mccarthy tétrault

Perspectives en énergie

2025

mccarthy tétrault

Le groupe national Énergie de McCarthy Tétrault a le plaisir de présenter : *Perspectives en énergie 2025*.

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

Cette publication est notre 10e rétrospective annuelle du secteur canadien de l'énergie. Elle offre une vue d'ensemble des développements majeurs dans le secteur canadien de l'énergie et les secteurs énergétiques émergents connexes en 2024, tant au niveau régional que national. L'année écoulée en a été une de transformation pour le secteur, avec un accent mis sur la transition énergétique dans un contexte marqué par une forte activité réglementaire. Dans cette publication, nous présentons des mises à jour sur le droit autochtone, les modifications réglementaires fédérales et provinciales en matière d'environnement et autres, l'augmentation notable de l'approvisionnement en énergie renouvelable dans plusieurs provinces, les développements de certains secteurs émergents comme le captage, le stockage et l'utilisation du carbone et les petits réacteurs modulaires. Nous discutons également des incitatifs fiscaux étendus visant à faciliter la transition énergétique et mettons en évidence les principales tendances à surveiller en 2025. Nous espérons que vous trouverez cette publication à la fois intéressante et instructive.

Note des éditeurs : Le contenu de cette publication est à jour au 31 décembre 2024. Le 6 janvier 2025, le gouverneur général a prorogé le Parlement fédéral canadien à la demande du Premier ministre. La prorogation suspend le Parlement et les travaux parlementaires n'auront pas lieu pendant la durée de la prorogation. Les projets de loi gouvernementaux non adoptés deviennent caducs et sont abandonnés, et les études et audiences des commissions parlementaires cessent. Par conséquent, certaines perspectives législatives et certains échéanciers pour 2025 couverts par cette publication peuvent être modifiés par la prorogation. Veuillez consulter notre article **Prorogation du Parlement** : Ce qu'il faut savoir, pour plus d'informations.

Note : *Dans la présente publication, des liens vers différents documents et ressources en français ont été inclus lorsque disponibles, cependant certains documents ou ressources sont disponibles uniquement en anglais.*

TABLE DES MATIÈRES

Aperçu régional pour la Colombie-Britannique 1

Aperçu régional pour l'Ontario 18

Aperçu régional pour l'Alberta 28

Aperçu régional pour le Québec 47

Aperçu régional pour le Canada atlantique 54

Droit de l'environnement 62

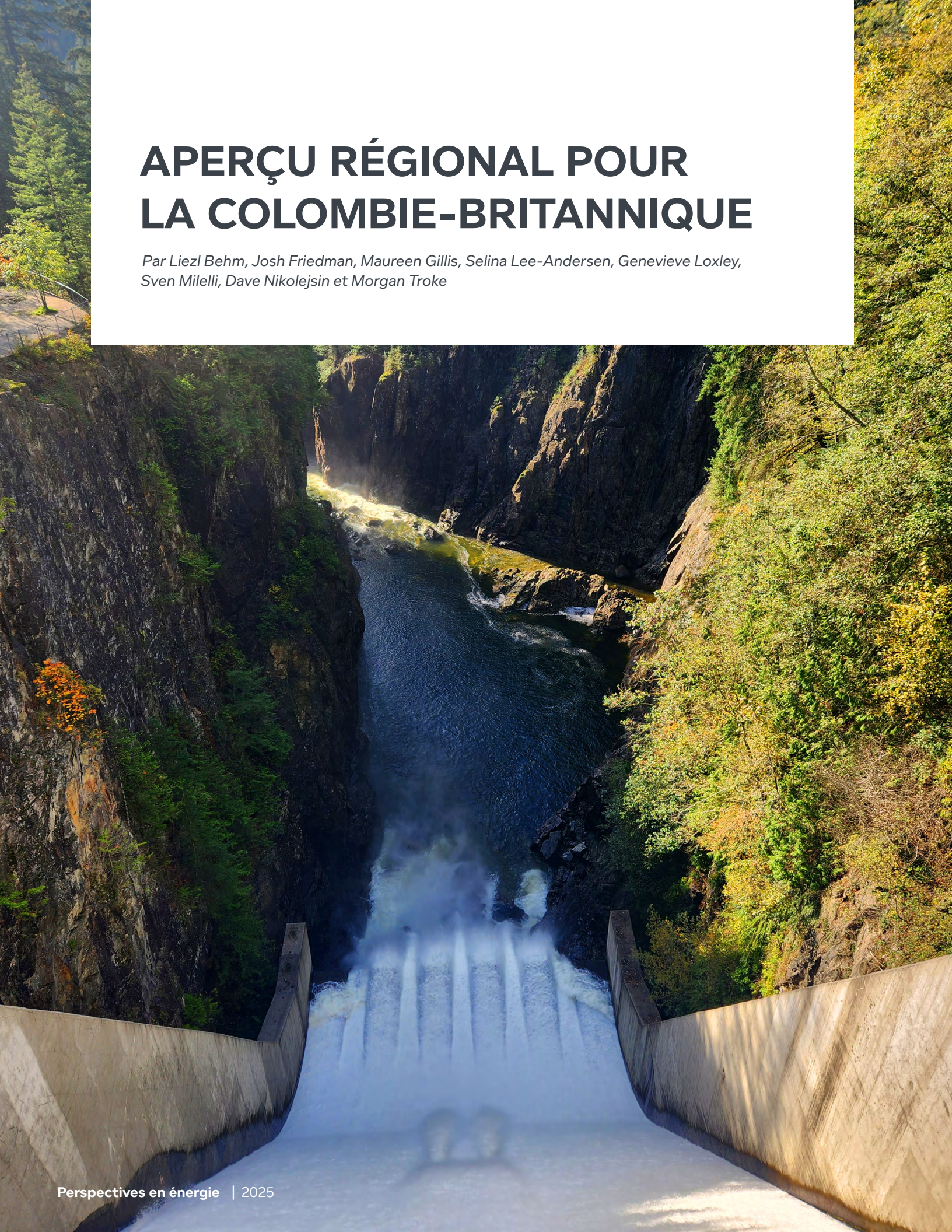
Droit des autochtones 83

Les incitatifs fiscaux pour l'énergie propre 95

Alimenter les centres de données à travers le Canada 105

APERÇU RÉGIONAL POUR LA COLOMBIE-BRITANNIQUE

Par Liezl Behm, Josh Friedman, Maureen Gillis, Selina Lee-Andersen, Genevieve Loxley, Sven Milelli, Dave Nikolejsin et Morgan Troke



Aperçu régional pour la Colombie-Britannique

En 2024, une réponse importante à l'**appel d'offres pour l'électricité** (l'« Appel d'offres pour l'électricité ») de BC Hydro and Power Authority (« BC Hydro ») et le déploiement de plusieurs initiatives de décarbonation dans la province de la Colombie-Britannique, ont signalé un avenir prometteur pour la production d'énergie propre dans cette province. Grâce au processus d'Appel d'offres pour l'électricité, BC Hydro s'est positionnée pour intégrer davantage d'énergie éolienne et solaire au réseau dès 2028. En 2024, nous avons également vu BC Hydro poursuivre son programme de renouvellement des contrats d'achat d'électricité (un « CAÉ »), tandis que plusieurs projets de gaz naturel liquéfié en Colombie-Britannique ont franchi des étapes importantes et que le projet hydroélectrique Site C, attendu depuis longtemps, a progressé vers sa date de mise en exploitation.

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

Le 3 avril 2024, BC Hydro a lancé l'Appel d'offres pour l'électricité, son premier appel d'offres concurrentiel pour l'électricité en 15 ans. Cet appel d'offres visait l'acquisition d'environ 3 000 gigawattheures par an (« GWh/an ») d'électricité de source renouvelable, sans émissions, qui pourrait être fournie dès l'automne 2028. L'Appel d'offres pour l'électricité visait à augmenter de 5 % l'offre énergétique actuelle, ce qui permettrait d'alimenter 270 000 foyers ou un million de véhicules électriques par an.

En 2022, BC Hydro a réalisé qu'elle avait besoin de se préparer à un achat important d'électricité en réponse aux développements mentionnés dans l'indication de mise à jour (*Signpost Update*) de son plan intégré des ressources 2021 (*2021 Integrated Resource Plan*, l'« IRP 2021 »). Cette indication de mise à jour a notamment confirmé la nécessité de disposer de nouvelles sources d'électricité dans la province plus tôt que ne le prévoyait l'IRP 2021. Alors que les prévisions de 2021 de BC Hydro en matière d'énergie tablaient sur un excédent énergétique de 500 GWh, les mises à jour de 2023 prévoyaient un déficit d'énergie de 3 500 GWh d'ici 2030, la demande d'électricité devant augmenter de 15 % au cours de la même période.

Séances de consultation

Après avoir annoncé l'Appel d'offres pour l'électricité en juin 2023, BC Hydro a entamé un vaste **processus de mobilisation et de consultation**, organisant des séances d'information, des ateliers, des séances techniques et des consultations avec des producteurs d'électricité indépendants et des **Premières Nations**. Entre juin 2023 et la fin de la phase de mobilisation en janvier 2024, BC Hydro a consulté 99 Premières Nations, organisé 31 séances d'information, groupes de discussion et séances de mobilisation, et reçu plus de 2 500 commentaires individuels. Les conclusions des séances de mobilisation ont été utilisées pour mettre à jour le projet **d'appel d'offres** diffusé en 2023.

Réponse à l'appel d'offres

L'Appel d'offres pour l'électricité a reçu une forte réponse. À la date limite de soumission du 16 septembre 2024, BC Hydro a reçu 21 propositions à travers toute la Colombie-Britannique. Au total, les propositions représentaient plus de 9 000 GWh/an, soit plus de trois fois l'objectif de BC Hydro et suffisamment pour alimenter environ 800 000 foyers.

Les propositions concernaient principalement des projets d'énergie éolienne (70 %), suivis par des projets d'énergie solaire (20 %) et une combinaison de biomasse et d'hydroélectricité (10 %). Elles représentaient une large répartition géographique, couvrant diverses régions de la province, notamment l'intérieur sud, l'intérieur centre, la côte nord, la région de la rivière de la Paix et l'Île de Vancouver. Des sites aussi variés pourraient stimuler la croissance économique régionale et diversifier les sources d'énergie en Colombie-Britannique. La diversité des participants témoigne de l'intérêt de toute la province pour l'aménagement de projets d'énergie propre et renouvelable, en particulier l'énergie éolienne et l'énergie solaire.

Évaluation des propositions

BC Hydro a évalué les propositions selon des critères énoncés dans son **appel d'offres** révisé. Dans un premier temps, les projets ont été évalués pour déterminer s'ils étaient admissibles. Ensuite, l'évaluation a consisté en un exercice qualitatif et quantitatif.

Admissibilité

Pour être admissibles à l'Appel d'offres pour l'électricité, les projets doivent être situés en Colombie-Britannique (à l'exclusion de Fort Nelson et d'autres zones non intégrées à BC Hydro), être connectés ou être en mesure d'assurer une livraison au réseau intégré de BC Hydro sans passer par une autre province ou territoire, et être une nouvelle installation, bien que les expansions d'installations existantes qui consistent en de nouvelles unités de production soient également admissibles. Chaque projet

admissible doit également être considéré comme une ressource propre ou renouvelable au sens de la loi ***Clean Energy Act*** (Colombie-Britannique) (la « CEA »), qui vise l'énergie éolienne, solaire, hydroélectrique, la biomasse et la chaleur géothermique. Les projets doivent utiliser des techniques de production éprouvées et faire l'objet d'une demande d'interconnexion dans le cadre du processus d'acquisition d'électricité concurrentiel (*Competitive Electricity Acquisition Process IR*) qui doit être déposée auprès de BC Hydro.

BC Hydro a mis l'accent sur la rentabilité en sollicitant des projets plus importants qui bénéficient d'économies d'échelle et peuvent être construits et mis en service rapidement. Les projets doivent cibler une ressource prouvée capable de produire entre 40 et 200 mégawatts (« MW ») et atteindre la phase de mise en exploitation commerciale entre le 1er octobre 2028 et le 1er octobre 2031.

Les projets doivent également respecter les exigences en matière de participation des Premières Nations, avec un minimum de 25 % de participation autochtone dans le capital de l'entité détenant et contrôlant les actifs de production (qui doit être détenue par un ou plusieurs groupes autochtones sur le territoire desquels le projet est situé). Les propositions qui ne fournissent pas la confirmation d'une participation minimale de 25 % des Premières Nations seront disqualifiées de l'Appel d'offres pour l'électricité (voir ci-après pour plus d'information).

Évaluation qualitative et quantitative

Une fois les conditions d'admissibilité remplies, BC Hydro a également procédé à une évaluation quantitative des propositions à l'aide de critères de rajustement d'évaluation qui ont ensuite été appliqués au prix d'offre. Un prix d'évaluation a été établi en convertissant le prix d'offre indiqué dans la proposition en un prix d'offre réel nivelé de valeur égale. Ensuite, le prix d'offre réel nivelé est rajusté pour tenir compte des caractéristiques du projet. Le prix d'évaluation a été utilisé uniquement pour la phase d'évaluation de la proposition et n'est pas le montant qui sera payé pour l'énergie dans le cadre du contrat d'achat d'électricité (un « CAÉ »).

BC Hydro a également examiné les documents relatifs à la consultation et à la participation économique des Premières Nations, **First Nations Consultation and Economic Participation**, afin de déterminer si les promoteurs avaient consulté les Premières Nations de manière adéquate. Cette exigence a été ajoutée en 2024, car elle était absente du projet d'appel d'offres publié en 2023. Les promoteurs devaient avoir consulté

pleinement les Premières Nations potentiellement visées par leur projet proposé, en indiquant leurs efforts de mobilisation de celles-ci, les méthodes d'identification des groupes concernés et la chronologie des consultations. BC Hydro a évalué ces efforts selon plusieurs critères, notamment l'incidence sur les droits autochtones et l'efficacité de la communication. Les promoteurs ont remis des documents, tels que des dossiers de communication, l'information partagée et les contrats, pour démontrer leurs activités de consultation.

BC Hydro avait également la discrétion de tenir compte de facteurs plus larges, notamment :

— l'incidence de la proposition sur les infrastructures d'interconnexion, de transport et de production;

— la manière dont la proposition s'inscrit dans l'équilibre actuel entre la charge et les ressources de BC Hydro;

— les incidences environnementales du projet;

— la conformité de la proposition aux objectifs stratégiques de BC Hydro;

— les coûts annuels et à long terme liés à la proposition;

— l'équilibre entre les compromis commerciaux et non commerciaux, y compris la sécurité de l'approvisionnement en électricité et la compétitivité du marché;

— d'autres facteurs d'intérêt public, en particulier ceux qui concernent les contribuables.

BC Hydro avait la discrétion de vérifier les références, d'enquêter sur les antécédents et d'exiger des renseignements supplémentaires, des entretiens ou des présentations afin de clarifier et de valider les soumissions. Les propositions pouvaient être rejetées pour diverses raisons, notamment le manque de clarté, des modalités commerciales inadéquates, des qualifications insuffisantes ou le non-respect des critères d'évaluation. BC Hydro était également disposée à rejeter des propositions pour cause d'instabilité financière, de préoccupations de sécurité ou d'enjeux de cybersécurité.

Participation des Premières Nations

Dans le cadre de son engagement en faveur de la réconciliation économique, BC Hydro **a collaboré avec des groupes de Premières Nations** pour concevoir l'Appel d'offres pour l'électricité et le **modèle de contrat d'achat d'électricité**. En ce qui concerne l'**Appel d'offres pour l'électricité**, le modèle de participation économique des Premières Nations comporte trois volets :

1. Comme indiqué ci-dessus, les Premières Nations doivent détenir une participation minimale de 25 % dans chaque projet, évaluée selon la notation succès/échec. Cette participation minimale des Premières Nations doit être maintenue jusqu'au troisième anniversaire de la date de mise en exploitation commerciale (la « DEC ») du projet. Si le promoteur ne peut pas attester, à la DEC du projet et à chacun des trois premiers anniversaires de la DEC, que le niveau requis de participation des Premières Nations a été maintenu, le prix de l'énergie sera réduit de 5 % pour les livraisons de l'année suivante ou le CAÉ pourra être résilié.

2. Des crédits d'évaluation pour reconnaître la participation des Premières Nations au-delà de la participation minimale de 25 % des Premières Nations, pouvant aller jusqu'à 51 %. En particulier, on accordera plus de crédit pour une participation des Premières Nations de 49, 50 ou 51 % que pour une participation de 26 à 48 %.

3. Les avantages économiques non liés à la participation revenant aux propriétaires issus des Premières Nations qui ne possèdent pas de participation dans le cadre d'une proposition. Les avantages non liés à la participation peuvent comprendre les redevances, les emplois, la formation, l'approvisionnement et d'autres investissements dans les collectivités des Premières Nations ne détenant pas de participation. Ce crédit vise à répartir les avantages entre les collectivités des Premières Nations.

