordonnance malgré des conclusions qui auraient normalement nécessité tout au plus un faible niveau de consultation, étant donné que la Cour fédérale a jugé raisonnable que la CCSN conclue que l'installation proposée n'aurait pas d'incidence négative sur les droits de Kebaowek protégés par l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* ayant fait l'objet d'une revendication ou dont l'existence a été établie.

Outre le fait que le Parlement ne peut apporter unilatéralement des modifications aux exigences d'une obligation constitutionnelle par voie législative (en l'occurrence, l'obligation de consultation), la Cour fédérale n'a pas tenu compte de l'historique législatif de la loi fédérale sur la DNUDPA ni d'autres principes clés d'interprétation législative qui indiquent que le Parlement n'avait pas l'intention d'apporter des modifications à l'obligation de consultation ni de donner une portée juridique immédiate à la DNUDPA. En fait, le ministre de la Justice a déclaré au Parlement que la loi « ne modifiera [...] [pas] l'obligation actuelle du Canada de consulter » et a clairement indiqué que l'intention était de fournir un cadre

au gouvernement fédéral en vue d'aligner progressivement les lois fédérales sur la DNUDPA, en consultation avec les peuples autochtones et autres parties concernées.

Ces questions ont été soulevées parmi d'autres devant la Cour d'appel fédérale en octobre 2025 (qui a également examiné un appel incident concernant la réparation ordonnée par la Cour fédérale). La décision de la Cour d'appel fédérale est en instance. L'incidence de cette décision se limite aux décisions fédérales et ne s'applique pas aux décisions provinciales. La Colombie-Britannique est la seule province à avoir adopté une loi sur la mise en œuvre de la DNUDPA.

La deuxième décision relative à la DNUDPA a été rendue par la Cour d'appel de la Colombie-Britannique (« CACB ») en décembre 2025 dans l'affaire *Gitxaala c. British Columbia (Chief Gold Commissioner)*, **2025 BCCA 430**. Cette décision a examiné la portée juridique de la *Declaration on the Rights of Indigenous Peoples Act* de la Colombie-Britannique et d'une disposition de l'*Interpretation Act* de la Colombie-Britannique qui prévoit que « chacune des lois et chacun des règlements seront interprétés comme étant conformes à la Déclaration ».

Dans la décision faisant l'objet de l'appel (**2023 BCSC 1680**), la Cour suprême de la Colombie-Britannique a examiné si le système provincial de titres miniers respectait la DNUDPA et a conclu que la *Declaration on the Rights of Indigenous Peoples Act* (la « loi de la CB sur la DNUDPA ») ne conférait pas de force juridique à la DNUDPA en Colombie-Britannique ni ne créait de droits justiciables.

Dans une décision majoritaire, la Cour d'appel de la Colombie-Britannique a accueilli l'appel, les motifs de la majorité ayant été rédigés par la juge Dickson et ayant conclu que :

- La loi de la CB sur la DNUDPA intègre la DNUDPA dans le droit positif de la Colombie-Britannique avec une portée juridique immédiate et crée des obligations justiciables pour le gouvernement de la Colombie-Britannique, y compris la possibilité pour la Cour d'examiner si la loi de la Colombie-Britannique respecte la DNUDPA ou non;
- La loi de la CB sur la DNUDPA n'a pas mis en œuvre la DNUDPA dans la législation de la Colombie-Britannique au sens où elle crée des droits substantiels découlant de la DNUDPA, mais la législation a indiqué que le législateur avait l'intention de « s'assurer de la valeur interprétative immédiate de la DNUDPA dans son intégralité »;

- La disposition relative à la DNUDPA dans la *Loi d'interprétation* de la Colombie-Britannique impose une présomption légale réfutable supplémentaire de conformité entre les lois de la Colombie-Britannique et la DNUDPA.
- Bien que la DNUDPA doive être appliquée comme étant une « source importante » dans l'interprétation, son poids interprétatif variera en fonction du statut juridique international de l'article de la DNUDPA – il convient de respecter la DNUDPA (en tenant dûment compte des particularités locales) dans la mesure où l'article exprime un droit, une obligation ou un principe général international contraignant, mais la marge d'interprétation est plus grande et « une harmonie générale suffira » pour assurer le respect d'un article de la DNUDPA qui exprime une norme minimale ou une aspiration reconnue sur le plan international;
- la DNUDPA peut éclairer l'interprétation de l'obligation de consultation prévue par la common law pour la prise de décisions provinciales et, dans cette affaire, les Premières Nations étaient en droit « de faire valoir à la fois leurs droits protégés par l'article 35 et leurs droits protégés par la DNUDPA en ce qui concerne le régime des concessions minières dans le cadre de la consultation ».

La décision de la majorité semble avoir été fortement influencée par la *Loi d'interprétation* de la Colombie-Britannique, et il n'existe pas de disposition semblable dans la *Loi d'interprétation* fédérale.

La majorité a finalement conclu que le régime des concessions minières de la Colombie-Britannique était incompatible avec l'article 32 de la DNUDPA, car il ne prévoit pas de consultation préalable. La Cour a notamment limité ses conclusions à l'absence de consultation et ne s'est explicitement pas penchée sur la question de savoir s'il y avait une obligation de consentement, même si l'article 32 prévoit un libellé sur le CPLCC. La majorité a déclaré que la mesure dans laquelle la norme du CPIF prévue à l'article 32(2) exprime des obligations juridiques internationales contraignantes ou non est « une question faisant l'objet d'un débat dans les milieux juridiques internationaux », mais que l'existence d'une obligation de consultation en rapport avec les actions prises par l'État ayant une incidence sur les terres ou les territoires autochtones est généralement acceptée en droit international.

Dans une opinion dissidente, le juge Riley a convenu que la loi de la CB sur la DNUDPA intègre la DNUDPA dans le

droit positif de la Colombie-Britannique, mais a exprimé son désaccord sur la question de la justiciabilité, concluant que la législation n'appelle pas la Cour à se pencher sur la conformité des lois avec la DNUDPA et que ceci conduirait les tribunaux à outrepasser leur rôle.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé qu'il allait présenter des modifications à la loi de la CB sur la DNUDPA et à l'*Interpretation Act* de la Colombie-Britannique afin d'y retirer la possibilité pour les tribunaux d'examiner la justiciabilité des incohérences entre la DNUDPA et les lois de la Colombie-Britannique.

On ne sait pas encore avec certitude si le gouvernement de la Colombie-Britannique demandera également l'autorisation d'interjeter appel. De nombreuses questions pourraient être soulevées en appel (si la Cour suprême accordait l'autorisation), notamment les incohérences internes dans les motifs de la majorité, les conclusions relatives à l'obligation de consultation, l'interprétation des lois et l'élaboration et l'application de principes novateurs en matière de droit international, en particulier la valeur à accorder aux principes contenus dans les instruments internationaux qui ne constituent pas du droit international contraignant.

La Cour d'appel de la Saskatchewan confirme le renouvellement des permis d'exploitation des barrages hydroélectriques et conclut au respect de l'obligation de consultation

Dans l'affaire *Chaboyer c. Saskatchewan Power Corporation*, [2025 SKCA31](#), la Cour d'appel de la Saskatchewan (la « SKCA ») a rejeté un appel interjeté par la Nation des Cris de Cumberland House (la « NCCH ») et la Nation des Cris de Opaskwayak (la « NCO ») (collectivement, les « appelantes ») qui sollicitaient un contrôle judiciaire du renouvellement des permis pour les aménagements hydroélectriques d'E.B. Campbell et de Nipawin (collectivement, les « barrages ») sur la rivière Saskatchewan. Les barrages sont détenus et exploités par la Saskatchewan Power Corporation (« SaskPower ») conformément aux permis délivrés par la Water Security Agency (la « WSA »).