Outre les possibilités de financement offertes par la Banque de l'infrastructure du Canada, les promoteurs ont accès au cadre de financement participatif des Premières Nations, *First Nations Equity Financing Framework*, lancé par le gouvernement de la Colombie-Britannique (le « Gouvernement ») en février 2024. Ce cadre comprend un compte spécial doté d'un solde inaugural de 10 millions $ CA pour répondre aux besoins immédiats en capacité de financement des Premières Nations qui envisagent une participation dans des projets prioritaires. Le compte sera assorti d'une garantie de prêt cumulative de 1 milliard $ CA et sera révisé annuellement. Voir la rubrique *Financement* du présent chapitre pour plus d'information sur les programmes de financement du Gouvernement et de BC Hydro.

Perspectives

En décembre 2024, BC Hydro **a sélectionné neuf projets énergétiques** dans le cadre de l'Appel d'offres pour l'électricité. Les promoteurs retenus et les partenaires des Premières Nations sont présentés ci après :

Projet / Région	Auteur de la proposition	Producteur partenaire	Partenaire des Premières Nations
Projet éolien Boulder et Elkhart (Intérieur sud-ouest)	Elkhart Wind Limited Partnership	Elemental Energy	Bande Upper Nicola
Projet éolien Brewster (Île de Vancouver)	Brewster Wind Inc.	Capstone Infrastructure	Première Nation Wei Wai Kum
Projet éolien Highland Valley (Intérieur sud-ouest)	Highland Valley Wind Inc.	Capstone Infrastructure	Bande indienne d'Ashcroft
Projet éolien K2 (Intérieur sud-ouest)	K2 Wind Power Inc.	Innergex énergie renouvelable inc.	Première Nation Westbank
Projet éolien Mount Mabel (Intérieur sud-ouest)	Mount Mabel Wind Inc.	Capstone Infrastructure	Bande indienne Lower Nicola
Projet Nilhts'I Ecoener (Intérieur centre)	Nilhts'I Ecoener Energy Corp.	Ecoener	Lheidli T'enneh
Projet éolien Nithi Mountain (côte nord)	Société en nom collectif	Innergex énergie renouvelable inc.	Première Nation Stellat'en
Projet éolien Stewart Creek (Région de la rivière de la Paix)	Stewart Creek Power Inc.	Innergex énergie renouvelable inc.	Première Nation West Moberly
Projet éolien Taylor (Région de la rivière de la Paix)	Taylor Wind Project Inc.	EDF Renewables	Premières Nations Saulteau

Les promoteurs retenus devaient signer le CAÉ (et la lettre d'accompagnement correspondante) au plus tard 10 jours ouvrables après l'avoir reçu de BC Hydro. Les délais très courts et d'autres caractéristiques uniques de l'Appel d'offres pour l'électricité, dont la participation commerciale importante des Premières Nations en tant que véritables partenaires pour le partage des risques, ont accru les défis pour les promoteurs potentiels (voir aussi la rubrique *Considérations relatives aux projets d'énergie éolienne* ci-après).

La conception et la construction de ces nouveaux projets d'énergie propre devraient permettre d'injecter entre 2,3 et 3,6 milliards $ CA en dépenses d'investissement privées dans l'ensemble de la Colombie-Britannique, créant ainsi en moyenne 800 à 1 500 emplois par an. Les appels d'offres stratégiques pour l'électricité de BC Hydro, associés aux initiatives proposées dans le plan d'investissement, *Capital Plan*, de la province (tel qu'il est défini ci-après), devraient stimuler des investissements publics et privés de l'ordre de 40 milliards $ CA, créant au total entre 11 300 et 14 000 emplois dans le secteur de la construction, selon les estimations, chaque année.

Dans le cadre de sa stratégie **Powering Our Future: BC's Clean Energy Strategy,** la province s'est engagée à lancer des appels d'offres pour l'électricité réguliers et concurrentiels afin de répondre à ses besoins en électricité propre tout en assurant la croissance de l'économie et de la population. BC Hydro prévoit une augmentation de la demande d'électricité dans les années à venir, de sorte que le prochain appel d'offres est prévu pour 2026 et des appels d'offres potentiels tous les deux ans par la suite.

PLAN D'INVESTISSEMENT SUR DIX ANS

En janvier 2024, BC Hydro a publié son plan d'investissement décennal, appelé **Power Pathway : Building B.C.'s Energy Future** (le « Plan d'investissement »). Le Plan d'investissement prévoit

des investissements de 36 milliards $ CA dans les infrastructures régionales et communautaires de la Colombie-Britannique, soit une augmentation de 50 % par rapport au plan précédent. Ce Plan d'investissement vise non seulement à améliorer la production d'électricité, mais aussi à étendre et à renforcer le réseau de transport et de distribution. Il est conçu pour fournir efficacement de l'énergie propre aux nouveaux développements résidentiels, commerciaux et industriels, selon les besoins.

Près de 10 milliards $ CA seront consacrés à de nouveaux efforts d'électrification et de réduction de la consommation de gaz, tandis que 21 milliards $ CA seront alloués à l'amélioration des actifs du réseau. Les 5 milliards $ CA restants serviront à raccorder de nouveaux clients, en particulier dans les régions à forte croissance de la province.

Avec l'augmentation de la population et l'électrification résidentielle, commerciale et industrielle qui en découle, la demande d'énergie monte en flèche. Pour y répondre, environ 2 milliards $ CA sont investis dans divers projets dans les Basses-terres continentales et l'Île de Vancouver, notamment la construction de nouveaux postes et l'agrandissement des postes existants, ainsi que l'amélioration des lignes de transport et du réseau de distribution. Ces projets de construction devraient créer une moyenne annuelle de 10 500 à 12 500 emplois et maintiendront les investissements en capital de BC Hydro à un niveau important, en particulier lorsque des projets majeurs tels que le Site C seront achevés en 2025.

CONSIDÉRATIONS RELATIVES AUX PROJETS D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

Dans le cadre de l'Appel d'offres pour l'électricité, tous les projets ayant obtenu un CAÉ (plus de 1 500 MW au total) étaient des parcs éoliens. Historiquement dominé par l'hydroélectricité, avec un héritage de grands actifs hydroélectriques de stockage formant son épine dorsale, le réseau électrique de la province possède des bases solides pour soutenir la croissance de l'énergie éolienne. Cependant, l'adoption de l'électricité éolienne à l'échelle du réseau dans une province où l'utilisation actuelle de ces technologies est faible soulève certaines questions juridiques et politiques concernant la gestion à l'échelle du réseau.

La production d'électricité éolienne étant intermittente par nature, on ne peut pas compter sur elle pour fournir une charge de base garantie à tout moment. Les grandes sources d'énergie garantie, telles que les projets hydroélectriques de stockage avec de grands réservoirs qui peuvent être utilisés en cas de besoin, sont essentielles à la diversification des sources d'énergie renouvelables. Cependant, à mesure que la province passe à l'électricité et que la population et l'économie continuent de croître, le réseau historique d'installations hydroélectriques est de plus en plus sollicité, tandis que **le changement climatique a une incidence sur la fiabilité du réseau hydrographique de la Colombie-Britannique**. Ainsi, avec la croissance significative de la production d'énergie éolienne dans la province, de nouvelles pressions s'exerceront sur le réseau pour faire correspondre l'offre à la demande en temps réel et optimiser l'alimentation en énergie afin de réduire le gaspillage. Un réseau solide et stable, doté d'une capacité redondante et d'une conception intelligente, est nécessaire, et le stockage par batteries à des fins commerciales sera un élément clé de la flexibilité du réseau. Dans son **dernier plan de ressources intégré**, BC Hydro a déclaré qu'il fallait ajouter jusqu'à 600 MW de capacité de stockage par batteries au réseau provincial d'ici 2030, ce qui équivaut à peu près à 5 % de la capacité de production totale de BC Hydro, signalant ainsi une

évolution de la conception de son réseau et la probabilité que de futures solutions de stockage soient recherchées dans les décennies à venir. D'autres investissements dans la technologie des réseaux intelligents, y compris dans les domaines de la gestion de la répartition et des contrôles, sont attendus au fur et à mesure que BC Hydro s'engage dans la planification itérative des ressources. Cela stimulera un marché actuellement naissant dans la province pour les fournisseurs de ces services et technologies, et conduira à de nouveaux processus d'approvisionnement, à de nouvelles demandes de financement et à une nouvelle réglementation. Compte tenu du large éventail d'**objectifs énergétiques provinciaux** définis dans la CEA, ces marchés sont susceptibles de se développer dans le contexte unique de la Colombie-Britannique, de sorte qu'il faudra, pour s'y retrouver, bien comprendre les forces du marché et des politiques à l'échelle locale.

L'augmentation du stockage par batteries pose également le problème de la perte systématique d'énergie, car l'énergie produite par un parc éolien et stockée dans une batterie subira des pertes à la fois durant le transport vers l'installation de batteries et à partir de celle-ci, et durant la conversion de l'énergie électrique vers sa forme chimique, pour être de nouveau convertie sous forme électrique lorsqu'elle passe dans les unités de batterie et en sort. Des limitations similaires affectent le stockage hydroélectrique par pompage (dont la Colombie-Britannique possède **plus de 80 % de la capacité potentielle totale du Canada**), où l'énergie électrique excédentaire est convertie en énergie mécanique pour pomper et stocker l'eau dans le réservoir supérieur pour être ensuite reconvertie en énergie électrique lorsqu'elle est déversée dans le réservoir inférieur en passant à travers une turbine.

Étant donné le mandat législatif de BC Hydro de veiller à ce que ses tarifs d'électricité restent « **parmi les plus concurrentiels en Amérique du Nord** », les coûts supplémentaires liés à la perte d'énergie due au stockage devront être assumés soit par les producteurs, soit par BC Hydro elle-même, sans être répercutés sur les consommateurs. La réglementation large et stricte du capital, des revenus et des dépenses de BC Hydro par la British Columbia Utilities Commission (la « BCUC ») exigera probablement en fin de compte que BC Hydro répercute ces coûts supplémentaires sur les producteurs, soit sous la forme d'une baisse des prix de l'électricité, soit sous la forme de modalités juridiques et commerciales moins favorables. L'attractivité des modalités proposées dans le cadre de l'Appel d'offres pour l'électricité a tout de suite suscité quelques doutes. En particulier, l'exposition importante aux risques éventuels des promoteurs en termes de dommages-intérêts liquidés et autres risques liés à la valeur du marché dans le cadre du CAÉ, indiquant la volonté de BC Hydro d'attribuer les risques aux producteurs au service d'objectifs de politique, aurait eu un effet dissuasif sur certains participants potentiels à l'Appel d'offres pour l'électricité. Les révisions du modèle de CAÉ dans le cadre d'appels d'offres pour l'électricité ultérieurs seront suivies de près.

Outre un stockage plus important et une meilleure gestion de l'alimentation en électricité, une capacité de transport accrue est nécessaire pour répondre aux demandes croissantes d'une économie qui s'électrifie rapidement et ajouter les redondances nécessaires à l'intégration des sources d'énergie intermittentes dans le paysage vaste et diversifié de la province. Les engagements pris par BC Hydro pour faire avancer les projets de transport et de condensateurs dans le nord de la province et continuer à étudier les options d'extension du transport vers la côte nord et l'Île de Vancouver, mettent nécessairement l'accent sur la capacité du réseau dans les régions à fort potentiel d'énergie éolienne. BC Hydro a également annoncé de nouveaux investissements dans l'infrastructure de transport de la côte sud afin d'augmenter la capacité dans cette région de 1 300 MW d'ici 2040, en partie grâce à l'ajout de nouveaux postes, à l'expansion de la capacité de transport régionale et au réaménagement des actifs existants. 21 milliards $ CA sur les 36 milliards $ CA du Plan d'investissement seront consacrés à faire en sorte que les actifs existants dans l'ensemble du réseau électrique sont en mesure de répondre aux demandes accrues visant le réseau. Comme nous l'avons indiqué dans notre dernière publication, l'élan politique et économique en faveur de la propriété autochtone des actifs de transport en Colombie-Britannique continue de prendre de l'ampleur. Cela aura des conséquences importantes sur le réseau provincial, notamment en ce qui concerne sa gouvernance, son financement et son exploitation commerciale, surtout lorsque des projets de transport de grande envergure avec des montants investis importants, tels que l'extension du réseau de transport du nord-ouest, continuent d'être mis en œuvre et menés par un **leadership autochtone** fort. Les programmes gouvernementaux de subventions et de garanties de prêt pour la propriété autochtone d'infrastructures (dont certains sont abordés dans la rubrique *Financement* du présent chapitre) devraient constituer une couche clé de la structure de capital qui sous-tend la transformation actuelle du réseau.

RENOUVELLEMENT DE CONTRATS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ

Le programme de renouvellement des CAÉ a débuté le 15 juin 2023, après le dépôt de l'indication de mise à jour de l'IRP 2021 auprès de la BCUC. Cette indication de mise à jour et l'Appel d'offres pour l'électricité ont été suivis d'une **mise à jour de l'IRP 2021**. L'indication de mise à jour a notamment confirmé la nécessité d'obtenir de nouvelles sources d'électricité dans la province plus tôt que ne le prévoyait l'IRP 2021. L'une de ces sources d'énergie serait obtenue grâce à un programme de renouvellement des contrats d'achat d'électricité (les « Renouvellements de CAÉ ») et à la sélection de **19 CAÉ** qui devaient expirer avant le 1er avril 2026 et auxquels BC Hydro offrait des modalités standards pour les Renouvellements de CAÉ (le « Programme de renouvellement de CAÉ »).

Le 6 mars 2024, la **BCUC** a approuvé l'IRP 2021, et approuvé expressément le Programme de renouvellement de CAÉ (l'« Approbation de 2023 »). Immédiatement après l'Approbation de 2023 en tant que première tranche du Programme de renouvellement de CAÉ, la BCUC a approuvé six Renouvellements de CAÉ avec des producteurs indépendants conformément au processus prévu à l'**article 71** de la loi *Utilities Commission Act* (Colombie-Britannique) et aux règles de la BCUC. Nous avons résumé le Programme de renouvellement de CAÉ et ces six premiers renouvellements de CAÉ dans **notre publication de l'an dernier** (en anglais seulement).

Depuis notre dernière publication, deux autres projets (le projet hydroélectrique de Coats et le projet hydroélectrique d'Upper Mamquam, dont il est question ci-dessous) ont été approuvés dans le cadre du Programme de renouvellement de CAÉ. En plus de ces deux Renouvellements de CAÉ, la BCUC a également autorisé un troisième Renouvellement de CAÉ — soit le projet hydroélectrique du lac Moresby — après que BC Hydro soit parvenue à un accord avec le producteur concerné dans le cadre d'un processus de négociation bilatéral.

Approbations régies par le Programme de renouvellement de CAÉ

Grâce aux deux autres Renouvellements de CAÉ qui ont suivi l'Approbation de 2023, huit des 19 CAÉ initiaux visés par le Programme de renouvellement de CAÉ ont maintenant été approuvés.

Renouvellement de CAÉ visant le projet hydroélectrique de Coats

Le CAÉ du projet hydroélectrique de Coats a initialement expiré le 31 décembre 2023. La demande de **Renouvellement du CAÉ du projet hydroélectrique de Coats** a été déposée par BC Hydro auprès de la BCUC le 28 février 2024, pour être **approuvée par la BCUC** le 11 avril 2024. Le renouvellement du CAÉ du projet hydroélectrique de Coats a une durée de 20 ans, soit du 1er janvier 2024 au 1er janvier 2044. Le projet de Coats est

situé sur l'Île de Gabriola, en Colombie-Britannique, et est exploité par Crofter's Gleann Enterprises.

Le projet hydroélectrique de Coats est une petite installation hydroélectrique de stockage d'une capacité de 160 kW capable de produire 0,4 GWh par an, ce qui ne représente que 0,5 % des 900 GWh potentiellement disponibles dans le cadre du Programme de renouvellement de CAÉ dans son ensemble. Le projet hydroélectrique de Coats est le plus petit des 19 projets associés au Programme de renouvellement de CAÉ. Le prix de l'énergie pour la production du projet est de 58 $/MWh, augmentant selon 50 % de l'indice des prix à la consommation (l'« IPC ») à compter du 1er janvier 2024. L'électricité que BC Hydro achète du projet restera fixée à ce prix, ajusté pour tenir compte de l'inflation, pour la durée supplémentaire de 20 ans du projet.

Renouvellement du CAÉ du projet hydroélectrique d'Upper Mamquam

La demande de **Renouvellement du CAÉ du projet d'Upper Mamquam** a été déposée par BC Hydro auprès de la BCUC le 12 septembre 2024, pour être **approuvée par la BCUC** le 10 octobre 2024. Le CAÉ du projet hydroélectrique d'Upper Mamquam devait expirer le 23 juillet 2025. Le CAÉ actuel sera maintenu jusqu'à cette date, après quoi le CAÉ sera renouvelé pour une durée de 20 ans, du 23 juillet 2025 au 23 juillet 2045. Le projet hydroélectrique d'Upper Mamquam est exploité près de Squamish, en Colombie-Britannique, et appartient à Canadian Hydro Developers, Inc.

Le projet hydroélectrique d'Upper Mamquam est une installation hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité de 25 MW capable de produire 108 GWh par an, soit 12 % des 900 GWh potentiellement disponibles dans le cadre du Programme de renouvellement de CAÉ dans son ensemble. Comme pour le projet hydroélectrique de Coats et toutes les autres approbations de projets à taux fixe découlant du Programme de renouvellement de CAÉ, le prix de l'énergie pour la production du projet hydroélectrique d'Upper Mamquam est de 58 $/MWh, augmentant selon 50 % de l'IPC à compter du 1er janvier 2024. L'électricité que BC Hydro achète au projet restera fixée à ce prix, ajusté pour tenir compte de l'inflation, pour la durée supplémentaire de 20 ans du projet.

Le renouvellement négocié du CAÉ du projet hydroélectrique du lac Moresby

Le **Renouvellement du CAÉ du projet hydroélectrique du lac Moresby** est unique, car il s'agissait d'un contrat négocié bilatéralement pour un Renouvellement de CAÉ entre BC Hydro et le producteur concerné pour un CAÉ qui n'a jamais été visé par le Programme de renouvellement de CAÉ. Ainsi, les modalités du CAÉ du projet hydroélectrique du lac Moresby diffèrent des Renouvellements de CAÉ visés par le Programme de renouvellement de CAÉ.

Du 23 mars 1989 au 31 août 2022, le projet hydroélectrique du lac Moresby a été exploité dans le cadre d'un CAÉ initial. Le Renouvellement du CAÉ du projet hydroélectrique du lac Moresby par la BCUC permet à la fois : (i) une prolongation du CAÉ du 1er mars 2024 au 14 mars 2024; et (ii) un Renouvellement de CAÉ, qui s'appliquera du 15 mars 2024 au 15 mars 2034. Le prix d'achat de l'électricité dans le cadre du Renouvellement du CAÉ du projet hydroélectrique du lac Moresby n'a pas été rendu public, mais il est inférieur à 350 $/MWh, selon la **demande de Renouvellement du CAÉ de BC Hydro** pour le projet hydroélectrique du lac Moresby.

Le projet hydroélectrique du lac Moresby, situé près de Sandspit, en Colombie-Britannique, sur l'archipel Haida Gwaii, est exploité par Atlantic Power (Coastal Rivers) Corporation (Atlantic Power). La production annuelle prévue de 21 GWh représente environ 75 % des besoins en énergie de Sandspit. La seule alternative actuellement viable à ce projet visant l'approvisionnement en électricité de Sandspit serait la production d'électricité alimentée au diesel, qui serait beaucoup plus coûteuse et aurait des impacts sur l'environnement plus importants que le projet hydroélectrique du lac Moresby.

Le projet hydroélectrique du lac Moresby étant situé sur le territoire de la Nation Haïda dans l'archipel Haida Gwaii, BC Hydro a dû consulter le Conseil de la Nation Haïda au sujet du Renouvellement du CAÉ. À la suite de cette consultation, Atlantic Power a conclu un protocole d'entente avec Tll Yahda Energy (**le partenariat pour l'énergie propre de la Nation Haïda**) concernant le Renouvellement du CAÉ. Les détails du protocole d'entente ne sont pas publics. Après la signature du protocole d'entente, le Conseil a accepté le Renouvellement du CAÉ.

La demande de renouvellement du CAÉ du projet hydroélectrique du lac Moresby a été déposée par BC Hydro auprès de la BCUC le 14 mai 2024 et **approuvée par la BCUC** le 23 août 2024.

DÉVELOPPEMENTS LIÉS AU SITE C

Près d'une décennie après le début des travaux visant le projet d'énergie propre du Site C (le « Site C ») de BC Hydro, un barrage hydroélectrique et une centrale sur la rivière de la Paix dans le nord-est de la Colombie-

Britannique, le projet est enfin sur le point d'être achevé et devrait atteindre sa date de mise en service définitive à l'automne 2025.

En aval des barrages existants W.A.C. Bennett et Peace Canyon, le **Site C** devrait générer environ 35 % de l'énergie produite au barrage W.A.C. Bennett avec seulement 5 % de la superficie de son réservoir, car il utilise les eaux du réservoir Williston (le plus grand réservoir de la province), qui collectera l'eau pour la réutiliser dans un réservoir nouvellement créé de 83 km de long destiné au stockage de l'eau. Le Site C devrait fournir une capacité de 1 100 MW et produire 5 100 GWh d'énergie par an, ce qui, selon BC Hydro, est suffisant pour alimenter 450 000 foyers ou 1,7 million de véhicules électriques chaque année. Dans l'ensemble, le Site C devrait augmenter **de 8 % l'approvisionnement en électricité de la Colombie-Britannique**.

Le projet de 11 semaines visant à remplir le réservoir nouvellement créé du Site C dans la vallée de la rivière de la Paix a commencé à la fin de l'été 2024 et s'est achevé au début du mois de novembre 2024, le premier des six groupes électrogènes de 183 MW entrant en service en octobre. Les autres groupes seront activés par phase, et BC Hydro prévoit que les six groupes seront mis en exploitation d'ici novembre 2025, réalisant ainsi l'**intégralité de la capacité de production d'énergie du Site C**.

Le Site C a fait l'objet d'une controverse permanente, et les **rapports sur le projet** BC Hydro reconnaissent que, bien qu'il soit presque achevé, la viabilité globale du projet est modérée en raison des retards dans le calendrier, des risques qui demeurent et des dépenses. En juin 2024, les coûts s'élevaient à 13,5 milliards $ CA, avec des dépenses restantes estimées à 2,5 milliards $ CA en fonction d'un coût total prévu de 16 milliards $ CA, soit plus du double du coût initial estimé à 6,6 milliards $ CA. Le projet a également fait l'objet de nombreuses contestations judiciaires au cours de sa planification et de sa mise en œuvre, notamment de la part des Premières Nations du Traité 8 dont les territoires traditionnels ont été affectés par le projet et son réservoir. BC Hydro a été mandatée par le Gouvernement pour conclure des ententes de projet ou des ententes sur les répercussions et les avantages du projet avec les 10 groupes autochtones les plus touchés par le Site C. Elle **rapporte** qu'elle a conclu et mis en œuvre des ententes sur le projet ou sur les répercussions et les avantages du projet avec huit des 10 Premières Nations et qu'elle continue à faire une offre de négociation avec les deux Premières Nations restantes.

Même si la nécessité de produire de l'électricité à partir du Site C a parfois été débattue, comme nous l'avons indiqué les années précédentes, les besoins énergétiques de la Colombie-Britannique actuellement prévus par BC Hydro suggèrent une demande qui dépassera rapidement la capacité d'approvisionnement du Site C, offrant ainsi aux producteurs indépendants la possibilité de combler le manque à gagner.

INITIATIVES EN MATIÈRE D'ÉNERGIE PROPRE EN COLOMBIE-BRITANNIQUE

Stratégie d'énergie propre de la Colombie-Britannique

En juin 2024, le Gouvernement a publié la nouvelle stratégie de la province en matière d'énergie propre, ***Powering Our Future : BC's Clean Energy Strategy*** (la « Stratégie d'énergie propre »). Cette stratégie, qui s'appuie sur d'autres initiatives en matière d'énergie propre comme la BC Hydrogen Strategy et l'Appel d'offres pour l'électricité, se concentre sur dix domaines, dont l'efficacité énergétique, l'augmentation et la diversification des sources d'énergie propre, l'innovation et l'échange d'électricité avec les territoires voisins. Les mesures prises dans le cadre de la Stratégie d'énergie propre comprennent notamment : (i) un investissement de 700 millions $ CA dans les programmes d'efficacité énergétique de BC Hydro au cours des trois prochaines années; (ii) la rationalisation des mises à niveau et des connexions de nouveaux clients au réseau électrique de BC Hydro pour soutenir la construction de nouveaux lotissements dans les collectivités en expansion; (iii) la réalisation d'appels d'offres pour l'électricité réguliers et concurrentiels tous les deux ans pour répondre à la demande croissante et (iv) l'augmentation de l'objectif de production de carburants renouvelables dans la province afin d'atteindre 1,5 milliard de litres par an d'ici 2030.

Développements liés à CleanBC et à sa Feuille de route pour 2030

La feuille de route ***Roadmap to 2030* de CleanBC** (« CleanBC ») offre le cadre nécessaire pour réduire les émissions de la province de 40 % d'ici 2030 et prévoit des initiatives visant à réduire les émissions d'une série de secteurs industriels. Dans le cadre des efforts déployés pour atteindre l'objectif de 2030, le Gouvernement est passé des taxes sur le carbone à un système de tarification fondé sur le rendement (*output-based pricing system*, le « STFR ») pour l'industrie le 1er avril 2024. Le STFR est obligatoire pour les activités qui émettent plus de 10 000 tonnes d'équivalent dioxyde de carbone

(une « t éq. CO_2 ») par an et incite les émetteurs industriels à réduire leurs émissions en utilisant un système fondé sur le rendement. Les exploitations industrielles relevant d'un secteur réglementé qui émettent moins de 10 000 t éq. CO_2 par an peuvent choisir d'adhérer au STFR. Dans le cadre du STFR, les exploitations sont évaluées sur une base annuelle. Les émissions de conformité pour la période du 1er avril 2024 au 31 décembre 2024 seront fondées sur l'intensité des émissions de leur production pour l'année civile 2024. Les exploitations qui émettent moins que leur limite d'émissions annuelle obtiendront des crédits, tandis que celles qui émettent plus que leur limite d'émissions se verront imposer des obligations de conformité. Les obligations de conformité comprennent l'application de crédits obtenus, des unités de compensation provinciales ou des paiements directs. Lorsque la transition vers le STFR sera achevée, le programme **CleanBC Industrial Incentive Program** (le « CIIP ») sera progressivement supprimé.

Pour soutenir les objectifs d'émissions de la province pour 2030 dans le cadre de CleanBC, un nouveau programme d'électrification industrielle régi par le CleanBC Industry Fund a été mis en place en partenariat avec BC Hydro en 2024 pour soutenir les projets d'électrification industrielle. Voir la rubrique *Financement* ci-après du présent chapitre pour plus d'information sur ce programme.

Financement

En 2024, le déploiement des programmes de financement proposés par le Gouvernement et BC Hydro à l'appui des objectifs de la province en matière d'énergie propre a progressé. Deux axes clés de ces programmes, en particulier en ce qui concerne l'Appel d'offres pour l'électricité, sont (i) l'électrification industrielle et (ii) la garantie d'une participation significative des Autochtones. Certains de ces programmes sont présentés plus en détail ci-après.

Électrification industrielle

Afin de poursuivre les objectifs ambitieux de la province en matière d'émissions pour 2030 prévus dans le plan de CleanBC, un nouveau **programme d'électrification industrielle** dans le cadre du **CleanBC Industry Fund (le « CIF »)** a été introduit en partenariat avec BC Hydro en 2024 pour soutenir les projets industriels de décarbonation et de réduction des émissions dans la province. Le programme facilitera les grands projets industriels d'électrification à faible émission de carbone, notamment par l'interconnexion des installations industrielles au réseau électrique d'énergie propre de BC Hydro. Pour être admissible, un exploitant industriel doit être une « exploitation déclarante » (*reporting operation*) en vertu de la loi ***Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act* (Colombie-Britannique)** et doit être

un client actuel de BC Hydro (ou devenir un client de BC Hydro à l'achèvement du projet).

En vertu de ce programme, les candidats retenus peuvent recevoir jusqu'à A) 75 % des coûts admissibles pour le financement des dépenses de capital (comprenant (i) un financement du CIF pouvant aller jusqu'à 25 millions $ CA et (ii) un financement de projet de BC Hydro établi en fonction du besoin financier démontré pour le financement et un incitatif étalé sur une base de $/t éq. CO_2 pour le projet) et B) un remboursement de 75 % des coûts admissibles pour l'étude d'interconnexion par le CIF (jusqu'à un maximum de 250 000 $ CA par projet) pour les projets d'électrification à grande échelle. Les financements accordés pour les deux catégories de coûts ont été établis en fonction de chaque projet. BC Hydro a engagé plus de 5 milliards $ CA au cours de la prochaine décennie dans son **plan d'investissement 2025-2034** (voir ci-après pour plus d'information) en faveur des programmes d'électrification industrielle et autres.

Participation des Autochtones

Un certain nombre de programmes de financement ciblés visant à garantir une participation significative des Autochtones dans les projets d'énergie propre sont utilisés dans la province.

Depuis notre dernière publication, une **nouvelle source de financement** dans le cadre de la *BC Indigenous Clean Energy Initiative* (la « BCICEI ») pour soutenir la construction de projets d'énergie propre à petite échelle menés par les Premières Nations a été mise en place. Comme nous l'avons indiqué précédemment, le Gouvernement a annoncé une contribution de 140 millions $ CA à ce nouveau volet de financement dans le cadre de la BCICEI pour accompagner l'Appel d'offres pour l'électricité, ce qui devrait aider à faire avancer les projets menés par des Autochtones qui, autrement, pourraient ne pas être concurrentiels en raison de leur petite taille. Pour bénéficier d'un financement au titre de la BCICEI, les critères suivants doivent être remplis :

1. les demandeurs doivent être des Premières Nations de la Colombie-Britannique, des conseils de bande ou des entités juridiques majoritairement détenues et contrôlées par des collectivités de Premières Nations;

2. les projets financés doivent également être détenus majoritairement par des Premières Nations;

3. les projets financés doivent produire de l'électricité à partir de ressources propres ou renouvelables (telles que définies dans la CEA);

4. les projets financés doivent pouvoir être raccordés au réseau électrique intégré de BC Hydro (qui doit également être en mesure d'accueillir l'électricité supplémentaire proposée).

La préférence sera accordée aux projets qui sont entièrement détenus par les Premières Nations, qui ont déjà reçu un financement dans le cadre d'autres volets de la BCICEI, qui sont supérieurs au seuil du programme de facturation nette de BC Hydro et dont la capacité nominale est inférieure à 15 MW.

Dans son **Budget et son plan fiscal 2024/25-2026/27** (le « Budget de 2024 »), le Gouvernement a annoncé un nouveau cadre de financement participatif des Premières Nations, *First Nations Equity Financing Framework* (le « Cadre ») pour soutenir les garanties de prêts et d'autres formes d'aide éventuelles visant à faciliter la participation des Autochtones aux projets. Les modifications apportées à la loi ***Special Accounts Appropriation and Control Act*** (Colombie-Britannique), adoptées en même temps que le Budget de 2024, ont permis de créer un compte spécial de financement de la participation des Premières Nations (*First Nations Equity Financing*, ci-après le « compte FNEF ») au bilan du Gouvernement, avec un solde initial de 10 millions $ CA, afin d'attribuer une capacité immédiate de financement aux groupes autochtones qui envisagent de prendre une participation dans les projets. Sous le régime de la loi *Special Accounts Appropriation and Control Act* (Colombie-Britannique), le Conseil du Trésor provincial est autorisé à alimenter le compte FNEF avec des recettes publiques et le ministre des Finances peut accorder des subventions pour bâtir la capacité et des garanties de prêts pour soutenir la participation des Autochtones à des projets, jusqu'à concurrence d'un plafond global de garantie de prêts de 1 milliard $ CA. Même si ce programme de garantie de prêts ne sera pas mis en place à temps pour être utilisé dans le cadre de l'Appel d'offres pour l'électricité actuel, il devrait être déployé à grande échelle lors d'appels d'offres ultérieurs de BC Hydro.

Afin de mieux répondre aux exigences de participation financière des Premières Nations dans le cadre des appels d'offres pour l'électricité actuels et futurs de BC Hydro, la Banque de l'infrastructure du Canada (la « BIC ») a annoncé **deux nouveaux produits de financement** pour les participants aux appels d'offres. Il s'agit d'un programme de prêts pour la participation des communautés autochtones destiné à aider les Premières Nations participant à un projet à financer jusqu'à 90 % de leur participation au capital d'un projet bénéficiant d'un contrat d'achat d'électricité, ainsi que d'un programme de la BIC qui accorde un financement relais des crédits d'impôt à l'investissement pouvant aller jusqu'à 30 % des coûts du projet (voir le chapitre sur les Incitatifs fiscaux à l'énergie propre de la présente publication pour plus d'information). Ces deux produits de la BIC doivent être utilisés ensemble dans le cadre d'un projet donné et ne peuvent pas être utilisés indépendamment l'un de l'autre. Les documents relatifs à ce programme de financement sont envoyés directement aux participants à l'appel d'offres par la BIC.

Ces programmes de financement et de garantie de prêts s'accordent avec les exigences en matière de participation des Premières Nations dans le cadre de l'Appel d'offres pour l'électricité, et elles devraient être reprises dans les futurs appels d'offres pour l'électricité de BC Hydro.

FortisBC

FortisBC, qui est à la fois la plus grande compagnie de gaz et la plus grande compagnie privée d'électricité de la province, a élaboré ses propres initiatives d'aménagement et d'approvisionnement en matière d'énergie propre afin de réduire ses émissions de gaz à effet de serre, tout en élargissant son offre de services pour répondre à la demande croissante. En ce qui concerne le gaz, l'une des priorités de FortisBC a été de décarboner ses activités liées au gaz naturel tout en répondant aux exigences de livraison dans le cadre de ses tarifs réglementés. En ce qui concerne l'électricité, FortisBC a lancé une Demande d'expression d'intérêt pour une nouvelle énergie (*Request for Expressions of Interest for New Power*, ci-après la « RFEOI ») afin d'évaluer les options d'approvisionnement en électricité propre pour répondre à la demande future. Ces deux projets sont décrits plus en détail ci-après.