SaskPower a demandé à la WSA en 2014 le renouvellement de ses permis d'exploitation. Entre 2015 et 2018, elle a mené des consultations auprès de plusieurs communautés des Premières Nations et des Métis. À l'issue de ce processus, la WSA a renouvelé les permis, autorisant la poursuite de l'exploitation des barrages sous réserve de conditions spéciales élaborées en réponse aux préoccupations soulevées lors des consultations.

Les appelantes ont sollicité un contrôle judiciaire au motif que la Couronne n'avait pas rempli son obligation de consulter et d'accommoder les communautés des Premières Nations et des Métis en vertu de l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*. La Cour du Banc du Roi de la Saskatchewan (la « CBRS ») a rejeté la demande, estimant que la Couronne s'était acquittée de son obligation. En appel, la SKCA a maintenu la décision de la CBRS.

Dans une décision rédigée par le juge Caldwell, la SKCA a tiré les conclusions suivantes :

- Les décisions de la WSA concernant l'octroi de permis n'étaient pas déraisonnables sur le plan du droit administratif. Les appelantes ont fait valoir que la WSA avait mal interprété ou négligé de prendre en considération des preuves environnementales essentielles relatives à la retenue et à la pénurie de sédiments, comme l'exige le *Water Power Regulations* (le « règlement ») – règlement régissant l'octroi des permis. La SKCA a conclu que la WSA n'avait pas interprété le règlement de manière déraisonnable. En outre, les conditions d'octroi des permis répondaient directement aux préoccupations des appelantes et comprenaient des mesures visant à atténuer les incidences environnementales liées à l'exploitation des barrages.
- La WSA a correctement conclu que l'obligation de consultation entre en jeu à un niveau moindre. Cette obligation entre en jeu chaque fois qu'une mesure gouvernementale est susceptible d'avoir une incidence négative sur les droits ancestraux ou issus de traités, et la portée de la consultation est proportionnelle à l'incidence négative potentielle sur ces droits. Dans le contexte d'un renouvellement de permis d'exploitation d'aménagements hydroélectriques existants, où il y a un risque moindre de nouvelles incidences négatives, un niveau de consultation moins approfondi est requis, lequel comprend la notification de la décision aux Nations concernées par la décision, la réponse aux demandes de renseignements sur la décision en instance et la prise en compte des préoccupations connexes « lorsque cela est justifié et possible ».
- La Couronne s'est acquittée de son obligation de consultation et d'accommodement. La SKCA a conclu que la NCO avait eu une occasion équitable et raisonnable de participer au processus de consultation et que toutes les incidences négatives liées au renouvellement des permis avaient été identifiées et discutées avec la NCCH. La SKCA a noté que la WSA avait également mis en œuvre des mesures d'accommodement importantes, notamment des conditions de permis répondant aux préoccupations actuelles et futures, ainsi que la création d'un



comité de gestion chargé d'examiner les incidences d'exploitation immédiates des barrages et de procéder à un examen continu des incidences négatives historiques. La SKCA a conclu que la Couronne s'était non seulement acquittée de ses obligations légales, mais qu'elle avait aussi renforcé son engagement en faveur de la réconciliation et de l'honneur de la Couronne.

La demande d'autorisation d'appel des appelantes a été rejetée par la Cour suprême du Canada.

La Cour suprême de la Colombie-Britannique reconnaît le titre ancestral sur des terres privées

Dans l'affaire *Cowichan Tribes c. Canada (Attorney General)*, 2025 BCSC 1490, la Cour suprême de la Colombie-Britannique (la « CSCB ») a statué que les tribus Cowichan détiennent un titre ancestral sur environ 800 acres le long du bras sud du fleuve Fraser, y compris sur les terres détenues ou louées par des parties privées. Ces tiers privés n'ont pas été notifiés ni n'ont eu la possibilité de participer à l'instance.

En 2014, les tribus Cowichan, la Première Nation Stz'uminus, la tribu Penelakut et la Première Nation Halalt ont déposé une revendication de titre ancestral en leur nom et au nom de tous les descendants de la nation Cowichan historique. La revendication portait sur 1 846 acres de terres situées sur l'île Lulu à Richmond, en Colombie-Britannique (la « zone revendiquée »). La zone revendiquée comprenait des terres en fief simple appartenant au Canada, ou à l'Administration portuaire Vancouver-Fraser (« APVF ») en tant qu'agent du Canada, à la ville de Richmond (« Richmond ») et à des propriétaires fonciers privés qui n'étaient pas des parties à l'instance, ainsi que des terres submergées. En plus de revendiquer le titre, les Cowichan ont sollicité la reconnaissance d'un droit ancestral de pêcher pour se nourrir dans le bras sud du fleuve Fraser.

Les défendeurs dans cette action étaient le Canada, la Colombie-Britannique, Richmond, l'APHV, la Première Nation Tsawwassen et la bande indienne Musqueam. Les propriétaires fonciers privés tiers n'ont pas été cités à titre de défendeurs ni n'ont participé à l'instance.

La juge Young de la CSCB a conclu que les Cowichan avaient établi leur titre ancestral sur une partie de la zone revendiquée (les « terres visées par le titre des Cowichan »). Les terres visées par le titre des Cowichan comprennent :

- (i) les terres détenues en fief simple par le Canada;
- (ii) les terres détenues en fief simple par Richmond;
- (iii) les autoroutes dévolues à Richmond et (iv) les terres

détenues en fief simple par des parties privées. La CSCB a également conclu que les Cowichan avaient établi un droit de pêcher pour se nourrir dans le bras sud du fleuve Fraser.

De plus, la CSCB a fait les déclarations suivantes :

1. À l'exception des titres et des intérêts en fief simple du Canada sur certaines terres, les titres et les intérêts en fief simple du Canada et de Richmond sur les terres visées par le titre des Cowichan sont viciés et invalides;
2. Les concessions de la Couronne concernant les intérêts en fief simple sur les terres visées par le titre des Cowichan et la dévolution par la Couronne du sol et des intérêts en intérêt franc sur certaines terres routières situées dans les terres visées par le titre des Cowichan constituent une atteinte injustifiée au titre ancestral des Cowichans;
3. En ce qui concerne les terres visées par le titre des Cowichan, le Canada a le devoir envers les Cowichan de négocier de bonne foi la conciliation des intérêts en fief simple du Canada sur les terres visées par le projet d'approvisionnement en carburant de l'aéroport de Vancouver avec le titre ancestral des Cowichan, d'une manière compatible avec l'honneur de la Couronne;
4. En ce qui concerne les terres visées par le titre des Cowichan, la Colombie-Britannique a le devoir envers les Cowichan de négocier de bonne foi la conciliation des intérêts en fief simple accordés par la Couronne et détenus par des tiers et la dévolution par la Couronne du sol et des intérêts francs à Richmond avec le titre ancestral des Cowichans, d'une manière compatible avec l'honneur de la Couronne; et
5. Les Cowichan ont un droit ancestral de pêcher dans le bras sud du fleuve Fraser à des fins alimentaires, au sens du paragraphe 35(1) de la *Loi constitutionnelle de 1982*.

La CSCB a suspendu pour une période de 18 mois sa déclaration selon laquelle les titres et les intérêts en fief simple du Canada et de Richmond sur les terres visées par le titre des Cowichan sont viciés et invalides pour que les Cowichan, le Canada et Richmond prennent les mesures nécessaires pour transférer les terres aux Cowichan.

La Cour a tiré plusieurs conclusions novatrices concernant les revendications de titres ancestraux, dont celles-ci :

- Les titres ancestraux et les titres en fief simple ne sont pas absolus et peuvent coexister sur une même parcelle de terre, même si les deux titres confèrent un droit de possession et d'utilisation exclusifs.

- Lorsque les deux titres coexistent :
 - Le titre ancestral est un « droit prioritaire » sur les terres par rapport au titre en fief simple, bien qu'aucune explication n'ait été fournie quant à la signification de ce terme;
 - Le titre ancestral ne l'emporte pas nécessairement sur le titre en fief simple et la question sera examinée selon le cadre d'analyse de l'atteinte et de la justification;
 - L'exercice d'un titre cédera le pas à l'autre tant les deux titres coexistent sur la même parcelle et que les intérêts en fief simple et les droits connexes « ne seront pas affectés dans la pratique lorsque le titre ancestral sera reconnu sur cette terre, à moins que le titulaire du titre ancestral ne prenne avec succès des mesures correctives à l'égard des intérêts en fief simple ».

Ces conclusions ont créé une grande incertitude tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de la zone visée par le titre et feront probablement l'objet d'un appel, tout comme de nombreuses autres questions, notamment les droits de participation des tiers directement touchés par les revendications de titre. Chacun des défendeurs, à savoir le Canada, la Colombie-Britannique, Richmond, la VFPA, la Première Nation Tsawwassen et la bande indienne Musqueam, a maintenant interjeté appel de la décision. Ces appels collectifs entraîneront la révision par la Cour d'appel de la Colombie-Britannique des six déclarations formulées par la CSCB. Les Cowichan ont également interjeté appel, demandant une ordonnance visant à étendre la zone du titre ancestral à l'ensemble de la zone revendiquée ou, à défaut, à une plus grande partie de celle-ci.

La question du titre ancestral sur des terres privées a récemment été examinée par la Cour d'appel du Nouveau-Brunswick dans l'affaire *J.D. Irving, Limited et autres. c. Nation Wolastoqey*, **2025 NBCA 129**. Cette question a été soulevée dans le cadre d'une revendication de titre ancestral sur plus de 60 % du Nouveau-Brunswick par la Nation wolastoqey, qui cherche également à expulser certains propriétaires fonciers industriels de ses terres. Les propriétaires fonciers ont présenté une requête en irrecevabilité de la revendication à leur encontre, qui a été accueillie, mais le juge des motions a conclu que les Wolastoqey pouvaient toujours demander une déclaration de titre sur les terres privées par l'intermédiaire de la Couronne. La Cour d'appel a accueilli l'appel des propriétaires fonciers et a conclu que le juge des motions avait commis une erreur en conférant au juge de première instance la compétence de déclarer le titre ancestral

contre la Couronne pour les terres des appelants sans leur participation et en violation de leur droit d'être entendus. La Cour a noté que cela n'empêchait pas les Wolastoqey de demander une déclaration de titre sur les mêmes terres privées si cela avait pour but d'obtenir une indemnisation de la Couronne, mais qu'ils ne pouvaient obtenir une déclaration de titre susceptible d'avoir une incidence sur les propriétaires fonciers privés. Contrairement à la Cour suprême de la Colombie-Britannique, la Cour d'appel du Nouveau-Brunswick a fait remarquer qu'elle ne voyait pas comment les droits conférés par une déclaration de titre ancestral pouvaient coexister avec les mêmes droits dévolus aux propriétaires en fief simple et que les règles de procédure spéciales qui s'appliquent aux litiges relatifs aux droits autochtones n'excluent pas les principes traditionnels de justice naturelle.

AFFAIRES À SUIVRE

La CSC entend des appels concernant des revendications de titres ancestraux qui se chevauchent

Les 8 et 9 décembre 2025, la Cour suprême du Canada (la « CSC ») a entendu des appels dans deux affaires connexes concernant des revendications de droits et de titres ancestraux qui se chevauchent : *Nisga'a Nation c. Malii*, **2024 BCCA 313** (la « demande de la nation Nisga'a ») et *Malii c. Colombie-Britannique*, **2024 BCCA 406** (la « demande de la nation TSKLH »). Les deux appels découlent de la même procédure sous-jacente engagée par la nation Gitanyow (l'« action de la nation Gitanyow »), dans laquelle cette dernière demande une déclaration de droits et de titres ancestraux sur une superficie d'environ 6 200 km² dans le nord-ouest de la Colombie-Britannique (la « zone visée par la revendication »).

La demande de la nation Nisga'a

La nation Nisga'a a demandé à être ajoutée à titre de défenderesse dans l'action de la nation Gitanyow, car elle a reconnu les droits issus de traités en vertu de l'Accord définitif nisga'a dans la zone visée par la revendication. Le traité désigne certaines terres comme des terres nisga'a, détenues en fief simple, ce qui entre en conflit avec la revendication du titre ancestral de la nation Gitanyow. La nation Nisga'a a demandé à être incluse dans l'action de la nation Gitanyow sur le fondement des dispositions du traité et des règles de procédure civile, mais les tribunaux de la Colombie-Britannique ont rejeté ces deux motifs.

Les tribunaux de la Colombie-Britannique ont interprété le traité de manière restrictive, limitant la participation de la nation Nisga'a aux affaires concernant l'interprétation ou la validité du traité, et non à toutes les affaires susceptibles

d'affecter leurs intérêts. Les tribunaux de la Colombie-Britannique se sont largement appuyés sur le fait que l'Accord définitif nisga'a comprend des dispositions visant à garantir l'absence d'incidence sur les droits d'autres groupes autochtones protégés par l'article 35. Un mécanisme a été mis en place pour réexaminer l'exclusion de la nation Nisga'a si l'action de la nation Gitanyow venait à engager ultérieurement le traité. Les tribunaux de la Colombie-Britannique ont également rejeté la demande de la nation Nisga'a par application des règles de procédure civile. Bien que la nation Nisga'a ait présenté des preuves pertinentes quant à la capacité de la nation Gitanyow à prouver son occupation exclusive, les tribunaux ont estimé que la Couronne pouvait présenter ces preuves au procès si nécessaire.

La demande de la nation TSKLH

La nation Tsetsaut/Skii km Lax Ha (la « nation TSKLH ») a cherché à se joindre à l'action de la nation Gitanyow à titre de défenderesse et a déposé une revendication de tiers contre la Couronne afin de faire valoir sa propre revendication de titre ancestral sur le même territoire.

La CACB a rejeté la revendication de tiers et a autorisé uniquement la nation TSKLH à se joindre à l'action à titre de défenderesse.

La revendication du titre ancestral de la nation TSKLH chevauche en grande partie la zone visée par la revendication par la nation Gitanyow, et les tribunaux de la Colombie-Britannique ont reconnu qu'une déclaration de titre ancestral en faveur de la nation Gitanyow pourrait potentiellement empêcher la nation TSKLH de faire valoir son titre sur les mêmes terres. Ce risque de préjudice irréparable justifiait l'ajout de la nation TSKLH à titre de défenderesse. Cependant, la CACB a rejeté la revendication de tiers, estimant que le retard et la complexité supplémentaires pourraient nuire considérablement à l'affaire de la nation Gitanyow.

La CSC devrait rendre sa décision en 2026 et, selon l'issue, celle-ci pourrait avoir des incidences importantes sur les litiges autochtones qui soulèvent des questions de chevauchement de revendications ou de droits ou d'autres questions susceptibles de porter atteinte aux droits d'un groupe autochtone qui n'est pas partie à la revendication.