Décarbonation

FortisBC a investi près de 5 millions $ CA par an entre 2020 et 2024 dans des projets d'innovation en matière d'énergie propre dans la province au moyen de son *Clean Growth Innovation Fund*. Ces investissements ont soutenu la recherche et le développement de technologies d'hydrogène et de gaz naturel renouvelables, ainsi que des programmes d'efficacité énergétique et de captage, d'utilisation et de stockage du CO_2. Le 8 avril 2024, FortisBC a demandé à la BCUC l'autorisation de maintenir le fonds au-delà de 2024 dans le cadre de sa demande d'approbation d'un cadre de tarification (*Application for Approval of a Rate Setting Framework*) pour les années 2025 à 2027. La décarbonation du gaz naturel par le mélange avec des combustibles à faible teneur en carbone, le captage du CO_2 et la réduction des

fuites devraient jouer un rôle important dans la réduction des émissions tout en tirant parti de l'infrastructure existante des services publics pour économiser sur les coûts d'investissements, compte tenu des dépenses importantes nécessaires à la transition énergétique.

Achat de nouvelle électricité propre

Pour répondre à la demande croissante d'électricité dans sa zone de service, FortisBC prévoit avoir besoin de 100 MW d'électricité supplémentaire d'ici 2030 et de près de 340 MW de capacité supplémentaire d'ici 2040 (nécessitant jusqu'à 1 100 GWh d'énergie annuelle d'ici 2030 et jusqu'à 2 300 GWh d'énergie annuelle d'ici 2040). Pour planifier cette croissance, FortisBC a lancé en septembre 2024 sa RFEOI afin d'étudier le marché des sources d'énergie propre et d'envisager ses options d'approvisionnement. L'objectif déclaré de la RFEOI, qui est une demande d'intérêt et non un processus d'approvisionnement, est « de rechercher et de rassembler l'information sur les projets de production potentiellement réalisables en Colombie-Britannique et d'indiquer les prochaines étapes ». FortisBC étudiera les projets qui utilisent l'énergie éolienne, solaire, hydroélectrique ou d'autres ressources propres ou renouvelables (telles que définies dans la CEA), entre autres technologies. Les projets les plus intéressants seront ceux qui ont une capacité nominale de 5 MW ou plus, qui sont situés dans la province (mais pas nécessairement dans la zone de service de FortisBC), qui sont dirigés par des Autochtones ou ont une participation autochtone importante, et qui sont novateurs et capables d'ajouter de la valeur au-delà de l'énergie qu'ils génèreront. Un éventail de capacités d'approvisionnement, y compris des sources d'énergie garantie et non garantie, sera pris en considération. Le processus initial d'appel d'offres liée à la RFEOI devrait être lancé au deuxième trimestre 2025. Ce processus peut être intéressant pour les promoteurs de projets qui n'ont pas été retenus lors de l'Appel d'offres pour l'électricité ou qui souhaitent bénéficier d'une plus grande marge de manœuvre sur le plan commercial pour la négociation des dispositions particulières dans les contrats d'approvisionnement adaptés à leurs projets uniques.

DÉVELOPPEMENTS LIÉS AU GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (« GNL »)

Au cours de l'année écoulée, plusieurs projets de GNL en Colombie-Britannique ont franchi des étapes importantes en matière de réglementation, de construction et de financement.

À l'heure actuelle, sept projets d'exportation de GNL canadien sont en cours d'élaboration — tous situés dans la province. En mai 2024, le gouvernement fédéral **a indiqué** que ces projets pourraient représenter des investissements de près de 109 milliards $ CA. En novembre 2024, le gouvernement fédéral a accordé cinq licences d'exportation de GNL, d'une durée de 25 à 40 ans, ouvrant ainsi la voie à un démarrage des exportations de GNL dès 2025.

En outre, la réélection du gouvernement sortant en 2024 a atténué une partie de l'incertitude que le cycle électoral provincial faisait peser sur l'industrie du GNL. Le gouvernement néo-démocrate réélu a exprimé son soutien, bien que nuancé, aux projets de GNL dans la province. En 2023, il a présenté un **cadre d'action énergétique** qui proposait de nouvelles exigences pour

les futures installations de GNL et les intervenants de l'industrie pétrolière et gazière de la province afin de les aligner sur les objectifs de réduction des émissions de la province. Peu après, le Gouvernement a publié son document de politique sur le plafonnement des émissions de pétrole et de gaz (**B.C. Oil and Gas Emissions Cap Policy Paper**). Ce document donne des exemples de la manière dont le GNL peut atteindre le niveau zéro d'émissions d'ici 2030, notamment en adoptant les meilleures technologies et en compensant les émissions par des projets vérifiés de compensation des émissions de carbone.

LNG Canada

En septembre 2024, **LNG Canada** — une coentreprise entre Shell, Petronas, PetroChina, Mitsubishi Corporation et Korea Gas Corporation — **a annoncé** que la construction de la phase 1 était achevée à 95 % et que le gaz naturel a été acheminé dans l'installation pour la première fois.

La phase 1 de LNG Canada devrait amorcer ses expéditions vers l'Asie en 2025, avec pour objectif d'exporter 14 millions de tonnes de GNL par an. Ce projet de 40 milliards $ CA est situé à Kitimat, en Colombie-Britannique, et a été la première installation d'exportation de GNL à grande échelle à annoncer une décision finale d'investissement dans la province. Le terminal est construit à la tête du chenal Douglas, sur le territoire traditionnel de la Nation Haisla.

La décision finale d'investissement n'a pas encore été prise pour la phase 2 de LNG Canada, qui doublerait la capacité d'exportation de l'installation, la faisant passer de 14 à 28 millions de tonnes par an. LNG Canada et BC Hydro auraient progressé dans leurs discussions sur la possibilité d'augmenter la capacité hydroélectrique qui serait nécessaire si la phase 2 passait à des moteurs électriques pour alimenter ses compresseurs de liquéfaction. Toutefois, nous n'avons pas connaissance de plans définitifs visant à construire l'infrastructure nécessaire à temps pour électrifier l'infrastructure de la phase 2.

Cedar LNG

Cedar LNG a pris une **décision finale d'investissement** en juin 2024 pour consolider le statut du projet Cedar LNG en tant que plus grand projet d'infrastructure détenu majoritairement par des Autochtones au Canada. Cedar LNG est un partenariat majoritairement détenu par la Nation Haisla et Pembina Pipeline Corporation. Ce projet, d'une valeur de 4 milliards $ US, devrait également, selon ce qui est proposé, être situé à Kitimat, en Colombie-Britannique, sur des terres appartenant à la Nation Haisla, et serait alimenté en gaz naturel par le gazoduc Coastal GasLink, dont la construction est désormais achevée. Une fois le projet construit, l'infrastructure de Cedar LNG produirait environ trois millions de tonnes de GNL par an.

Fait notable, le cadre d'action énergétique de la Colombie-Britannique a été annoncé après l'**approbation** du projet Cedar LNG en 2023, de sorte qu'il ne sera pas assujetti aux exigences plus onéreuses en matière d'émissions et de carboneutralité qui s'appliqueront aux installations de GNL qui font actuellement ou feront l'objet d'une procédure d'évaluation environnementale. Le projet de Cedar LNG restera assujetti à certaines modalités, conditions et exigences définies dans son certificat d'évaluation environnementale et dans la décision relative à l'évaluation environnementale.

Parmi les autres étapes importantes du projet Cedar LNG figure la signature d'un **protocole d'entente** en novembre 2023 avec Samsung Heavy Industries (« SHI ») et Black & Veatch (« B&V ») pour réserver la capacité du chantier naval à la construction de modules de GNL, ainsi que la **sélection en janvier 2024 de SHI et B&V** pour fournir des services d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction pour la conception, la fabrication et la livraison de l'unité flottante de production de GNL du projet (sous réserve de la décision finale d'investissement).

Woodfibre

Le projet **Woodfibre LNG**, situé près de Squamish, en Colombie-Britannique, est en cours de construction. Les fondations des infrastructures pour les équipements et modules de traitement du GNL **devraient arriver sur le chantier en 2025**. Woodfibre LNG est détenue conjointement par Pacific Energy Corp. (70 %) et Enbridge (30 %) et devrait exporter 2,1 millions de tonnes de GNL par an. Le projet, y compris ses compresseurs, sera alimenté par de l'hydroélectricité renouvelable et est considéré comme l'installation de GNL la plus propre au monde. Le projet devrait amorcer son exploitation en 2027 dans la baie Howe et prévoit d'atteindre un niveau de carboneutralité des émissions d'ici le début des activités.

En août 2023, FortisBC a commencé la construction du **gazoduc Eagle Mountain**, une conduite de 38 km de long et de 24 pouces de diamètre destinée à approvisionner en gaz le projet Woodfibre LNG.

Ksi Lisims

En 2024, **Ksi Lisims LNG**, un projet de 10 milliards $ CA dirigé par la Nation Nisga'a, qui comprend également Western LNG et Rockies LNG, a franchi deux étapes importantes. Tout d'abord, en janvier 2024, Ksi Lisims LNG a conclu un **contrat d'achat et de vente de GNL d'une durée de 20 ans** avec Shell Eastern Trading Pte Ltd. Ce contrat intervient moins d'un an après que le projet Ksi Lisims LNG a reçu le **feu vert** pour amorcer le processus d'examen environnemental de la province. Puis, le 21 juin 2024, la Nation Nisga'a et Western LNG **ont acheté** le projet Prince Rupert Gas Transmission (le « PRGT ») dans le but de détourner le gazoduc et de le raccorder à Ksi Lisims LNG. Le projet Ksi Lisims LNG vise à exporter 12 millions de tonnes de GNL par an, ce qui en ferait la deuxième plus grande installation d'exportation de GNL au Canada.

Le projet Ksi Lisims LNG et le PRGT font tous deux l'objet d'un examen par *l'Environmental Assessment Office* (l'« EAO »). L'EAO a demandé à Ksi Lisims LNG de fournir des « plans crédibles » pour parvenir à la carboneutralité de ses émissions d'ici 2030, afin de se conformer au cadre d'action pour l'énergie et d'obtenir un certificat environnemental. En conséquence, Ksi Lisims prévoit d'utiliser des installations flottantes, l'hydroélectricité alimentant les moteurs des compresseurs dans le processus de liquéfaction. En revanche, le PRGT dispose d'un certificat environnemental qui devait expirer le 25 novembre 2024 et l'EAO examine actuellement une **demande** de PRGT visant à rendre le certificat permanent.

Tilbury

Tilbury LNG est un projet d'expansion en deux phases d'une installation existante de FortisBC, située sur l'Île de Tilbury à Delta, en Colombie-Britannique. FortisBC en est aux premières étapes de la planification de la phase 1 de l'expansion de sa capacité de liquéfaction, dont la construction pourrait s'achever dès 2028.

En 2024, le **projet de jetée maritime sur l'Île Tilbury**, qui prévoit l'aménagement d'une jetée adjacente à l'installation de GNL de Tilbury, a reçu l'approbation des autorités **fédérale** et **provinciale** en matière d'évaluation environnementale. La jetée maritime de Tilbury est gérée par Tilbury Jetty Limited Partnership, qui est détenue conjointement par Fortis LNG Jetty Limited Partnership et Seaspan.

APERÇU RÉGIONAL POUR L'ONTARIO

Par Seán C. O'Neill, Gordon M. Nettleton, Suzanne V. Murphy, Kerri Lui, Mitchell Lui, Razan Mohamed, Maneet Kahlon, Emmanuel Onyemachi, Rachel Cristofoli, Mitchell Spragg et Nicholas Geringer

Aperçu régional pour l'Ontario

CROISSANCE DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO

L'industrie de l'électricité de l'Ontario a connu sa propre « Surprise d'octobre » en 2024 lorsque la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario (la « SIERE », *IESO* en anglais) a annoncé qu'elle avait révisé ses prévisions, indiquant une **augmentation encore plus importante de la demande d'électricité** dans la province. La SIERE a attribué cette augmentation importante à l'expansion rapide attendue des centres de données et à l'adoption croissante des véhicules électriques (« VE »)[1]. Selon la SIERE, la demande d'électricité en Ontario devrait augmenter de 75 % d'ici 2050, la consommation annuelle passant de 151 térawattheures (« TWh ») en 2025 à 263 TWh en 2050. Le rapport du ministère de l'Énergie et de l'Électrification intitulé ***L'avenir énergétique abordable de l'Ontario : Le besoin pressant en énergie***, publié en octobre 2024, décrit les défis à venir pour la province dus à cette augmentation ainsi que les stratégies de gestion de la demande croissante[2].

La multiplication des centres de données dans le secteur technologique est un facteur clé de la hausse de la demande en électricité. Les centres de données, essentiels au soutien de technologies avancées comme l'intelligence artificielle (IA), devraient connaître une croissance importante au cours des 15 prochaines années. L'adoption croissante de l'IA contribuera également à la hausse de la consommation d'énergie.

Les secteurs industriels et des transports se tournent massivement vers l'électrification. L'adoption des VE devrait être le principal moteur de l'augmentation de la demande en électricité, représentant 20 TWh, soit 31 % de la nouvelle demande, d'ici 2035. La SIERE prévoit que la demande d'électricité provenant des VE passera de 1,6 TWh en 2025 à 41,6 TWh en 2050, avec un taux de croissance annuel moyen d'environ 13,9 %. Cette transition réduira considérablement les émissions et augmentera la demande industrielle, nécessitant de nouvelles chaînes d'approvisionnement et installations de fabrication.

La croissance démographique de l'Ontario, avec une augmentation prévue de 15 % d'ici 2035, soit environ un million de foyers supplémentaires, est un autre facteur clé de la hausse de la demande d'électricité. Avec la construction de nouveaux lotissements, la demande d'électricité résidentielle augmentera de manière significative, notamment en raison de l'électrification des systèmes de systèmes de chauffage et de refroidissement.

Stratégie de la demande pour l'Ontario

Pour répondre à la demande croissante, l'Ontario met l'accent sur de nouvelles capacités de production en accélérant le développement de son infrastructure électrique. Cela inclut des nouveaux investissements et l'expansion de l'énergie nucléaire. L'objectif est de fournir une énergie fiable et propre afin de créer un **avantage concurrentiel** qui permette d'attirer les **investissements nationaux**

1 Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, **Electricity Demand in Ontario to Grow by 75 per cent by 2050 (16 oct. 2024).**

2 Ministère de l'Énergie et de l'Électrification, **L'avenir énergétique abordable de l'Ontario : Le besoin pressant en énergie** (octobre 2024).

et internationaux[3]. Cette hausse de la demande d'électricité nécessite également de nouvelles ressources de production et de stockage d'électricité. **Voir ci-après.**

La hausse de la demande d'électricité présente des défis et des opportunités. Dans le rapport ***L'avenir énergétique abordable de l'Ontario***, le gouvernement a annoncé le lancement d'un plan intégré des ressources énergétiques en 2025 pour gérer la demande d'énergie tout en priorisant l'abordabilité de l'énergie. Ce plan intégré coordonnera toutes les ressources énergétiques, y compris le nucléaire, l'hydroélectricité, le gaz naturel, l'hydrogène, les énergies renouvelables et d'autres combustibles. L'un des objectifs principaux de cette planification coordonnée est de parvenir à une meilleure harmonisation entre les différentes sources d'énergie.

La province met également l'accent sur les programmes d'efficacité énergétique, soulignant que sans ces initiatives, la demande d'énergie provinciale serait déjà supérieure de 15 %. Par conséquent, le plan intégré de l'Ontario vise à réduire la consommation d'énergie tout en augmentant la production d'électricité. À partir du 1er janvier 2025, le gouvernement entend élargir considérablement les programmes d'efficacité énergétique.

L'ENGAGEMENT DE L'ONTARIO EN FAVEUR D'UN AVENIR ÉLECTRIFIÉ : *LOI DE 2024 SUR L'ÉNERGIE ABORDABLE*

Pour répondre à la demande croissante d'électricité et aux investissements nécessaires pour y répondre, le gouvernement de l'Ontario a déposé le projet de loi 214, *Loi de 2024 sur l'énergie abordable*[4] (la « LEA 2024 »), visant à transformer le paysage énergétique de la province. Cette loi a pour objectifs d'établir une planification énergétique à long terme, de modifier de façon significative les codes des systèmes énergétiques et d'élaborer un cadre complet pour l'infrastructure de recharge des VE. Présenté le 23 octobre 2024 par l'honorable Stephen Lecce, ministre de l'Énergie et de l'Électrification, le projet de loi 124 a reçu la sanction royale le 4 décembre 2024.

Lors de la première lecture du projet de loi 124, le ministre Lecce a décrit ce projet de loi comme un projet :

> « qui permettrait la mise en œuvre du premier plan intégré des ressources énergétiques à long terme de la province, en mettant l'accent sur l'abordabilité. Il donnerait la priorité à l'énergie nucléaire sans émissions pour répondre à la demande croissante d'énergie, élargirait les programmes pour aider les familles et les entreprises à réduire leur consommation d'énergie et à économiser de l'argent, soutiendrait l'adoption des VE et réduirait les coûts de connexion au dernier kilomètre[5].

La vision du gouvernement de l'Ontario est également exposée dans le préambule de la LEA 2024. Le gouvernement reconnaît l'importance de veiller à ce que l'Ontario satisfasse à la demande en électricité engendrée par une forte croissance économique, une électrification accrue et l'accroissement démographique. Il souscrit à une vision d'une économie prospère et grandissante tout en réduisant les émissions sans dépendre de mesures comme la taxation du carbone. Il soutient l'objectif de garder l'énergie abordable et reconnaît l'importance d'un véritable engagement public, de l'avancement de la réconciliation avec les Autochtones et du potentiel offert par l'exportation de l'énergie.

La LEA 2024 modifie la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et la *Loi de 2010 sur la protection des consommateurs d'énergie*. Toutefois, la partie VIII de la *Loi de 1998 sur l'électricité,* qui porte sur la sécurité des installations électriques, demeure applicable. La LEA 2024 comprend trois annexes, chacune traitant de différents aspects du secteur de l'énergie.

Annexe 1 : Électrifier la planification énergétique

La première annexe de la LEA 2024 porte sur la planification énergétique en Ontario. La *Loi de 1998 sur l'électricité* est modifiée pour inclure un nouvel objectif de promotion de l'électrification et de l'efficacité énergétique afin de réduire les émissions dans toute la province grâce à une utilisation accrue de l'électricité. Cet objectif s'inscrit dans le cadre d'un objectif plus large visant à soutenir une économie fondée sur l'énergie propre et une croissance durable.

L'article 25.29 modifié introduit un changement important en accordant au ministre le pouvoir de publier unilatéralement des plans énergétiques intégrés, après consultation des parties prenantes et approbation du lieutenant-gouverneur en conseil. Ce nouveau processus remplace les anciens plans énergétiques à long terme pour mieux correspondre aux buts et objectifs

3 Ministère de l'Énergie et de l'Électrification, **L'Ontario est prêt à relever le défi de la hausse de la demande énergétique** (22 oct. 2024); ministère de l'Énergie et de l'Électrification, **L'avenir énergétique abordable de l'Ontario : Le besoin pressant en énergie** (octobre 2024).

4 ***Loi de 2024 sur l'énergie abordable.***

5 Projet de loi 214, Loi sur l'énergie abordable, **Première lecture, Assemblée législative de l'Ontario, 43-1** (23 oct. 2024) (l'hon. Stephen Lecce).

gouvernementaux sur des périodes données. Ces plans énergétiques intégrés doivent aussi refléter les buts et objectifs énoncés à l'article 25.29(2). De plus, bien que la SIERE et la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO », *OEB* en anglais) soient tenues de se conformer à cette nouvelle approche de planification intégrée, l'article 25.31 de la *Loi de 1998 sur l'électricité* — qui imposait à la SIERE et à la CEO de présenter au ministre des plans de mise en œuvre — a été abrogé.

Annexe 2 : Repenser les codes de système

La deuxième annexe introduit deux nouveaux pouvoirs réglementaires concernant les codes appelés *Distribution System Code* et *Transmission System Code*. Le premier code, prévu à l'article 70.4, autorise le lieutenant-gouverneur en conseil à préciser, par règlement, les modifications à apporter à l'un ou l'autre des codes concernant la répartition et le recouvrement des frais relatifs à la construction, à l'extension ou au renforcement des réseaux de distribution et de transport. Ces modifications seront réputées avoir été apportées en vertu de l'article 70.1 et devront être intégrées au code pertinent. Il est interdit au chef de la direction de modifier ou de révoquer ces modifications tant que le règlement reste en vigueur.

Le second pouvoir réglementaire, en vertu de l'article 70.5, permet au lieutenant-gouverneur en conseil d'exempter, par règlement, des personnes ou entités de l'application de certaines dispositions du *Distribution System Code* ou du *Transmission System Code*, ayant trait à la répartition ou au recouvrement des frais, sous réserve de conditions ou restrictions précises. Cependant, même si le processus est simplifié, la CEO pourrait avoir une marge de manœuvre réduite pour modifier des dispositions particulières ou accorder des exemptions. De plus, la portée large de ces pouvoirs réglementaires, notamment s'agissant des frais, pourrait réduire la transparence et la participation du public, et ainsi conduire à une moins grande responsabilité dans le processus décisionnel, surtout pour les consommateurs touchés par ces changements.

Annexe 3 : Envisager l'avenir avec des VE

La troisième annexe traite de l'essor de la recharge des VE, un aspect crucial de la stratégie d'électrification de l'Ontario. *La Loi de 1998 sur l'électricité*, la *Loi de 2010 sur la protection des consommateurs d'énergie* et la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* sont modifiées afin de définir des termes relatifs aux VE et aux bornes de recharge. De plus, la législation stipule que ces lois ne s'appliqueront pas à la distribution (la livraison) ni à la vente au détail d'électricité pour la recharge des VE, à moins que cela ne soit précisé par règlement. Cette disposition établit un bac à sable réglementaire, facilitant l'innovation et l'investissement dans l'infrastructure des VE en minimisant les obstacles réglementaires pour les investisseurs potentiels dans ce secteur.

Conclusion

La LEA 2024 représente une avancée majeure dans la politique énergétique de l'Ontario. Elle démontre un engagement fort envers la réduction des émissions par l'électrification et l'amélioration de l'efficacité énergétique. En intégrant la planification énergétique à long terme avec les exigences d'une économie en croissance et la transition vers les VE, la législation positionne l'Ontario comme un chef de file en gestion durable de l'énergie. Le soutien du gouvernement à une diversité de ressources énergétiques et à la modernisation des infrastructures assure que la province est bien préparée pour répondre aux futures demandes et stimuler la croissance économique, tant au niveau provincial qu'à travers les exportations d'énergie.

Néanmoins, même si la LEA 2024 vise à soutenir la croissance économique et l'abordabilité, ses retombées économiques à long terme pour l'Ontario demeurent incertaines. La transition vers un système énergétique encore plus largement électrifié devrait s'accompagner de défis économiques, en raison des importants besoins en capitaux nécessaires à la réalisation des ambitions de l'Ontario.

PROGRAMME DE RENOUVELLEMENT DU MARCHÉ DE LA SIERE

23 ans après l'ouverture du marché, le PRM est prêt à être lancé

Entre autres fonctions importantes, la SIERE (*IESO* en anglais) est l'exploitant du réseau électrique de l'Ontario, dont elle assure la fiabilité et la sécurité, en plus d'être l'administrateur des marchés de l'électricité de l'Ontario. Ses objectifs consistent à fournir aux Ontariens une énergie fiable lorsqu'ils en ont besoin. La SIERE exploite le marché de gros de l'électricité de l'Ontario depuis son ouverture le 1er mai 2002, mais elle a toujours estimé que ce marché gagnerait à être amélioré. Après des années de planification, à compter du 1er mai 2025, la SIERE mettra enfin en œuvre son programme de renouvellement du marché (le « PRM »). Cette initiative vise à favoriser des marchés de l'électricité plus efficaces et à garantir

aux résidents de l'Ontario une alimentation électrique économique et fiable.

Le PRM a été instauré, entre autres, pour corriger deux défauts majeurs que la SIERE considérait comme inhérents au marché actuel de l'électricité et incompatibles avec les besoins actuels :

i. **Garantie de fiabilité :** Le marché actuel fonctionne selon deux calendriers. Le premier est lié à la tarification, c.-à-dire qu'un prix uniforme est fixé pour l'électricité dans l'ensemble de l'Ontario, qui doit être payé par la SIERE sans tenir compte des limites physiques ou des frais des fournisseurs. Le second est lié à la répartition, l'électricité est répartie en fonction des contraintes de localisation. Ainsi, cette conception à deux calendriers risque d'entraîner des pénuries d'approvisionnement lorsque les prix ne correspondent pas aux offres ou capacités des fournisseurs. Pour résoudre ce problème, la SIERE effectue des paiements aux fournisseurs afin de garantir une correspondance fiable entre prix et offres. Ces paiements sont réglés « hors marché » et ne sont pas pris en compte dans le prix de gros publié (c.-à-d. le tarif horaire de l'énergie en Ontario, le « THEO » (*HOEP* en anglais)).

ii. **Transparence :** La transparence est limitée sur le marché existant, qui n'offre qu'une vue partielle des activités pour le jour précédent et le jour d'exploitation actuel. Par conséquent, le marché s'appuie sur des paiements hors marché pour garantir la disponibilité des ressources, ce qui peut s'avérer coûteux, car ils couvrent à la fois l'énergie fournie et les frais d'exploitation des fournisseurs d'une région qui répondent à la demande d'une autre.

Le PRM a été conçu pour introduire **trois réformes clés** :

1. **Le marché à calendrier unique (*single schedule market* ou « SSM »).** En remplacement du système à deux calendriers, le SSM prévoit une tarification locale pour remplacer le THEO et corriger ostensiblement les mauvaises correspondances entre prix et offres et éliminer les paiements hors marché découlant des restrictions du réseau.

2. **Marché du lendemain (*Day-Ahead Market*, « DAM »).** Un marché du lendemain est 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 marché du lendemain 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.

3. **Engagement de l'unité en temps réel (*Enhanced Real-Time Unit Commitment*, « ERUC »).** L'initiative ERUC vise à réduire les coûts de programmation et de répartition des ressources pour répondre à la fluctuation de la demande pour permettre la transition du marché du lendemain au marché en temps réel. Dans le cadre de l'initiative ERUC, plusieurs heures seront observées à la fois, remplaçant l'approche actuelle heure par heure et visant à améliorer la prévisibilité de la programmation et la fiabilité du service.

L'objectif du PRM est de réorganiser le marché de gros de l'électricité en intégrant les initiatives susmentionnées afin de créer une variété de ressources énergétiques diversifiées et décentralisées. Plus précisément, la SIERE a déclaré ce qui suit :

> « **Pris ensemble, ces changements** feront réaliser aux contribuables d'importantes économies, assureront la fiabilité continue du réseau et soutiendront la transformation en cours dans le secteur de l'électricité. »

La SIERE a publié une analyse de rentabilité en 2019 (en anglais seulement) qui estimait qu'au cours des dix premières années suivant son déploiement, elle prévoyait que le PRM générerait des gains nets s'élevant à 800 millions $. Parmi ces bénéfices anticipés, les améliorations de l'efficacité du marché rapporteront 525 millions $, tandis que la réduction des paiements hors marché s'élèvera à 275 millions $. Les dépenses de mise en œuvre et d'exploitation prévues s'élèvent à 176 millions $. Néanmoins, une réévaluation réalisée en 2022 a ramené ces prévisions de bénéfices nets à 700 millions $ pour les dix premières années suivant l'introduction du PRM, sans fournir de prévisions supplémentaires.

Modifications apportées aux règles du marché facilitant le PRM

Le 24 octobre 2024, le conseil d'administration de la SIERE **a approuvé des modifications à plusieurs règles du marché** nécessaires à la mise en œuvre du PRM. Un résumé des modifications est disponible sur le site **Market Renewal Program : Summary of Market Rule Amendment Batches** (en anglais seulement). Ces modifications comprennent l'établissement d'un groupe de travail sur l'atténuation du pouvoir de marché qui aidera à déterminer les niveaux de référence et les quantités pour les ressources en électricité. L'approbation du conseil d'administration fait suite à une recommandation unanime du Groupe technique de la SIERE. Les modifications de la SIERE sont entrées en vigueur le 11 novembre 2024 afin de faciliter les activités d'enregistrement avant le lancement du PRM.

Modification des contrats de la SIERE afin de les aligner sur le PRM

Avant le lancement prévu du PRM le 1er mai 2025, le service des achats et des contrats de la SIERE a organisé des séances d'information à l'intention des parties prenantes. Des sommaires des modalités et des projets d'accords modificatifs ont également été fournis pour une myriade de contrats d'approvisionnement que la SIERE a pris en charge ou conclus depuis la création de son prédécesseur, l'Office de l'électricité de l'Ontario, en 2004. Les dispositions relatives à l'évolution des règles du marché contenues dans les contrats les plus anciens rappellent que le marché du lendemain figure sur la liste des choses à faire de la SIERE depuis plus de 20 ans.

APPROVISIONNEMENT

Deuxième approvisionnement à long terme de l'Ontario

Le 28 août 2024, le gouvernement de l'Ontario a annoncé le lancement de l'Approvisionnement à long terme 2 (*Long-Term Procurement 2*, le « LT2 ») de la SIERE. Cette initiative appuie la stratégie de la province de se procurer jusqu'à 5 000 mégawatts (« MW ») de capacité de production (14 TWh de production annuelle d'énergie à partir de ressources de production admissibles et jusqu'à 1 600 MW de capacité de production admissible) au moyen de plusieurs approvisionnements. Ce nouvel appel d'offres de la SIERE s'ajoute à l'acquisition récente par le gouvernement de près de 3 000 MW de nouveaux projets de stockage par batteries d'une capacité allant de 5 MW à plus de 400 MW.

La SIERE a publié une version préliminaire de l'**appel d'offres pour l'Approvisionnement à long terme 2** (en anglais seulement) (l'« appel d'offres LT2 ») le 6 septembre 2024, l'appel d'offres et le contrat LT2 qui l'accompagne ayant été révisés depuis à plusieurs reprises. De façon générale, le LT2 établit un cadre pour les fournisseurs qui cherchent à fournir des services de production d'énergie tout au long de l'année en Ontario en utilisant de nouvelles installations de production d'électricité qui dépassent 1 MW. Le LT2 envisage un volet énergie et un volet capacité avec des appels d'offres LT2 et des contrats LT2 similaires, mais différents pour chacun de ces volets. La SIERE a indiqué que le volet énergie serait prioritaire par rapport au volet capacité, et elle prévoit de finaliser les appels d'offres LT2 et les contrats LT2 au premier trimestre 2025.

LT2 est ouvert aux ressources énergétiques « neutres sur le plan technologique », y compris le gaz naturel, l'énergie éolienne et l'énergie solaire, et l'appel d'offres LT2 décrit plusieurs exigences et mesures incitatives essentielles. Les promoteurs doivent obtenir des résolutions de soutien municipal pour garantir le consentement local, et des interdictions concernent les « zones de cultures spéciales » (*specialty crop areas*) et les « zones agricoles à fort rendement » (*prime agricultural areas*). Le programme encourage les projets dans le nord de l'Ontario et ceux

qui évitent les zones agricoles à fort rendement, et prévoit d'utiliser les terres de la Couronne pour l'énergie renouvelable. Il favorise également les débouchés économiques pour les projets auxquels participent des collectivités Autochtones et rend obligatoires les évaluations des répercussions sur l'agriculture pour les projets dans les zones agricoles à fort rendement.

Le LT2 intègre également des points pour les critères cotés pour évaluer les propositions et réduire le prix de l'évaluation de la proposition (le « PEP ») selon lequel les soumissions seront jugées. Des points sont attribués pour la participation des Autochtones, les projets qui ne sont pas situés dans des zones agricoles à fort rendement et les projets situés dans le nord de l'Ontario, de sorte que les promoteurs peuvent recevoir jusqu'à 12 points pour réduire leur PEP. Cette approche vise à encourager la réalisation de projets dans des zones et régions ciblées qui pourraient bénéficier d'une activité économique accrue, soulignant l'importance de la position stratégique des projets dans le cadre du LT2.

Afin de protéger les terres agricoles, le LT2 interdit certains projets sur les terres agricoles, y compris les terres situées dans les zones de cultures spéciales et les zones agricoles à fort rendement. Une évaluation des répercussions sur l'agriculture est requise pour les projets situés dans des zones agricoles à fort rendement, et les promoteurs qui se voient attribuer des contrats LT2 doivent en informer la SIERE et fournir les documents justificatifs, y compris remettre un rapport au service de l'aménagement de la municipalité concernée, au plus tard 18 mois après la date du contrat. Le fait de ne pas réaliser l'évaluation dans ce délai constitue un cas de défaut dans le cadre du contrat LT2.

Afin de renforcer la stratégie énergétique de l'Ontario, la SIERE a également lancé le deuxième **appel d'offres à moyen terme (le « MT2 »)** (en anglais seulement), le 15 novembre 2024. Le MT2 vise à rapatrier les ressources qui ont fait l'objet de contrats d'approvisionnement de la SIERE ayant expiré ou devant expirer avant le 20 avril 2029, et à encourager les investissements visant à prolonger la durée de vie d'exploitation de ces installations. Cet approvisionnement comprend également des volets énergie et capacité, l'accent étant mis sur le prix pour l'admissibilité.

Approvisionnement lié au transport d'électricité

La SIERE a annoncé ses dernières décisions de conception pour le **cadre de sélection des transporteurs** (*Transmitter Selection Framework*, le « CST »), un nouveau processus d'approvisionnement concurrentiel pour le transport d'électricité en Ontario, qui fait suite à une **directive du 10 juillet 2023 du ministère de l'Énergie de l'Ontario** (en anglais seulement).

Les promoteurs qui auront réussi à se qualifier au moyen d'une demande de qualification seront ajoutés à un registre de transporteurs d'électricité approuvés, habilités à soumissionner lors de futurs projets de transport. Pour être retenues, les propositions doivent bénéficier à tous les contribuables, avoir un coût estimé d'au moins 100 millions $, prévoir une tension nominale de 200 kilovolts ou plus ainsi qu'un délai d'approvisionnement d'au moins six ans.