ACCÉLÉRATION DES PROJETS D'INTÉRÊT NATIONAL : LE BUREAU DES GRANDS PROJETS DU CANADA

Par : Stephen Furlan, Chris Langdon et David Lever





Accélération des projets d'intérêt national : le Bureau des grands projets du Canada

Mis sur pied en août 2025 en vertu de la nouvelle *Loi visant à bâtir le Canada* (L.C. 2025, ch. 2) (« Loi visant à bâtir le Canada »), le Bureau des grands projets du Canada (« BGP ») est une initiative fédérale de premier plan visant à accélérer les projets d'infrastructure « d'intérêt national » ayant une importance stratégique. Organisme spécial au sein du Bureau du Conseil privé (« BCP »), l'organe administratif central du Cabinet du Premier ministre, le BGP est chargé d'accélérer les grands projets qui sont d'« intérêt national » en simplifiant les approbations et en coordonnant les ressources, tout en assurant la protection de l'environnement et en respectant les droits des Autochtones. Cet article examine le cadre politique et juridique qui sous-tend le BGP, ses pouvoirs, prévus par la loi ou autres, son rôle dans la gouvernance fédérale et la manière dont des projets concrets dans les domaines de l'énergie, de l'exploitation minière et des infrastructures illustrent son mandat. Sont également abordés les principaux risques et lacunes, notamment en ce qui concerne la consultation des peuples autochtones, la coordination fédérale-provinciale et les défis juridiques éventuels liés aux efforts déployés par le BGP pour transformer la capacité du Canada à mener à bien des projets d'envergure.

ORIGINE ET MANDAT DU BUREAU DES GRANDS PROJETS

Le BGP a été mis sur pied par le gouvernement du Canada en tant que pierre angulaire du premier mandat du Premier ministre Mark Carney, reflétant sa devise « unir nos forces et bâtir » (*build baby build*). La sanction royale a été reçue à l'égard du BGP le 26 juin 2025 dans le cadre de la Loi visant à bâtir le Canada. Mis en place officiellement le 29 août 2025, le BGP est conçu pour garantir que les projets jugés d'intérêt national bénéficient d'un processus accéléré qui apporte une certitude réglementaire et inspire la confiance des investisseurs, tout en protégeant l'environnement et en respectant les droits des Autochtones.

Le fait de placer le BGP au sein du BCP souligne son importance. Le BCP est la plus haute instance bureaucratique du Canada. Il soutient le Premier ministre et le Cabinet. Le fait de loger le BGP au sein du BCP lui confère un rôle de coordination pangouvernementale et une ligne de communication directe avec les décideurs gouvernementaux de haut niveau. Le BGP est supervisé politiquement par Dominic LeBlanc, président du Conseil privé, entre autres titres, et géré au quotidien par Dawn Farrell en tant que première dirigeante. Cette structure de direction, composée d'un ministre de premier plan et d'une dirigeante ayant l'expérience de l'industrie, indique que le BGP est destiné à être un moteur important de l'action fédérale en matière de projets stratégiques.

De façon générale, la mission du BGP est « de simplifier et d'accélérer » le processus décisionnel fédéral pour les projets essentiels, et doit :

- *Collaborer avec des partenaires clés* – promoteurs de projets, peuples autochtones, investisseurs et tous les ordres de gouvernement – pour

faciliter la mise en œuvre de grands projets qui profiteront au Canada.

- *Repérer et faire avancer les projets dans le cadre de la Loi visant à bâtir le Canada* – essentiellement en guidant les projets admissibles en appliquant la procédure spéciale prévue par cette loi.
- *Servir de guichet unique dans le cadre du processus de réglementation fédéral* – en fournissant aux promoteurs un guichet unique pour simplifier et accélérer les démarches d’approbation dans le cadre du processus de réglementation fédéral.
- *Appuyer les projets par d’autres moyens* – notamment en assurant la coordination interministérielle au fédéral et en tirant parti de l’expertise financière en vue d’obtenir des décisions finales d’investissement.

Cette combinaison de responsabilités fait du BGP un coordinateur et un facteur d’accélération : il ne peut pas approuver unilatéralement un projet, mais il peut conjuguer la bureaucratie et les ressources fédérales pour accélérer des projets complexes qui, normalement, progresseraient lentement à travers de nombreux ministères et organismes. La valeur de l’activité du BGP sera confirmée par l’efficacité avec laquelle il utilisera les outils à sa disposition, tant législatifs que politiques, pour véritablement accélérer la progression des projets sans compromettre l’équité procédurale.

CADRE JURIDIQUE : POUVOIRS CONFÉRÉS PAR LA LOI VISANT À BÂTIR LE CANADA

L’autorité du BGP découle de la nouvelle Loi visant à bâtir le Canada. Cette loi permet au gouvernement fédéral de désigner certains grands projets d’infrastructure comme étant « d’intérêt national pour le Canada », officiellement appelés « projets d’intérêt national » (« PIN »). Cette désignation déclenche un traitement spécial sur le plan de la réglementation visant à accélérer le projet. Toutefois, le renvoi à l’examen du BGP et la désignation officielle sont deux choses différentes – les projets renvoyés à l’examen du BGP ne deviennent pas automatiquement des PIN, et le fait qu’un projet a été renvoyé à l’examen du BGP à lui seul ne débouche donc pas nécessairement sur une procédure juridique accélérée. Le BGP peut recommander la désignation d’un projet qui lui a été renvoyé qui bénéficierait d’une simplification de la réglementation, mais la désignation effective nécessite une procédure juridique.

La Loi elle-même ne définit pas précisément la notion de « projet d’intérêt national ». Le gouvernement Carney a laissé

à la réglementation ultérieure le soin de définir précisément cette notion. Entre-temps, la loi prévoit des facteurs non exhaustifs qui « peuvent » être pris en compte pour décider si un projet est dans l’intérêt national :

- Le projet renforce-t-il l’autonomie, la résilience et la sécurité du Canada (p. ex., indépendance économique, sécurité de la chaîne d’approvisionnement, sécurité énergétique)?
- Procure-t-il des avantages économiques ou autres importants au Canada?
- A-t-il une forte probabilité de mise en œuvre réussie (est-il faisable et bien planifié)?
- Promeut-il les intérêts des peuples autochtones (par la participation, le partage des avantages, la réconciliation)?
- Contribue-t-il à la croissance propre ou à l’atteinte des objectifs du Canada en ce qui a trait aux changements climatiques (en soutenant les objectifs du Canada en matière d’environnement et de climat)?

Ces critères reflètent les priorités politiques actuelles – croissance économique, résilience stratégique, réconciliation avec les Autochtones et action climatique. Les projets déjà sélectionnés pour être examinés par le BGP correspondent fortement à ces thèmes (comme nous l’expliquons ci-après). D’un point de vue politique, l’accent mis sur les « infrastructures d’intérêt national » indique que le gouvernement considère ces projets comme étant plus que des projets de développement local; ils font partie d’une stratégie liée à la souveraineté et à l’économie visant à renforcer la position du Canada à l’intérieur du pays et dans le monde.

Pour désigner un projet de « projet d’intérêt national » en vertu de la Loi et engager les pouvoirs de procédure accélérée du BGP qu’elle prévoit, plusieurs étapes sont requises par cette Loi :

- *Consultation ministérielle* : Le ministre fédéral responsable, actuellement Dominic LeBlanc, doit consulter les autres ministres fédéraux dont les portefeuilles sont concernés, tous les gouvernements provinciaux ou territoriaux concernés ainsi que tous les groupes autochtones reconnus dont les droits pourraient être touchés défavorablement par le projet. Cela permet aux principales parties prenantes d’exprimer leurs préoccupations à un stade précoce.

- *Avis public* : Le nom et la description du projet doivent être publiés dans la Gazette du Canada pendant au moins 30 jours. Cela permet d'assurer la transparence et l'information du public, en plus de recueillir des commentaires avant la désignation.
- *Consentement provincial pour les projets de compétence exclusive* : Si le projet relève principalement de la compétence constitutionnelle exclusive d'une province, le gouvernement fédéral doit consulter cette province ou ce territoire et obtenir son consentement écrit pour procéder à la désignation d'intérêt national. Il s'agit d'une garantie importante pour atténuer les frictions entre le gouvernement fédéral et les provinces.