Les promoteurs retenus dans le cadre du CST se verront attribuer des contrats partiels suivant la mise en exploitation commerciale, après quoi la CEO appliquera les mécanismes existants de réglementation des tarifs des services publics.

Les transporteurs doivent soumettre leurs coûts prévisionnels à l'examen de la CEO en déposant une demande relative au coût du service. Les revenus nécessaires, y compris les revenus après la date de mise en exploitation commerciale, seront fixés dans un contrat conclu avec la SIERE et intégrés dans les tarifs de transport uniformes (*Uniform Transmission Rates*, les « UTR »). Ce contrat partiel vise à maîtriser les coûts de conception et de construction en fixant un plafond fondé sur un plan d'exploitation et d'entretien à durée de vie fixe. Après l'expiration du contrat avec la SIERE, la CEO appliquera ses tarifs réglementés standards, en procédant à l'examen de tous les éléments de coût avant de les inclure dans les UTR. Cette structure mixte de revenus vise à établir un équilibre entre croissance économique concurrentielle et stabilité à long terme. La concurrence contribue à maintenir une pression à la baisse sur les prix, tandis que la réglementation des tarifs encourage les investissements de capitaux à grande échelle.

VÉHICULES ÉLECTRIQUES

Aperçu de la fabrication et des investissements

L'Ontario continue d'attirer d'importants investissements dans la fabrication de VE. Au cours des quatre dernières années, **45 milliards $** ont été investis en Ontario par des constructeurs automobiles internationaux, des fournisseurs de pièces, des fabricants de batteries de VE et de matériaux pour batteries. Les autorités fédérales, provinciales et municipales ont toutes soutenu de nouveaux projets de fabrication de VE. Voici quelques investissements notables réalisés au cours de l'année écoulée :

— Un investissement d'environ **5 milliards $** par NextStar Energy, une coentreprise entre LG et Stellantis qui construira une usine de fabrication de batteries à

la pointe de la technologie à Windsor, en Ontario. Le projet bénéficiera de contributions fédérales et provinciales totalisant potentiellement 18,6 milliards $ sur sa durée
de vie. Le gouvernement fédéral couvrira les deux tiers des subventions de production combinées pour NextStar et Volkswagen (PowerCo), tandis que l'Ontario fournira le tiers restant.

— Un investissement de plus de **575 millions $** par Goodyear pour moderniser son usine de Napanee, en mettant l'accent sur la production de pneus pour VE. Invest Ontario contribuera 20 millions $ à ce projet, avec 44,3 millions $ du Fonds stratégique pour l'innovation du gouvernement fédéral et environ 2 millions $ d'incitatifs de la part de la Ville de Greater Napanee, du Canton de Stone Mills et du Comté de Lennox et Addington.

— Un investissement d'environ **15 milliards $** par Honda Canada pour créer la toute première usine complète de montage de véhicules électriques au Canada. L'Ontario s'est engagé à verser jusqu'à 2,5 milliards $ pour ce projet au moyen de diverses mesures incitatives directes et indirectes, et le gouvernement fédéral fournira un soutien de l'ordre de 2,5 milliards $ au titre de crédits d'impôt fédéraux qui ont été proposés.

La hausse des investissements dans les VE s'appuie sur le plan de l'Ontario visant à créer une chaîne d'approvisionnement des VE et des batteries de calibre mondial. Dans son **Budget 2024**, le ministère des Finances de l'Ontario a souligné que « les ressources en matières premières, une forte intégration au secteur automobile américain et des engagements stratégiques clairs ont procuré au Canada un avantage par rapport à ses concurrents ». À mesure que les fabricants continuent de choisir l'Ontario pour leurs installations, la province d'Ontario se rapproche de son objectif de devenir un territoire de calibre mondial dans le secteur des VE.

Construction de l'infrastructure de recharge

Dans le cadre de l'attention accrue portée par la province aux VE, le ministère de l'Énergie de l'Ontario **étudie les possibilités** de réduire les tarifs d'électricité pour les bornes de recharge publiques pour VE. Cette mesure s'inscrit dans le cadre d'un objectif plus large visant à encourager la construction de l'infrastructure de recharge. Les règles actuelles n'encouragent guère la construction de bornes de recharge publiques pour VE dans les zones où le taux d'adoption des VE est faible. En raison des coûts d'électricité assumés par le promoteur et de la faiblesse des revenus permettant de couvrir ces coûts, les bornes de recharge situées dans les zones à faible utilisation « **ne sont pas construites ou encore fonctionnent à perte** ».

En conséquence, la CEO a mené des consultations publiques sur un nouveau tarif d'électricité à rabais applicable aux bornes de recharge pour VE dans les zones où l'utilisation de VE est faible. L'objectif est d'inciter les promoteurs d'infrastructures à construire des bornes de recharge supplémentaires dans ces zones. S'il est approuvé, le tarif d'électricité à rabais sera proposé aux fournisseurs de bornes de recharge publiques pour VE dans les zones où l'utilisation de VE est faible (entre 50 kilowatts (« kWh ») et 4 999 kW) à partir du 1er janvier 2026. Les résultats des consultations publiques, comme le taux d'électricité à rabais à appliquer, restent à déterminer.

Outre le tarif d'électricité à rabais, l'Ontario construit plus de **1 300 nouvelles bornes de recharge pour VE** dans les petites et moyennes collectivités. Ces nouvelles bornes de recharge font partie de l'« investissement de 63 millions de dollars du gouvernement pour construire des bornes de recharge accessibles au public dans les collectivités de moins de 170 000 habitants, ainsi que dans toute collectivité autochtone de l'Ontario ». Le gouvernement de l'Ontario a mis l'accent sur les petites collectivités et les collectivités mal desservies afin d'offrir plus de certitude aux conducteurs pendant leurs déplacements lorsqu'ils utilisent des VE.

Tarif d'électricité de nuit très bas

Enfin, le gouvernement de l'Ontario a récemment mis en œuvre son **tarif d'électricité de nuit très bas**. À partir de mai 2023, les clients de Toronto Hydro, London Hydro, Centre Wellington Hydro, Hearst Power, Renfrew Hydro, Wasaga Distribution et Sioux Lookout Hydro ont pu opter pour ce tarif. Ce tarif est conçu pour être particulièrement avantageux pour ceux qui rechargent leurs VE pendant la nuit, et aide à préparer le réseau à l'augmentation de la consommation d'électricité due aux VE.

RÉACTEURS NUCLÉAIRES ET PETITS RÉACTEURS MODULAIRES

En 2024, l'industrie nucléaire de l'Ontario a continué de miser sur ses réalisations de l'année dernière. Au début de l'année, le gouvernement de l'Ontario a annoncé qu'il soutenait le plan d'Ontario Power Generation (« OPG ») de **remise à neuf des unités « B » de la centrale nucléaire de Pickering**. OPG a terminé la phase de lancement du projet de remise à neuf et passe maintenant à la phase de définition du projet, la remise à neuf de la centrale nucléaire de Pickering devant être achevée d'ici

le milieu des années 2030. Dans le cadre de la phase de définition du projet, OPG est autorisée à signer un contrat de 2,1 milliards $ avec CanAtom, une coentreprise d'Aecon et d'AtkinsRéalis, pour l'ingénierie préliminaire et l'approvisionnement. La remise à neuf dépend de l'approbation réglementaire de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (la « CCSN »). Si la remise à neuf se poursuit, les unités « B » de la centrale nucléaire de Pickering devraient produire 2 000 MW d'électricité une fois la remise à neuf achevée, ce qui est suffisant pour alimenter deux millions de foyers.

Le gouvernement a également confirmé qu'**OPG avait achevé les travaux préliminaires** dans le cadre de son projet très surveillé de petit réacteur modulaire, et ce, dans le respect des délais et du budget. L'annonce du gouvernement précise qu'Aecon, le partenaire de construction du projet de nouvelle centrale nucléaire de Darlington, a amorcé la préparation du site principal.

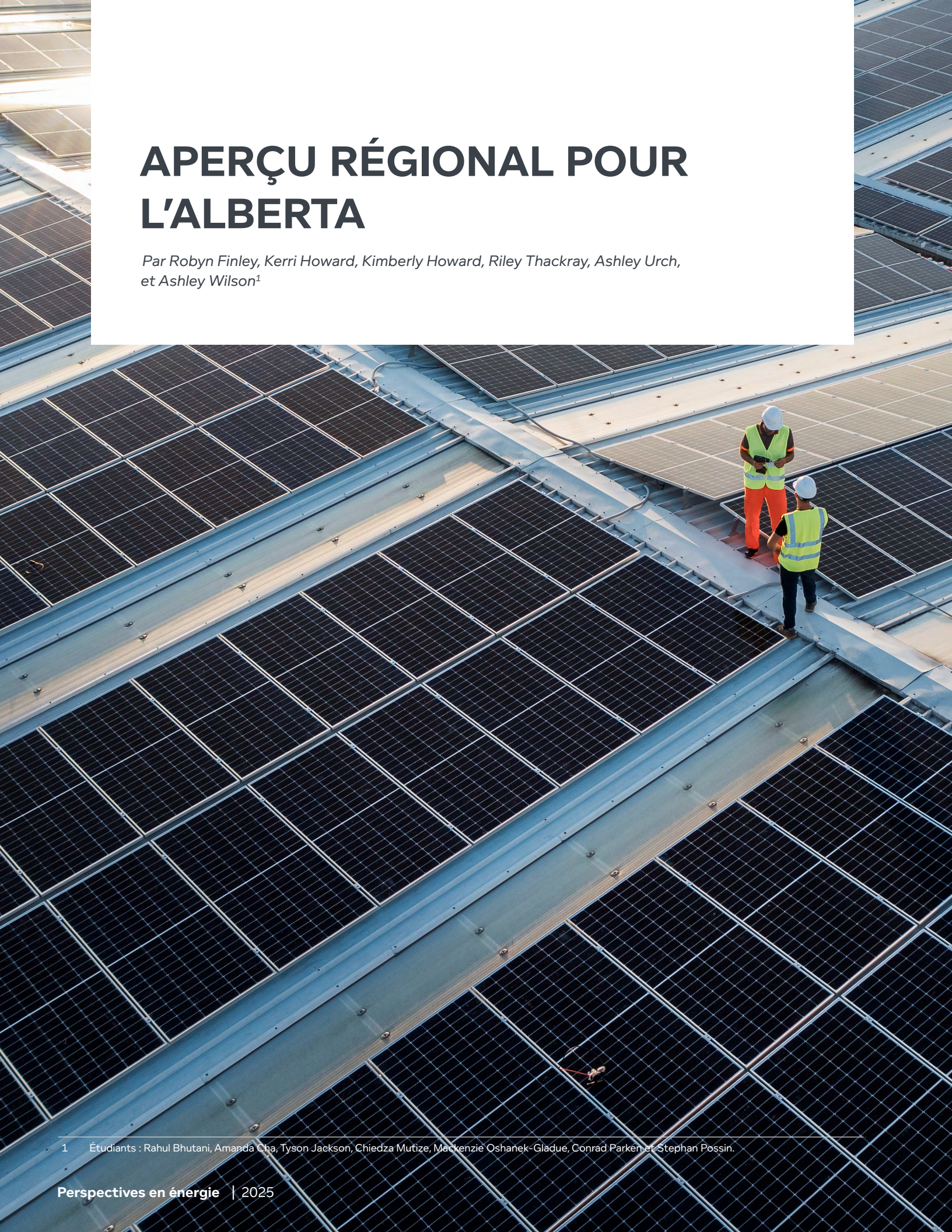
L'Ontario a également bénéficié d'un **financement fédéral pouvant atteindre 50 millions $** dans le cadre du Programme fédéral de prédéveloppement de l'électricité pour aider la société Bruce Power à évaluer de nouvelles possibilités de production d'électricité à Tiverton (Ontario), lesquelles pourraient alimenter jusqu'à 4,8 millions de maisons et d'entreprises dans la province. Ce projet représenterait à lui seul plus d'un quart de la nouvelle capacité nucléaire dont l'Ontario a besoin pour répondre à sa demande d'électricité propre en 2050, comme l'a recommandé la SIERE. En outre, Bruce Power **a soumis sa description initiale** du projet de centrale nucléaire Bruce C à l'Agence d'évaluation d'impact du Canada. Cette soumission fait partie du processus fédéral d'évaluation d'impact, qui évaluera l'ajout d'une production d'électricité pouvant aller jusqu'à 4 800 MW sur le site de Bruce Power.

En avril, le gouvernement a accueilli un investissement de 80 millions $ de BWX Technologies, Inc. pour **agrandir son installation de fabrication de combustible nucléaire de Cambridge**, ce qui créera de nouveaux emplois spécialisés et syndiqués, soutiendra les efforts continus des centrales nucléaires existantes de Darlington, Bruce et Pickering, et renforcera le leadership mondial de l'Ontario dans le domaine des nouvelles technologies nucléaires. La construction du projet d'expansion devrait commencer au troisième trimestre de 2024 et s'achever au début de 2026.

Après plus d'une décennie de collaboration avec les communautés hôtes potentielles, la Société de gestion des déchets nucléaires (la « SGDN ») a annoncé en novembre avoir choisi la **Nation ojibwée de Wabigoon Lake et le canton d'Ignace comme collectivités hôtes du futur site du dépôt géologique en profondeur du Canada pour le combustible nucléaire irradié**. Cette étape importante s'inscrit dans le processus de gestion adaptative progressive de la SGDN, établi en 2007 pour la gestion sûre et à long terme des déchets nucléaires, et respecte les meilleures pratiques internationales. Le projet va maintenant faire l'objet d'un processus d'examen approfondi de l'organisme de réglementation, comprenant l'octroi d'une autorisation par la CCSN et une évaluation d'impact intégrée.

APERÇU RÉGIONAL POUR L'ALBERTA

Par Robyn Finley, Kerri Howard, Kimberly Howard, Riley Thackray, Ashley Urch, et Ashley Wilson[1]



1 Étudiants : Rahul Bhutani, Amanda Cha, Tyson Jackson, Chiedza Mutize, Mackenzie Oshanek-Gladue, Conrad Parken et Stephan Possin.

Aperçu régional pour l'Alberta

L'Alberta a connu une autre année bien remplie, marquée par le soutien au secteur de l'énergie et la réforme du marché de l'électricité, qui ont été les principaux vecteurs de changement dans notre paysage politique et réglementaire. Après la pause réglementaire sur les énergies renouvelables et l'intention déclarée du gouvernement de l'Alberta (la « Province ») de continuer à contester les initiatives fédérales de réduction des émissions, nous observons un soutien constant à une industrie pétrolière et gazière forte et à la production conventionnelle, conjuguée à initiatives de diversification énergétique.

L'Alberta traverse une transformation majeure de son marché de l'électricité avec l'instauration d'un marché de l'énergie restructuré (*Restructured Energy Market*, le « REM »). L'objectif du REM est de garantir une production d'énergie stable, fiable et abordable. Au fur et à mesure que le REM se met en place, les parties prenantes doivent naviguer à travers l'incertitude sur le marché, tout en explorant les occasions de développement et d'acquisition de projets.

N'oublions pas non plus nos initiatives de transition énergétique, avec la signature des premiers contrats de location (*Carbon Sequestration Lease Agreements*) visant des installations de captage et de stockage du carbone dans la Province, parmi les nombreux autres projets annoncés et développements survenus dans nos secteurs énergétiques émergents. L'année 2025 s'annonce passionnante pour le secteur de l'énergie en Alberta, alors que nous cherchons à équilibrer des objectifs et des initiatives concurrentes pour progresser vers un avenir énergétique durable.

DÉVELOPPEMENTS LIÉS AU MARCHÉ

Pause réglementaire sur les projets d'énergie renouvelable

En août 2023, la Province a émis un décret[2] en vertu duquel l'*Alberta Utilities Commission* (l'« AUC ») a reçu l'ordre de mener une étude sur le développement économique et l'exploitation ordonnés et efficaces de la production d'électricité en Alberta, et d'en faire rapport au ministre de l'Abordabilité et des Services publics (*Minister of Affordability and Utilities*, le « MAU »). La Province a également publié un deuxième décret[3] promulguant le Règlement sur la pause dans les approbations de production (*Generation Approvals Pause Regulation)*[4], qui empêche l'AUC d'accorder des autorisations à l'égard de toute installation hydroélectrique ou centrale électrique produisant de l'électricité renouvelable jusqu'au 29 février 2024, sous réserve de certaines exceptions (la « pause sur les énergies renouvelables »). Le 28 février 2024, la Province a levé la pause sur les énergies renouvelables et, à la suite du **Module A de l'étude** de l'AUC et du rapport qui en a découlé, a **annoncé** une orientation de politique (l'« Orientation de politique ») confirmant son intention d'accélérer les modifications d'ordre politique, législatif et réglementaire qu'elle estimait nécessaire d'apporter au régime des énergies renouvelables en Alberta. L'Orientation de politique a été complétée par l'**annonce** du nouveau règlement *Electric Energy Land Use and Visual Assessment Regulation* (le « Règlement sur l'utilisation des

2 Order in Council (171/2023)
3 Order in Council (172/2023)
4 Alta Reg 108/2023

terres et l'évaluation »)[5], ainsi que par les modifications apportées au règlement *Activities Designation Regulation*[6] (le « Règlement sur les activités ») et au règlement *Conservation and Reclamation Regulation*[7] (le « Règlement sur la conservation »), qui peuvent être résumées comme suit :

- **Terres agricoles.** L'AUC a été chargée d'adopter une approche « l'agriculture d'abord » lors de l'évaluation des propositions de développement d'énergies renouvelables, en veillant à ce que les prairies indigènes, les terres irrigables et les terres productives de l'Alberta restent disponibles pour la production agricole et ne soient pas affectées par les futurs projets de production d'électricité de source renouvelable. À l'appui de cette approche, la Province n'autorisera plus les projets de production d'énergie renouvelable sur les terres de classe 1 et de classe 2, telles que classifiées selon le système *Alberta Land Suitability Rating System*[8], à moins qu'un promoteur ne puisse démontrer que les cultures et/ou l'élevage du bétail et la production d'énergie renouvelable peuvent coexister. Une évaluation de l'irrigabilité (l'« évaluation de l'irrigabilité ») doit être réalisée par les promoteurs et examinée par l'AUC. En vertu du Règlement sur l'utilisation des terres, un promoteur qui dépose une demande visant la construction ou l'exploitation d'une installation électrique située dans la « zone blanche »[9] peut être tenu de soumettre une évaluation de l'irrigabilité effectuée par l'AUC.

- **Garantie financière pour la remise en état.** L'Orientation de politique annonçait que la Province mettrait en œuvre les politiques et les outils nécessaires pour qu'en ce qui concerne les autorisations délivrées à partir du 1er mars 2024, les promoteurs assument les coûts de remise en état des terres à la fin de vie des projets, et fournissent à la Province des cautionnements ou garanties d'un montant établi par celle-ci. Conformément aux modifications apportées au Règlement sur les activités et au Règlement sur la conservation, des exigences cohérentes en matière de remise en état sont requises pour toutes les formes d'activités liées aux énergies renouvelables. Cela comprend des exigences de garantie financière obligatoire pour la remise en état ainsi qu'une exigence de garantie financière obligatoire pour les projets situés sur des terres privées. Le dépôt d'un cautionnement ou d'une autre forme de garantie étant obligatoire, les promoteurs de projets d'énergie renouvelable devront assumer les coûts de remise en état des terres. Cette garantie liée à la remise en état sera fournie directement à la Province ou pourra être négociée avec les propriétaires fonciers lorsque des preuves suffisantes auront été présentées à l'AUC.

- **Zones protégées.** Conformément au Règlement sur l'utilisation des terres et l'évaluation, les « paysages vierges » sont préservés par l'établissement de « zones tampons » où les nouveaux projets éoliens ne seront plus autorisés. D'autres aménagements proposés dans les zones tampons pourraient nécessiter une évaluation de l'impact visuel à soumettre à l'autorité de réglementation compétente pour examen. Tout projet de production électrique proposé dans une zone d'évaluation de l'impact visuel, désignée comme telle par la Province, devra faire l'objet d'une évaluation de l'impact visuel avant d'être approuvé.

- **Terres de la Couronne.** La Province permettra l'aménagement de centrales de production d'énergie renouvelable sur les terres de la Couronne au cas par cas. La Province a l'intention de mener, en collaboration avec les parties prenantes, y compris les parties autochtones concernées, un processus de consultation utile, afin d'élaborer un cadre de politique pour la production d'énergie renouvelable sur les terres de la Couronne. Les modifications législatives qui en découleront sont attendues vers la fin de l'année 2025.

- **Municipalités.** L'AUC s'emploie actuellement à modifier ses règles afin : (i) d'accorder automatiquement aux municipalités le droit de participer aux audiences de l'AUC; (ii) de permettre aux municipalités de demander le remboursement des coûts lié à cette participation et à l'examen; et (iii) de conférer aux municipalités le droit d'examiner les règles relatives aux exigences de soumission des municipalités tout en clarifiant les exigences en matière de consultation.

Développements liés au captage, à l'utilisation et au stockage du carbone (« CUSC »)

Au cours de l'été 2024, le **premier bail de captage et de stockage du carbone** (*Sequestration Lease Agreement*, ci-après un « SLA ») pour le stockage du CO_2 conformément

5 Alta Reg 203/2024
6 Alta Reg 276/2003
7 Order in Council (369/2024)
8 Les terres de classe 1 sont celles dont la croissance n'est pas ou peu limitée, tandis que les terres de classe 2 sont celles dont la croissance est un peu limitée. À noter que l'Alberta n'a pas de terres de classe 1.
9 La « zone blanche » est la partie de l'Alberta délimitée et colorée en blanc sur la carte annexée à l'arrêté ministériel 71/85.

au processus d'appel d'offres de la Province visant les installations de stockage du carbone, a été signé entre la Province, Shell et ATCO EnPower relativement à l'installation de stockage du carbone appelée Atlas. Cet accord, salué comme une entente historique pour l'aménagement d'installations de CUSC en Alberta, a finalement conduit à la publication par la Province d'un modèle standard de SLA que les autres promoteurs d'installations devront signer pour faire avancer leurs projets en Alberta[10].

Alors que la Province continue d'encourager le développement d'infrastructures de CUSC à grande échelle, vers la fin de l'année 2023, elle a publié les directives pour les demandes visant des projets de captage et de stockage du carbone à petite échelle et dans les régions éloignées (*Small-Scale and Remote Carbon Sequestration Tenure*)[11], autorisant les projets de CUSC en dehors du cadre strict du modèle d'installation de CUSC à grande échelle, qui répondent aux critères prescrits, notamment que les terres faisant l'objet des demandes ne peuvent pas chevaucher celles visées par des ententes existantes de captage et de stockage du carbone ou des concessions d'espace interstitiel (y compris des zones d'intérêt pour les promoteurs d'installations et faisant l'objet de baux relatifs au réservoirs conventionnels dans le sous-sol). Les demandeurs doivent présenter une analyse d'affaires expliquant pourquoi ils ont besoin de l'installation de captage et de stockage du carbone, en décrivant la source des émissions et le calendrier prévu pour le projet, et en expliquant pourquoi le captage et le stockage du carbone dans une installation proposée ne sont pas viables (calendrier, aspects économiques, distance, etc.).

Développements liés au programme d'incitation au captage du carbone

Le programme d'incitation au captage du carbone de l'Alberta (**Alberta Carbon Capture Incentive Program**, l'« ACCIP ») a vu ses détails annoncés par la Province en avril 2024 et vise à soutenir et à accélérer le développement des infrastructures de CUSC. L'ACCIP joue un rôle essentiel dans la stratégie de l'Alberta visant à rester à l'avant-garde des développements de CUSC et de la durabilité environnementale.

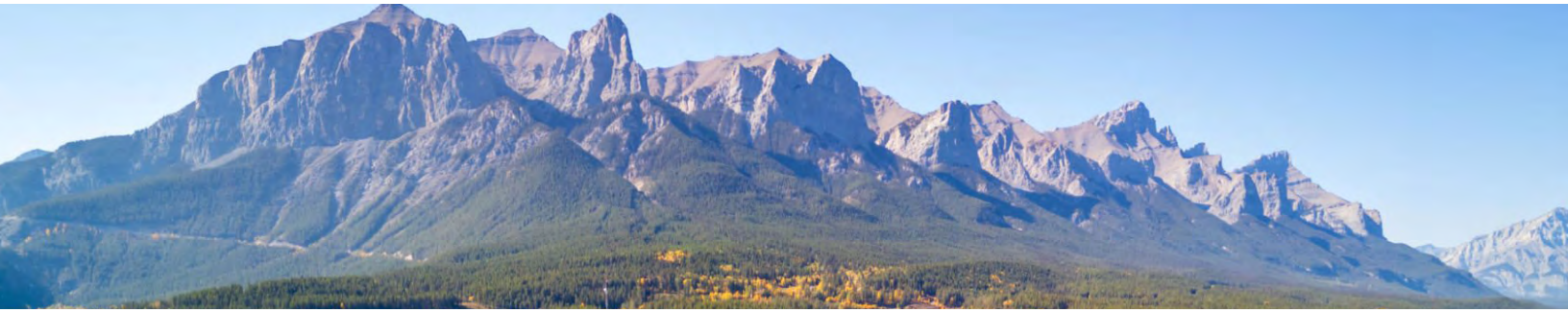
L'ACCIP offre une subvention de 12 % sur les coûts d'investissement sur les nouvelles installations de CUSC admissibles. La subvention est versée en trois tranches sur trois ans, à compter de la première année d'exploitation. Il est important de noter que l'ACCIP visera des projets dans divers secteurs, tels que les sables bitumineux, la production de pétrole et de gaz, la récupération assistée du pétrole, la pétrochimie, la production d'électricité, le secteur manufacturier et la production de ciment.

L'ACCIP est conçu comme complément aux incitatifs fédéraux, en particulier le crédit d'impôt à l'investissement CUSC (le « CII-CUSC »), qui offre d'importants avantages fiscaux aux entreprises qui investissent dans les technologies de CUSC. Même si l'ACCIP est en grande partie aligné sur le CII-CUSC, il offre une certaine souplesse dans les cas où le crédit d'impôt fédéral ne s'applique pas. Par exemple, l'ACCIP soutiendra les projets permettant le captage et le stockage permanents du CO_2, ce qui inclut la récupération assistée du pétrole, laquelle est expressément mentionnée comme une « utilisation non admissible » dans le cadre du CII-CUSC.

Les projets admissibles doivent être situés en Alberta et porter sur le captage, la compression, le stockage ou l'utilisation du CO_2. Ces projets sont admissibles rétroactivement pour les coûts engagés à compter du 1er janvier 2022, comme pour le CII-CUSC. Cependant, les projets qui ont reçu un financement dans le cadre du programme *Petrochemical Incentives Program* de l'Alberta ou d'autres régimes de redevances ne peuvent pas faire l'objet d'avantages en double pour les mêmes dépenses.

L'ACCIP sera financé par le *Technology Innovation and Emissions Reduction Fund* de l'Alberta, qui est alimenté par

10 À noter que depuis la signature du SLA par Shell/ATCO EnPower, d'autres promoteurs d'installations autorisées par la Province ont conclu des SLA.
11 *Alberta, Small-scale and remote carbon sequestration tenure: Application guidelines*, 12 sept. 2023, **en ligne**.



les entreprises qui achètent des crédits de carbone pour atteindre les cibles d'émission. Le financement total devrait se situer entre 3,2 et 5,3 milliards $ CA jusqu'en 2035.

PRINCIPAUX DÉVELOPPEMENTS EN 2024

Développements liés au marché restructuré de l'énergie en Alberta

Contexte

Le 2 août 2023, la Province a émis un décret[12] en vertu duquel l'AUC a reçu l'ordre de mener une étude sur le développement économique et l'exploitation, ordonnés et efficaces, de la production d'électricité en Alberta, et d'en faire rapport au MAU.

Le 11 mars 2024, le MAU **a ordonné à** l'*Alberta Electric System Operator* (« AESO ») de commencer à rédiger une proposition de conception technique pour le REM. Cette directive a été influencée par les recommandations formulées dans les rapports respectifs de l'AESO[13] et de l'administrateur chargé de la surveillance du marché (*Market Surveillance Administrator*, le « MSA »)[14]. Le rapport de l'AESO a dévoilé son plan préliminaire pour le REM et la stratégie choisie pour améliorer la fiabilité du système et le rendre plus abordable.

Le 3 juillet 2024, le MAU a adressé **une lettre d'orientation** à l'AESO concernant les décisions de politique prises par le gouvernement pour faire avancer la conception du REM. Plus précisément, l'AESO a reçu l'ordre de procéder à ce qui suit :

— la mise en place d'un marché du lendemain (*day-ahead market*) obligatoire;

— la possibilité que le prix de l'énergie soit déterminé par les offres stratégiques des intervenants du marché, tout en faisant appel à des mesures d'atténuation du marché pour limiter un éventuel exercice excessif du pouvoir de marché;

— le maintien d'un prix uniforme de l'électricité à l'échelle de la province;

— le maintien des composantes suivantes du REM, telles qu'elles sont décrites dans l'avis confidentiel de l'AESO au MAU, « *Security Constrained Economic Dispatch* », concernant les intervalles de règlement plus courts, une révision du plancher et du plafond des prix ainsi que la co-optimisation des services énergétiques et auxiliaires.

La confirmation par le MAU de l'orientation de politique concernant la conception du REM a permis à l'AESO de se concentrer sur les aspects précis de cette conception, garantissant ainsi le développement d'un marché viable.

L'AESO a stratégiquement divisé le REM en six axes de travail ciblés afin de faciliter le processus de conception : 1) instauration d'un marché du lendemain; 2) établissement des prix et marché des réserves énergétiques; 3) participation aux interconnexions; 4) atténuation du pouvoir du marché; 5) optimisation de la répartition et 6) délais de règlement plus courts. Pour chaque axe de travail, l'AESO a publié un document d'options détaillé. Chaque document présentait plusieurs options pour chaque axe de travail dans les limites de l'orientation de la Province, ce qui a servi de point de départ à la consultation lors des sprints de conception.

Sprints de conception

Entre le 10 septembre et le 28 novembre 2024, l'AESO a mené une série de six sprints de conception intensifs, s'étendant sur 24 jours au total et comprenant environ 200 heures de consultation des parties prenantes. Ces sessions interactives ont été menées à la fois en personne et virtuellement, afin d'assurer une large accessibilité et participation. Les ateliers comprenaient des présentations détaillées de l'AESO sur les aspects de la conception, ainsi que des analyses de consultants tiers. Les sprints ont été organisés de manière à faciliter un dialogue et à solliciter la rétroaction des participants, et ce, en permanence.

Résultats des axes de travail

Après les six premiers sprints de conception du REM, l'AESO a publié un document de conception de haut niveau appelé **High-Level Design** couvrant chaque élément de la conception du marché, en intégrant les commentaires des parties prenantes issus des sprints de conception. Les parties prenantes ont jusqu'au 27 janvier 2025 pour faire part à l'AESO de leurs commentaires sur le High-Level Design. Comme indiqué en détail dans le High-Level Design, les six éléments clés de la conception du REM sont les suivants :

— Nouveaux marchés du lendemain (*day-ahead markets*) : le marché financier du lendemain et l'engagement physique du lendemain (*day-ahead commitment*) facilitent la détermination des prix et répondent aux besoins de fiabilité.

12 **Order in council (171/2023)**
13 *Alberta's Restructured Energy Market, AESO Recommendation to the Minister of Affordability and Utilities*, 31 janvier 2024, **en ligne (Avis de l'AESO au ministre)**.
14 *Advice to support more effective competition in the electricity market: Interim action and an Enhanced Energy Market for Alberta*, 21 décembre 2023, **en ligne**.

— Nouveaux produits de réserve : les nouveaux produits soutiennent les marchés pour les attributs de fiabilité pour équilibrer l'offre et la demande en temps réel.

— Répartition pour la gestion de la fiabilité : de meilleurs outils sont nécessaires pour gérer un réseau de plus en plus complexe.

— Large fourchette de prix et tarification selon la rareté : de meilleures valeurs pour l'énergie et les attributs liés à la fiabilité seront communiquées lorsqu'elles sont le plus nécessaires, sans avoir à s'en remettre aux mesures prises par les participants les plus importants.

— Co-optimisation : les coûts d'exploitation des produits de réserve seront réduits au minimum en permettant à un produit de répondre aux besoins d'un autre.

— Mesures d'atténuation du pouvoir de marché : le déploiement de mesures de protection efficaces contre un pouvoir de marché excessif permettra d'assurer des résultats abordables pour les consommateurs.