Ce n'est qu'une fois ces conditions remplies que le Cabinet fédéral peut publier un décret ajoutant le projet à l'annexe 1 de la Loi, le désignant officiellement de projet d'intérêt national.

Une fois qu'un projet est officiellement désigné comme un projet d'intérêt national, le BGP, par l'entremise du ministre responsable désigné, peut fournir un outil puissant : un document d'autorisation à « guichet unique » qui regroupe les divers permis et approbations fédéraux requis pour le projet en un seul document. L'impact d'une telle rationalisation peut être significatif. Par exemple, dans des circonstances normales, une mine ou un pipeline important peut nécessiter des permis distincts en vertu de la *Loi sur l'évaluation d'impact* (« LEE »), de la *Loi sur les pêches*, de la *Loi sur les eaux navigables canadiennes*,

etc., un processus qui peut prendre plusieurs années. Si ce projet est désigné comme un projet d'intérêt national, le processus d'évaluation de l'impact peut être accéléré, ce qui élimine en grande partie la « phase de planification » initiale de l'examen dans le cadre de la LEE. Le promoteur doit toujours fournir tous les renseignements requis et s'acquitter de tous les frais habituels, mais le délai d'ensemble est réduit.

Il est important de noter qu'une autorisation réputée n'équivaut pas à une carte blanche pour le projet. Il y a des contrôles et des mises en garde :

- Si le projet soulève des questions de sécurité nationale (p. ex., des investisseurs détenus par des États étrangers ou des technologies sensibles), il peut faire l'objet d'un examen complet au titre de la sécurité nationale malgré la procédure du BGP.
- Le document de procédure accélérée du BGP n'annule pas l'obligation de consulter les peuples autochtones concernés par le projet. Le gouvernement doit encore remplir toutes ses obligations constitutionnelles à l'égard des communautés autochtones.
- Les projets dans certains domaines réglementés peuvent être soumis à des exigences supplémentaires. Ainsi, un projet désigné qui relève de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* devra toujours être approuvé par la Commission canadienne de sûreté nucléaire malgré la participation du BGP.



A l'heure où nous écrivons ces lignes (**fin 2025**), aucun projet n'a encore été officiellement désigné comme projet d'intérêt national en vertu de la Loi. Les 11 projets actuellement sous l'aile du BGP lui ont été « renvoyés » pour examen et soutien, mais aucun n'a fait l'objet d'une procédure de désignation complète. Le gouvernement devrait en désigner un ou plusieurs dans les mois à venir. Cela signifie que les principaux outils du BGP qui sont prévus par la loi n'ont pas encore été mis à l'épreuve et que leur efficacité ultime doit encore être démontrée en pratique.

AUTRES POUVOIRS ET COORDINATION PANGOUVERNEMENTALE

La première dirigeante du BGP a laissé entendre que seule une petite fraction des projets qui sont renvoyés au BGP obtiendront la désignation officielle de PIN. Étant donné que les désignations officielles peuvent être limitées ou lentes à venir, une grande partie de l'incidence du BGP proviendra de ses pouvoirs non prévus par la loi ou « d'influence » (*soft powers*), essentiellement le poids politique et le pouvoir qu'il exercera dans le cadre de son mandat et de sa place au sein du BCP. Ces pouvoirs sont notamment les suivants :

- *Facilitation à guichet unique (avant la désignation officielle)* : Même sans désignation légale, le BGP sert de point de contact fédéral unique pour les promoteurs de grands projets. En pratique, cela signifie que l'équipe du BGP peut aider une entreprise à s'orienter à l'égard des ministères fédéraux, à coordonner les réunions avec les organismes de réglementation et à résoudre les blocages bureaucratiques. L'approche du « guichet unique » réduit le fardeau des promoteurs de projets qui, autrement, devraient effectuer des démarches séparées auprès de plusieurs organismes. Cela signifie également une coordination interne plus rapide, réunissant des fonctionnaires de l'environnement, de l'énergie, des finances, etc., afin de résoudre les problèmes collectivement et d'éviter les processus redondants. En outre, le BGP vise à coordonner de manière ordonnée les renvois aux autorités provinciales et aux parties prenantes autochtones. Cela peut s'avérer important pour les projets qui chevauchent plusieurs territoires, faisant en sorte que les décisions fédérales s'accordent avec les autorisations provinciales et les consultations des peuples autochtones.
- *Coordination du financement* : Le BGP n'est pas un organisme de financement, mais il est censé jouer un rôle dans le montage et l'obtention du financement

d'un projet auprès de diverses sources. Le budget fédéral de 2025 a explicitement chargé le BGP de coordonner le financement du secteur privé, des provinces/territoires et des entités fédérales telles que la Banque de l'infrastructure du Canada (« BIC ») et le Fonds de croissance du Canada. Par exemple, la *Ligne de transport d'électricité de la côte nord de BC Hydro*, l'un des projets renvoyés au BGP pour examen, a obtenu un prêt de 139,5 M\$ CA de la BIC à la fin de 2025 pour aider à financer les travaux préliminaires du projet, une opération considérée comme une première preuve du concept de la capacité du BGP à rallier les outils de financement fédéraux pour ses projets. Bien que le BGP ne puisse pas ordonner aux banques ou aux fonds fédéraux d'investir puisqu'il n'a pas de pouvoir légal en matière de financement, le budget fédéral de 2025 a introduit un *cadre de financement stratégique* demandant aux sociétés d'État d'accorder la priorité aux projets d'intérêt national.

- *Soutien à l'expansion et à l'accélération des projets* : Le BGP devrait également contribuer à l'expansion des projets en phase finale. Si un grand projet existant est en train de prendre de l'expansion ou d'augmenter sa capacité et qu'il est renvoyé au BGP pour examen, celui-ci contribuera à accélérer les démarches prévues par la réglementation, par exemple dans le cas de l'expansion de la phase II de LNG Canada dont il est question ci-après.
- *Effet de levier interministériel et pangouvernemental* : Le fait que le BGP soit rattaché au BCP signifie qu'il bénéficie du soutien du Premier ministre pour l'obtention de la collaboration de l'ensemble du gouvernement. Il peut convoquer des comités interministériels, fixer des échéances et résoudre les conflits entre les entités fédérales. Dans le même ordre d'idées, le fait qu'un ministre du Cabinet de haut rang soit responsable du dossier permet de bénéficier d'un poids politique pour négocier avec les provinces et les leaders autochtones lorsque des problèmes se posent.

Contrairement aux initiatives fédérales précédentes telles que la BIC, dont le mandat était plus étroitement axé sur le financement, le BGP est conçu comme un mécanisme de plus grande portée : il regroupe sous un même toit la coordination des politiques, la rationalisation de la réglementation et la facilitation des investissements stratégiques. Cette approche pangouvernementale est une réponse aux pressions géopolitiques et économiques pressantes, qui vont du réalignment des chaînes d'approvisionnement à l'accélération de la transition vers

une énergie propre, et qui exigent que le Canada mette en œuvre des projets prioritaires avec plus de rapidité, de cohérence et de responsabilité qu'auparavant.

PROJETS RENVOYÉS AU BGP POUR EXAMEN : EXEMPLES DANS LES SECTEURS DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES INFRASTRUCTURES

Même si le concept de « projet d'intérêt national » n'est pas encore précisé, les premiers projets soumis au BGP pour son examen donnent une image concrète de ce que le gouvernement canadien considère comme une infrastructure d'intérêt national. En novembre 2025, 11 grands projets nationaux dans les domaines de l'énergie, de l'exploitation minière, des transports et de l'énergie propre ont été publiquement renvoyés au BGP pour examen et soutien. Ces projets ont été annoncés en deux vagues, cinq en septembre 2025 et six autres en novembre 2025, et représentent ensemble plus de 116 G\$ CA en investissements potentiels et des dizaines de milliers d'emplois. Vous trouverez ci-après des exemples précis tirés de cette liste, qui illustrent le mandat étendu du BGP :

- *LNG Canada – Phase 2 (Colombie-Britannique)* – Expansion du terminal d'exportation de GNL existant à Kitimat, en Colombie-Britannique, qui doublerait approximativement la capacité d'exportation de gaz naturel liquéfié du Canada. Ce mégaprojet énergétique vise à stimuler le PIB et prévoit des mises à niveau

permettant de réduire les émissions d'environ 35 % par unité de GNL par rapport aux installations actuelles les plus performantes. Son inclusion reflète le soutien du BGP aux projets visant l'expansion des infrastructures d'exportation tout en ciblant des rendements en matière d'émission plus propres.

- *Terminal de GNL Ksi Lisims (Colombie-Britannique)* – Nouveau projet de terminal de GNL à grande échelle sur l'île Pearse, en Colombie-Britannique, mené par un partenariat entre Western LNG, la Nation Nisga'a et d'autres entités. Il est notamment prévu qu'il soit entièrement électrifié pour une exploitation à très faibles émissions. Terminal de GNL Ksi Lisims attirerait un investissement estimé à 30 G\$ CA et créerait des milliers d'emplois, ce qui renforcerait le statut du Canada en tant qu'exportateur mondial de GNL. Ce projet est un bon exemple de la manière dont les renvois au BGP concilient ambition économique, conception respectueuse du climat et partenariat avec les peuples autochtones (la Nation Nisga'a étant un co-promoteur).
- *Projet de nouvelle centrale nucléaire de Darlington* – Projet d'Ontario Power Generation visant à construire les premiers petits réacteurs modulaires (PRM) à l'échelle du réseau au Canada sur le site nucléaire existant de Darlington. Ce projet énergétique innovant ferait du Canada le premier pays du G7 à se doter d'un PRM opérationnel, fournissant de l'électricité propre à plus de 300 000 foyers. Son



renvoi au BGP pour examen souligne l'inclusion par ce dernier de la technologie de l'énergie propre de la prochaine génération dans l'ensemble des projets d'intérêt national.

- *Ligne de transport d'électricité de la côte nord (Colombie-Britannique)* – Projet de BC Hydro visant à jumeler les principales lignes de transport d'électricité dans le nord-ouest de la Colombie-Britannique. Cette nouvelle infrastructure fournira de l'énergie propre pour soutenir les terminaux GNL et les mines de minéraux critiques de la région et (éventuellement) pour connecter le réseau électrique du Yukon au reste du Canada. La ligne devrait permettre d'éviter près de 3 millions de tonnes d'émissions de CO₂ par an en favorisant l'utilisation d'énergies propres, et de créer des milliers d'emplois. Il s'agit d'un bon exemple d'un projet couvrant plusieurs éléments d'intérêt national – la réduction des émissions, le développement économique et la sécurité énergétique du Nord. Notamment, ce projet a déjà fait l'objet de progrès concrets grâce à un important prêt fédéral accordé par la BIC, comme indiqué ci-dessus.
 - *Projet hydroélectrique de la Nunavut Nukkiqsautiit Corporation à Iqaluit (Nunavut)* – Tout premier barrage hydroélectrique appartenant à 100 % aux Inuits au Nunavut, visant à remplacer la production de diesel dans la capitale, Iqaluit, par de l'énergie propre. Ce projet permettrait d'éliminer environ 15 millions de litres de diesel importés par an, réduisant ainsi les émissions et améliorant l'indépendance énergétique des communautés de l'Arctique. Son renvoi au BGP pour examen témoigne d'un engagement en faveur du développement mené par les Autochtones et de l'infrastructure des régions éloignées dans le cadre des projets d'intérêt national.
 - *Projets d'exploitation de minéraux critiques (Ontario, Québec, Nouveau-Brunswick, Saskatchewan, Colombie-Britannique)* – Cinq des 11 projets renvoyés au BGP pour examen sont des projets d'exploitation minière de grande envergure, reflétant la volonté du Canada de devenir un fournisseur de minéraux critiques pour les technologies propres et les industries stratégiques. Voici quelques-uns de ces projets :
 - *Canada Nickel – Projet nickélifère Crawford (Ontario)* : une grande mine de nickel à faible teneur en carbone près de Timmins, en Ontario, destinée à produire du nickel pour les batteries et l'acier « vert », vise même une exploitation ayant une empreinte carbone nette négative. Des investissements attendus d'environ 5 G\$ CA.
 - *Nouveau Monde Graphite – Mine de graphite Matawinie (Québec)* : une mine de graphite à ciel ouvert intégrée à une usine de matériaux pour batteries, contribuant à la chaîne d'approvisionnement des véhicules électriques. Des investissements attendus d'environ 1,8 G\$ CA, et plus de 1 000 emplois.
 - *Northcliff – Mine de tungstène Sisson (Nouveau-Brunswick)* : un projet de mine de tungstène destiné à fournir du métal pour l'acier à haute résistance et la défense. Il contribuerait à faire du Canada une source fiable d'un minéral critique pour les industries nationales et celles des alliés du Canada.
 - *Foran Mining – Mine de cuivre-zinc de McIlvenna Bay (Saskatchewan)* : un nouveau développement minier pour produire du cuivre (crucial pour l'électrification) et du zinc, visant à devenir la première mine de cuivre carboneutre du Canada.
 - *Newmont/Imperial – Expansion de la mine de cuivre Red Chris (Colombie-Britannique)* : une expansion visant à prolonger la durée de vie d'une importante mine de cuivre et d'or de plus de 10 ans, augmentant la production annuelle de cuivre au Canada d'environ 15 % et créant jusqu'à 1 800 emplois pendant la période de construction de pointe.
 - *Expansion du port de Montréal à Contrecoeur (Québec)* – Expansion majeure de la capacité de manutention de conteneurs du Port de Montréal d'environ 60 %. Ce projet d'infrastructure de transport devrait générer 140 M\$ CA en retombées économiques par an, en améliorant la logistique commerciale du Canada et en diversifiant les routes commerciales d'exportation. Son inclusion montre que le champ d'action du BGP ne se limite pas à l'énergie et aux ressources; les infrastructures favorisant le commerce peuvent également être considérées comme des éléments de l'édification de la nation.
- Ensemble, ces projets illustrent l'approche sectorielle générale du BGP. Ils visent l'énergie traditionnelle (GNL, hydroélectricité, nucléaire), les secteurs d'énergie propre et prospectifs (PRM, minéraux pour batteries) ainsi que l'infrastructure commerciale – mais tous favorisent des objectifs stratégiques tels que la décarbonisation, la



sécurité de la chaîne d'approvisionnement, l'inclusion économique des Autochtones et le développement régional. Le point commun est qu'ils font tous partie d'une « infrastructure d'intérêt national » visant à libérer des ressources ou obtenir des marchés et à réduire la dépendance à l'égard d'un seul partenaire commercial au sud de la frontière.

Il est important de rappeler que le renvoi d'un projet au BGP lui-même ne modifie pas encore les exigences légales en matière d'autorisation pour ces projets. À l'heure actuelle, ces 11 initiatives doivent encore faire l'objet d'un examen standard des organismes de réglementation en vertu de la législation sur l'environnement et d'autres lois. La participation du BGP signifie que ces initiatives bénéficient d'une attention accrue, d'une procédure de déblocage et éventuellement de réponses plus rapides de la part de plusieurs organismes; mais l'utilisation éventuelle de pouvoirs de désignation spéciaux reste à être démontrée. Ce déploiement suggère une approche par étapes : il s'agit d'abord de renvoyer au BGP un large portefeuille de projets à fort impact, puis éventuellement d'en désigner quelques-uns comme « projets d'intérêt national » une fois que le BGP sera opérationnel et que les consultations auront été menées à bien. Comme indiqué plus haut, la dirigeante du BGP a indiqué que seuls « un ou deux » projets recevraient la désignation officielle à court terme, de sorte que le gouvernement pilotera avec prudence la nouvelle procédure accélérée de manière limitée.

PRINCIPAUX DÉFIS ET RISQUES À VENIR

Bien que le BGP représente un effort important pour surmonter les goulots d'étranglement des infrastructures du Canada, il est également confronté à des défis et à des incertitudes. L'équilibre entre rapidité et respect des procédures est un thème récurrent. Voici plusieurs domaines de risque et lacunes clés repérés dans le cadre du BGP :

- *Mécanismes juridiques sans précédent* – *Risque de contestations* : le mécanisme d'approbation accélérée créé par la Loi visant à bâtir le Canada est sans précédent au Canada. Lorsque le gouvernement finira par y avoir recours, les opposants à un projet pourront intenter des recours juridiques en arguant que le fait de contourner les étapes normales prévues par la réglementation constitue une violation du principe d'équité procédurale ou d'autres lois. Il est difficile de prédire si de telles contestations aboutiront. Toutefois, même les actions en justice frivoles ou finalement infructueuses peuvent entraîner des retards et des coûts qui réduisent le temps gagné grâce à la procédure accélérée.
- *Consultation et droits des Autochtones* : le BGP est censé faire avancer les projets tout en « respectant les droits des peuples autochtones ». La Loi visant à bâtir le Canada elle-même prévoit plusieurs étapes de consultation des Autochtones pour les projets d'intérêt national. Le ministre doit consulter les groupes Autochtones concernés avant de recommander la désignation d'un projet et, avant de délivrer le document final d'approbation simplifiée, il doit s'assurer que les peuples autochtones ont été consultés, ce qu'il documente dans un rapport public. Ces exigences tiennent compte des obligations constitutionnelles (l'obligation de consultation et d'accommodement des Premières Nations, des Inuits et des Métis) et la réalité selon laquelle de nombreux grands projets touchent les communautés ou les terres des peuples autochtones. Un partenariat significatif avec les Autochtones est donc à la fois un impératif juridique et une nécessité pratique pour le BGP. Si les droits des Autochtones ne sont pas pris en compte de manière adéquate, les projets pourraient faire l'objet d'injonctions ou d'annulations par les tribunaux. Le risque est qu'en essayant d'accélérer les délais, le gouvernement doit veiller à ne pas court-circuiter le

processus de consultation. Chaque projet nécessitera une approche personnalisée de l'engagement des Autochtones, sans raccourcis.

- *Coordination fédérale-provinciale* : le succès du BGP dépend fortement de la collaboration entre Ottawa et les provinces/territoires. De nombreux permis pour de grands projets sont délivrés par les provinces, et la politique locale peut influencer un projet. La Loi visant à bâtir le Canada exige le consentement des provinces pour les projets relevant de leur compétence exclusive, ce qui évite tout débordement fédéral direct. Jusqu'à présent, les projets mentionnés semblent bénéficier d'un soutien provincial ou sont en partie motivés par des initiatives provinciales (p. ex., l'intérêt de la Colombie-Britannique pour le GNL et le transport, celui de l'Ontario pour le nucléaire et l'exploitation minière). Toutefois, on peut envisager des scénarios de tension entre le fédéral et les provinces, par exemple si un projet futur est soutenu par le gouvernement fédéral, mais fait l'objet d'une contestation de la part d'une province, en particulier lorsqu'une province est favorable à un projet, mais pas la province voisine concernée, p. ex., dans le cas de projets de pipelines ou de transport d'énergie de nature interprovinciale. L'alignement politique est essentiel; les dirigeants fédéraux et provinciaux doivent partager le programme d'édification de la nation pour que le BGP puisse connaître du succès.
- *Évolution des tendances politiques* : le BGP est une création étroitement liée à l'agenda du gouvernement fédéral actuel. Un grand nombre de ses pouvoirs ne sont pas prévus par la loi et dépendent de l'attention portée par des personnalités politiques de premier plan. En cas de changement de gouvernement à Ottawa, la priorité accordée au BGP pourrait changer. On peut faire observer que les deux principaux partis nationaux (Libéraux et Conservateurs) ont signalé la nécessité d'investir dans des projets d'infrastructure et de ressources, de sorte que le concept d'édification accélérée de la nation pourrait survivre même sous un nouveau gouvernement. Toutefois, les particularités telles que l'accent mis sur les résultats en matière de climat ou la réconciliation avec les Autochtones, pourraient évoluer. Un nouveau gouvernement pourrait être moins intéressé par la réussite des projets de l'ère Carney, ou pourrait privilégier des projets différents. La pérennité du BGP dépendra de sa capacité à démontrer qu'il apporte une valeur claire et à s'aligner sur des objectifs économiques largement partagés. Le modèle du guichet unique pour les projets semble être

là pour rester, mais son efficacité et son orientation pourraient changer si la volonté politique faiblit.

- *Définition de l'« intérêt national » et sélection des projets* : un défi plus subtil est l'ambiguïté qui entoure la définition d'un projet d'« intérêt national ». Comme indiqué, la définition officielle est en suspens et le gouvernement s'est jusqu'à présent appuyé sur une liste *ad hoc* de considérations et de jugements politiques. Cela laisse la place à un débat (et à la critique) sur les raisons pour lesquelles certains projets sont choisis plutôt que d'autres. La transparence des critères sera importante pour défendre les choix. Si, par exemple, un projet présentant des avantages économiques évidents, mais des préoccupations environnementales importantes, était mis en œuvre, il pourrait susciter des réactions négatives de la part de l'opinion publique quant au véritable intérêt national servi. Les choix initiaux du gouvernement – qui privilégient les énergies propres et les minéraux critiques – semblent avoir été faits pour être largement justifiables. À l'avenir, l'établissement d'une définition claire par la réglementation de l'« intérêt national » (comme le demande la Loi visant à bâtir le Canada) facilitera la gestion des attentes et l'atténuation des perceptions d'arbitraire ou de favoritisme dans les renvois effectués au BGP. Une définition claire aidera également les promoteurs de projets à comprendre si et comment ils peuvent être admissibles. Le retard dans la formalisation de cette définition est une lacune qui doit être comblée pour apporter de la clarté et éviter la vulnérabilité au plan juridique.
- *Rapidité sans sacrifice* : Enfin, il existe une tension inhérente au mandat du BGP : il doit fournir aux investisseurs une plus grande certitude et une plus grande rapidité, tout en obtenant les résultats d'intérêt public normalement obtenus par des examens réglementaires rigoureux. Le Canada peut-il simplifier le processus sans sacrifier à la protection de l'environnement, aux droits des Autochtones et à la transparence publique? Le succès du BGP dépendra de la question de savoir si les examens accélérés peuvent demeurer complets et équitables. Si le BGP se contente d'essayer de gagner du temps sans chercher à innover dans la manière dont les examens sont menés, il risque de ne pas atteindre son double objectif. Inversement, s'il maintient des normes élevées, mais n'accélère que marginalement les approbations, les sceptiques s'interrogeront sur ce qui a changé. Atteindre le bon équilibre dans la pratique est un risque et nécessitera des adaptations continues.

CONCLUSION

La création du BGP marque une évolution importante dans l'approche du Canada en matière d'élaboration de projets d'infrastructures et de ressources critiques. En créant un bureau dédié à la procédure accélérée au cœur du gouvernement, le Canada tente de surmonter les obstacles historiques qui ont souvent ralenti ou retardé les grands projets – processus d'autorisation fragmentés, tensions liées aux compétences fédérale et provinciale, incertitude des investisseurs et consultations prolongées. Pour les professionnels du secteur de l'énergie et les autres parties prenantes, le BGP offre une voie potentiellement plus aisée pour faire passer les projets de l'idée à la réalité, en particulier ceux qui correspondent aux priorités stratégiques nationales telles que l'énergie propre, les minéraux critiques et la connectivité commerciale.

Cependant, le BGP n'est pas une solution miracle. Ses pouvoirs statutaires, bien que très étendus sur le papier, sont assortis de conditions préalables et seront assujettis à des tests réels (à la fois techniques et juridiques). Son poids politique est important, mais pas illimité; le

soutien des autres gouvernements et du public demeure indispensable. Dans les années à venir, nous devons surveiller les premiers projets qui recevront la désignation officielle de « projet d'intérêt national », les échéanciers de ces projets dans le cadre des décisions des organismes de réglementation par rapport aux cas normaux, et la manière dont le BGP gèrera ses obligations en matière de consultation et les éventuelles procédures judiciaires. Chaque succès ou revers façonnera la crédibilité de ce nouveau modèle.

Le BGP est une tentative ambitieuse d'« accélérer l'édification du Canada ». Si cette tentative réussit, le Canada pourrait devenir un environnement plus agile pour les investissements majeurs, en particulier dans le secteur de l'énergie où la rapidité d'exécution est souvent cruciale. Si elle échoue, elle offrira des leçons sur les limites de l'intervention gouvernementale dans des processus de développement complexes. Les prochaines années montreront si cette initiative peut réellement accélérer l'avenir du Canada ou si les obstacles du passé persistent malgré ce nouvel effort.



POUR PLUS D'INFORMATIONS, VEUILLEZ COMMUNIQUER AVEC :



Sven Milelli
smilelli@mccarthy.ca
604-643-7125
COLOMBIE-BRITANNIQUE



Morgan Troke
mtroke@mccarthy.ca
604-643-7974
COLOMBIE-BRITANNIQUE



Kerri Howard
kerrihoward@mccarthy.ca
403-260-3720
ALBERTA



Kimberly Howard
khoward@mccarthy.ca
403-260-3575
ALBERTA



Brian Bidyk
bbidyk@mccarthy.ca
403-260-3610
ALBERTA



Suzanne Murphy
smurphy@mccarthy.ca
416-601-8278
ONTARIO



Seán C. O'Neill
soneill@mccarthy.ca
416-601-7699
ONTARIO



Mathieu Leblanc
maleblanc@mccarthy.ca
418-521-3046
QUÉBEC

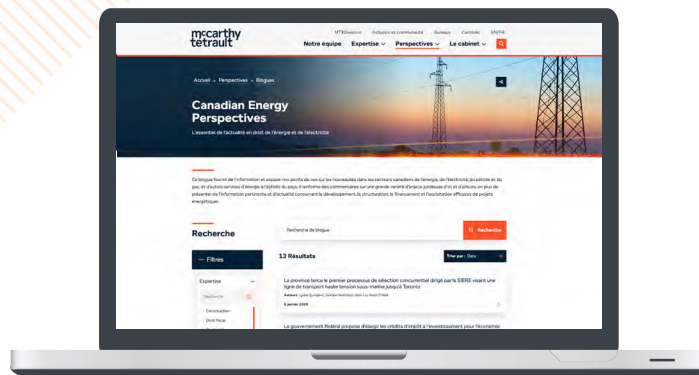


Louis-Nicolas Boulanger
lnboulanger@mccarthy.ca
514-397-5679
QUÉBEC



Jacob Stone
jstone@mccarthy.ca
418-521-3056
QUÉBEC





À propos du groupe national Énergie de McCarthy Tétrault

Notre groupe national Énergie comprend plus de 75 avocat(e)s à l'échelle nationale, dont ceux et celles ayant le plus d'expérience dans le secteur de l'énergie au Canada. Nos principaux domaines de pratique incluent la mise en place et le financement de projets, les fusions et acquisitions, les conseils en matière de réglementation, les conseils stratégiques, la restructuration d'entreprises de services publics, les privatisations et les contrats publics. Nous possédons également une grande expertise dans le conseil et la représentation de clients dans des litiges liés au secteur de l'énergie.

Outre notre solide expérience du secteur de l'énergie conventionnelle, notre groupe national Énergie est à l'avant-garde de la transition énergétique. Nous avons constitué des équipes d'avocat(e)s et de conseiller(ère)s dans tous les secteurs émergents de l'énergie et de l'expansion énergétique. Grâce à ces groupes du secteur de l'énergie, formés de personnes venant de partout au pays et possédant une expertise solide et variée dans de nombreux domaines de pratique, nous offrons à nos clients des équipes compétentes, qualifiées et expérimentées de conseiller(ère)s.

Forts de notre vaste expertise et expérience dans les secteurs de l'électricité et de l'énergie, nous offrons à nos clients des conseils pratiques et efficaces, en suivant une approche concrète pour résoudre les enjeux. Nous comprenons les complexités liées à la mise en place, à la structuration, au financement, à l'autorisation et à l'exploitation de divers types de projets énergétiques.

En ce qui concerne les mandats relatifs aux projets d'électricité et d'énergie en Amérique du Nord, nous représentons les principaux producteurs d'électricité publics et privés du Canada, des entreprises de transport et de distribution, les principaux investisseurs et promoteurs de projets énergétiques, des organismes de réglementation dans l'initiation d'élaboration de politiques, ainsi que des prêteurs pour les projets d'énergie, sans oublier les fournisseurs de carburant et d'équipement pour le secteur de l'énergie.

À propos de McCarthy Tétrault

McCarthy Tétrault offre une vaste gamme de services juridiques, fournit des conseils stratégiques spécialisés par secteur d'activité et des solutions dans le cadre de mandats concernant des intérêts canadiens et internationaux. Le cabinet bénéficie d'une forte présence dans les principaux centres d'affaires du Canada, ainsi qu'à New York et à Londres.

Grâce à une approche intégrée de la pratique du droit et de la prestation de services innovants aux clients, le cabinet met à profit ses compétences juridiques, ses connaissances sectorielles et sa vaste expérience pour aider ses clients à atteindre les résultats qui comptent pour eux. Avec nos valeurs et notre engagement en matière de diversité, d'équité et d'inclusion, nous veillons en permanence à former et à présenter une équipe de conseillers diversifiée et talentueuse, capable de relever les défis juridiques de nos clients.

VANCOUVER

Suite 2400, 745 Thurlow Street
Vancouver (Colombie-Britannique) V6E 0C5

CALGARY

Suite 4000, 421 7th Avenue SW
Calgary (Alberta) T2P 4K9

TORONTO

Suite 5300, TD Bank Tower
Box 48, 66 Wellington Street West
Toronto (Ontario) M5K 1E6

MONTREAL

Bureau MZ400
1000, rue De La Gauchetière Ouest
Montréal (Québec) H3B 0A2

QUÉBEC

500, Grande Allée Est, 9e étage
Québec (Québec) G1R 2J7

NEW YORK

55 West 46th Street, Suite 2804
New York, New York 10036
États-Unis

LONDRES

1 Angel Court, 18th Floor
Londres, EC2R 7HJ
Royaume-Uni