MIse en œuvre

	Comment il sera mis en œuvre (sur la base de la conception de haut niveau)
Nouveaux marchés du lendemain (*day-ahead markets*)	— Marché financier du lendemain - compensé pour la demande qui choisit de participer (volontaire) — Les fournisseurs doivent faire une offre, des offres stratégiques (rétention économique) sont permises — L'AESO achète des engagements physiques du lendemain (DAC) pour répondre à la prévision de charge nette, plus une certaine incertitude, auprès de sources qualifiées
Nouveaux produits de réserve	— Exigences en matière d'éligibilité et de qualification pour la neutralité technologique — Répartition automatisée grâce à la répartition économique en fonction des contraintes de sécurité (SCED), le coût d'opportunité étant pris en compte dans les prix — Création de nouvelles réserves d'exploitation
Répartition pour la gestion de la fiabilité	— Nouvelles technologies de l'information pour compléter le SCED - prendre en compte les contraintes et les exigences du système dans la programmation horaire du lendemain (day-ahead) et en temps réel (5 minutes). — Fixation uniforme des prix dans un lieu de référence non encombré — La congestion est gérée par des offres de fournisseurs d'accès aux systèmes
Large fourchette de prix et tarification selon la rareté	— Prix plafond de 3 000 $/MWh - prix plancher de 100 $/MWh — Courbe de prix de rareté administrative inclinée pour refléter la rareté croissante entre le plafond d'offre de 800 $/MWh et le plafond de prix de 3 000 $/MWh.
Co-optimisation	— Les prix de l'énergie et de la réserve d'exploitation sont fixés par l'optimisation des offres afin d'obtenir les coûts totaux de livraison les plus bas et de signaler la valeur de rareté en cas de pénurie.
Atténuation du pouvoir de marché	— Plafond de l'offre 800 $/MWh sur le marché en temps réel — Plafonnement de l'offre secondaire avec affinement des paramètres pour assurer une génération adéquate de revenus tout en fournissant des garde-fous pour protéger les consommateurs d'un exercice excessif du pouvoir de marché. — Atténuation localisée du pouvoir de marché sur les offres dans les poches de flux contraints

Source: **AESO REM Information Session Presentation** (12 décembre 2024) (page 16)

Directives supplémentaires du MAU et déploiement du REM

Le 10 décembre 2024, le MAU a publié des directives supplémentaires concernant la conception du marché du REM. Dans cette **Lettre**, le MAU demande à l'AESO de poursuivre la conception technique du REM, telle qu'elle est décrite dans la lettre d'orientation du 3 juillet 2024, sous réserve des décisions suivantes, de sorte que l'AESO devra :

- concevoir un mécanisme de gestion de la congestion fondé sur le marché qui reconnaît la place des producteurs existants, procure aux producteurs concernés un moyen de gérer le risque de répartition découlant des contraintes de congestion, et tient compte du rôle joué par la charge modulable et le stockage de l'énergie. Tout revenu dégagé par ce mécanisme sera appliqué au coût des projets de transmission donnant la priorité aux zones congestionnées de la Province;
- poursuivre un engagement fort avec les parties prenantes sur l'élaboration des règles applicables aux exploitants de réseau autonome (*Independent System Operator*, ci-après les « Règles ISO ») visant la mise en œuvre du REM, tout en veillant à respecter les objectifs de la Province en matière de fiabilité, d'abordabilité, d'attrait de l'investissement, d'efficience économique et de durabilité;
- élaborer un cadre de tarification de l'énergie conformément aux orientations qui seront précisées dans la législation;
- collaborer dans le cadre d'une initiative menée par l'AUC visant le déploiement du règlement à 5 minutes pour les charges, les producteurs et les interconnexions raccordés au réseau de transport d'ici 2032 et pour toutes les charges d'ici 2040.

La Province demande à l'AESO de poursuivre l'élaboration de la conception détaillée du REM en consultation avec les parties prenantes, pour qu'elle soit finalisée avant la fin de l'année 2025. Quant au déploiement du REM, la Province a indiqué qu'elle présenterait les outils de politique nécessaires pour permettre à l'ensemble initial de Règles ISO requises pour le REM d'être promulguées par voie législative. Selon cette approche, les règles initiales du REM seront promulguées, mais n'entreront pas en vigueur avant la fin de l'année 2025. L'AESO continuera à travailler avec les parties prenantes à l'élaboration d'un plan de déploiement qui tienne compte de l'état de préparation global de l'industrie pour la transition du marché.

Une fois mises en œuvre les règles du REM et la nouvelle infrastructure des systèmes de marché de l'AESO, une période intérimaire débutera. Au cours de cette période, un mécanisme sera mis en place pour permettre à l'AESO de corriger rapidement les éventuelles défaillances techniques des règles du REM. Le nouveau marché fonctionnera ensuite pendant un certain temps avant que la période intérimaire ne prenne fin.

À la fin de la période intérimaire et au-delà, toute proposition de modification des règles du REM devra être approuvée par l'AUC conformément à la procédure établie pour les Règles ISO.

Développements liés à l'examen de la politique de transport

À la suite des réformes décrites dans la **lettre d'orientation** de la Province du 3 juillet 2024, la Province, dans une autre **lettre d'orientation** publiée le 10 décembre 2024, a annoncé des directives supplémentaires sur les responsabilités de l'AESO en matière de planification du réseau de transport et d'élaboration des tarifs de l'ISO. Les directives sont notamment les suivantes :

- Mise en œuvre d'un cadre de répartition des coûts pour les nouvelles infrastructures de transport fondé sur les principes d'origine des coûts en exigeant des nouveaux producteurs qu'ils contribuent aux coûts des infrastructures de transport en remplaçant la contribution du propriétaire de l'unité de production (*Generating Unit Owner's Contribution*) par un paiement initial non remboursable à titre de paiement de renforcement de l'infrastructure de transport (*Transmission Reinforcement Payment*, ci-après un « TRP ») :
  - ces paiements auront un plancher de 0 $/mégawatt et aucune limite supérieure. Ils sont destinés à s'appliquer aux producteurs raccordés au réseau de transport et à ceux raccordés au réseau de distribution;
  - les taux de TRP seront calculés en fonction de la proximité des fournisseurs par rapport à la capacité de transport, de leurs attributs et caractéristiques techniques et des coûts du renforcement du réseau de transport.
- Récupération des pertes en ligne au moyen d'une moyenne à l'échelle du réseau à partir du 1er janvier 2027.

- Obligation pour l'AESO de faire ce qui suit :
  - déposer un document d'identification des besoins pour le projet de restauration des interconnexions de l'Alberta (*Alberta Intertie Restoration Project*) d'ici le 31 décembre 2026, afin de restaurer l'interconnexion Alberta-Colombie-Britannique à 950 mégawatts ou presque;
  - acheter et maintenir des niveaux élevés de services auxiliaires pour soutenir les flux d'importation complets sur l'interconnexion Alberta-Colombie-Britannique et la ligne d'interconnexion Montana-Alberta;
  - augmenter la capacité de l'interconnexion Alberta-Saskatchewan dans le cadre du remplacement du convertisseur McNeill en fin de vie utile, afin de tirer parti de la capacité de transport existante dans la région;
  - supprimer l'obligation d'achat en régime de concurrence pour les mises à niveau ou les améliorations apportées à la capacité des interconnexions.

Afin de mettre en œuvre rapidement d'autres modifications de la politique de transport, la Province a également demandé à l'AESO d'entamer une consultation avec les parties prenantes.

Projet de loi 18 (*Provincial Priorities Act*)

Le 10 avril 2024, la Province a présenté le projet de loi 18, connu sous le nom de *Provincial Priorities Act*[15] (« Loi sur les priorités provinciales »), dont le but déclaré est de garantir que les accords conclus avec le gouvernement fédéral demeurent en tout temps conformes aux objectifs stratégiques et aux engagements financiers de la Province.

La Loi sur les priorités provinciales a reçu la sanction royale le 30 mai 2024 et devrait entrer en vigueur au début de l'année 2025, une fois les règlements finalisés. À l'heure actuelle, les procédures détaillées d'obtention des autorisations provinciales requises ne sont pas connues, non plus que les exemptions. La Loi sur les priorités provinciales s'appliquera aux accords intergouvernementaux conclus par les « entités provinciales » (*provincial entities*, p. ex. municipalités, établissements publics d'enseignement postsecondaire et organismes contrôlés par la Couronne), mais ne s'appliquera pas rétroactivement aux accords ou projets existants. Toutefois, il semble que la Loi sur les priorités provinciales s'appliquera à tout renouvellement, toute modification ou prolongation de ces accords préexistants. À l'avenir, avant d'initier, de modifier, de prolonger ou de renouveler un accord intergouvernemental avec des entités du gouvernement fédéral, les « entités provinciales » devront obtenir l'autorisation préalable de la Province, sous peine de rendre l'accord en question invalide et sans effet.

15 SA 2024, c P-35.5

Altius Royalty Corporation c. Alberta

Le 4 avril 2024, la Cour d'appel de l'Alberta (la « Cour ») a rendu un jugement dans l'affaire *Altius Royalty Corporation v Alberta*[16] (« *Altius* »), qui clarifie la manière dont l'expropriation déguisée s'applique au plan de la Province visant à éliminer progressivement les émissions liées à la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030. Altius Royalty Corporation, Genesee Royalty Limited Partnership et Genesee Royalty GP Inc. (collectivement, les « appelantes ») détenaient des droits de redevance dans la mine de charbon de Genesee, laquelle alimente la centrale électrique de Genesee qui fournit de l'énergie à la ville d'Edmonton. Le gouvernement du Canada et la Province (les « défendeurs ») ont respectivement introduit une législation visant à éliminer progressivement la production d'électricité à partir du charbon et ont conclu des accords d'élimination du charbon (*Off-Coal Agreements*, ci-après les « accords d'élimination du charbon ») avec les propriétaires d'installations de production d'électricité à partir de charbon afin de mettre un terme à ce type de production à fortes émissions. Les appelantes ont fait valoir que la législation des défendeurs et les accords d'élimination du charbon équivalaient à une expropriation déguisée puisqu'elle les empêchait de percevoir des redevances liées à leur participation dans la mine après 2030. Le critère de l'expropriation déguisée nécessitant une indemnisation requiert : 1) l'acquisition d'un intérêt bénéficiaire dans le bien ou découlant de celui-ci (un « bénéfice »); et 2) la suppression de toutes les utilisations raisonnables du bien.

La Cour a conclu que pour qu'il y ait expropriation déguisée, l'intérêt prétendument exproprié doit être suffisamment proche d'un droit de propriété pour pouvoir être acquis, et qu'il doit y avoir une certaine correspondance entre les intérêts expropriés et les intérêts acquis. Les appelantes ont fait valoir que le bénéfice conféré aux défendeurs est une réduction des dépenses en matière de santé et d'environnement et que, puisqu'un montant peut être attribué à ces dépenses, le bénéfice est de la nature d'un droit de propriété. La Cour a jugé qu'un bénéfice public généralisé ne peut constituer un bénéfice pour la Couronne, au sens du critère de l'expropriation déguisée. Par conséquent, la Cour n'a pas examiné la deuxième étape du critère.

L'objectif de politique publique du gouvernement du Canada sous-tendant la réglementation de la production d'électricité à partir du charbon n'était pas un bénéfice afférent à la propriété privée revenant à la Couronne. En outre, la perte de redevances subie par les appelantes découlait de la décision des propriétaires d'installations de production d'électricité à partir de charbon de cesser leurs activités à la lumière de leurs accords privés d'élimination du charbon conclus avec la Province, et non d'une expropriation déguisée.

En conclusion, la Cour a précisé qu'elle n'élargirait pas l'interprétation du critère d'expropriation déguisée pour englober les situations où la réglementation a une incidence sur les redevances dans le secteur de l'énergie de la Province. La décision rendue dans l'affaire *Altius* suggère que les parties alléguant une expropriation déguisée à l'égard des redevances sur le charbon en réponse à une législation visant l'élimination du charbon ou à des accords d'élimination du charbon pourraient se heurter à une réticence de la part des tribunaux.

MODIFICATIONS APPORTÉES À LA RÉGLEMENTATION

Modification de la règle 007 de l'AUC

Mise à jour de la procédure d'examen des demandes de l'AUC à la suite de la pause sur les énergies renouvelables

Comme nous l'avons indiqué précédemment, la pause réglementaire sur les énergies renouvelables, qui empêchait l'AUC de délivrer des autorisations pour les nouvelles centrales électriques et les installations hydroélectriques produisant de l'électricité renouvelable de plus de 1 mégawatt, a expiré le 29 février 2024. Depuis le 1er mars 2024, l'AUC a recommencé à rendre des décisions sur les demandes visant les centrales électriques concernées.

Exigences provisoires renforcées en matière d'information

En septembre 2023, l'AUC a introduit des **exigences provisoires en matière d'information** pour les nouvelles demandes visant des centrales électriques (éoliennes, solaires, thermiques, hydroélectriques et autres) et relatives à des terres agricoles, des paysages, la sécurité de la remise en état et l'utilisation des terres municipales. En fonction des commentaires des parties prenantes et des lignes directrices de la Province, l'AUC continuera à utiliser ces exigences, avec les détails supplémentaires suivants sur le dépôt de garanties en matière de remise en état :

1. un rapport de tiers estimant les coûts de remise en état, y compris la valeur de récupération des éléments du projet;

16 **2024 ABCA 105**

2. explication de la forme de garantie financière choisie, de ses caractéristiques et de la manière dont le créancier garanti peut réaliser la garantie en cas de défaillance du projet.

Les nouvelles demandes visant des centrales électriques et des installations de stockage d'énergie déposées après le 2 mai 2024 doivent satisfaire à la fois aux exigences actuelles de la règle 007 (*Rule 007*) et à ces exigences provisoires renforcées. À l'avenir, il est important de noter que les règles sont encore en cours de finalisation et que les consultations publiques en cours façonneront les exigences définitives. Les exigences provisoires en matière d'information sont en vigueur jusqu'à nouvel ordre.

Des modifications supplémentaires sont entrées en vigueur le 28 mars 2024, clarifiant les exigences relatives à la durée de vie des installations de stockage d'énergie et aux demandes d'exemptions pour les petites centrales électriques, les petites installations de stockage d'énergie et les unités de production dites isolées, comme suit :

— **Installation de stockage d'énergie :** les renseignements requis pour la modification, la mise hors service et la récupération d'une installation de stockage d'énergie, ainsi que l'annulation ou la prolongation de la date d'achèvement de la construction d'une telle installation ont été ajoutées dans un article distinct;

— **Exemption de l'obligation de dépôt d'une demande :** les propriétaires de petites centrales électriques, de petites installations de stockage d'énergie et d'unités de production situées dans une collectivité isolée sont dispensés de déposer une demande auprès de l'AUC si la construction ou l'exploitation des petites centrales électriques, des petites installations de stockage d'énergie et des unités de production dites isolées : (i) n'a pas d'incidence directe et importante sur une personne; (ii) n'a pas d'incidence défavorable sur l'environnement; et (iii) remplit les exigences de la règle 012 (*Rule 012*) de l'AUC sur le contrôle du bruit.

Règlement sur l'utilisation des terres et l'évaluation

Comme discuté plus amplement dans la section du le Droit de l'environnement de la présente publication, le Règlement sur l'utilisation des terres et l'évaluation s'applique généralement aux demandes de construction ou d'exploitation de centrales électriques[17] sous le régime de la règle 007, mais il ne s'applique pas à ce qui suit : a) la construction ou l'exploitation (i) de petites centrales électriques, (ii) d'unités de production isolées, et (iii) de micro-installations de production; b) la construction ou l'exploitation d'une centrale électrique située dans une réserve; et c) la modification d'une autorisation visant une centrale électrique existante délivrée par l'AUC.

Le Règlement sur l'utilisation des terres et l'évaluation impose aux promoteurs de projets d'énergie renouvelable des obligations dans trois grands domaines :

— **Utilisation des terres agricoles :** les promoteurs qui déposent une demande visant la construction ou l'exploitation d'une centrale éolienne ou solaire sur des terres agricoles de haute qualité appartenant à des particuliers devront soumettre une étude d'impact agricole dans le cadre de leur demande, précisant les effets de la centrale sur la productivité agricole et comprenant des mesures qui démontrent que la centrale est conçue pour coexister avec les activités

17 Conformément au Règlement sur l'utilisation des terres et l'évaluation, une centrale électrique ou « *Power Plant* » est définie comme les installations de production et de collecte de l'énergie électrique, quelle qu'en soit la source.

agricoles et l'utilisation des sols, y compris les cultures et/ou le bétail.

— **Évaluation de l'irrigabilité :** les promoteurs qui déposent une demande visant la construction ou l'exploitation d'une centrale électrique dans la « zone blanche » peuvent être tenus de soumettre à l'AUC une évaluation de l'irrigabilité, qui peut comprendre : a) une évaluation de la qualité et de la disponibilité de l'eau; b) une analyse de la proximité des infrastructures d'irrigation; c) la viabilité économique ou la faisabilité de l'irrigation; et d) les avis du district d'irrigation concerné.

— **Zones tampons et zones d'évaluation de l'impact visuel :** afin d'assurer la préservation des paysages vierges (*pristine viewscapes*), l'AUC n'acceptera plus aucune demande en vertu de la *Rule 007* pour la construction ou l'exploitation d'une centrale éolienne dans une zone tampon, désignée dans une annexe au Règlement sur l'utilisation des terres et l'évaluation. Un promoteur de projet qui dépose une demande visant la construction ou l'exploitation d'une centrale électrique dans une zone tampon doit soumettre une « [traduction] évaluation de l'impact visuel » (*visual impact assessment*) qui peut inclure : a) une évaluation des impacts visuels anticipés sur la zone tampon; b) des simulations visuelles à partir de points d'observation clés illustrant l'impact visuel potentiel de la centrale électrique proposée; et c) des mesures d'atténuation proposées pour minimiser ou compenser tout effet visuel négatif sur la zone tampon.

Le Règlement sur l'utilisation des terres et l'évaluation expirera le 31 décembre 2029, afin de s'assurer qu'il est toujours pertinent et nécessaire.

Règlement modifiant le Règlement sur la conservation et la remise en état

Le **règlement modifiant le Règlement sur la conservation**, adopté en application de l'***Environmental Protection and Enhancement Act*** (« EPEA »), modifie le ***Règlement sur la conservation*** existant. Le règlement modifiant le Règlement sur la conservation actualise le cadre réglementaire existant pour les centrales éoliennes et solaires :

1. **Ajout d'un nouveau code.** Le règlement modifiant le Règlement sur la conservation ajoute le *Code of Practice for Solar and Wind Renewable Energy Operations* (le « Code »). L'exploitant qui effectue la construction, l'exploitation ou la remise en état d'une installation d'énergie renouvelable solaire ou d'une installation d'énergie renouvelable éolienne (les « activités prescrites ») sont tenus de se conformer au Code.

   Le Code s'appliquera si (i) l'empreinte totale de l'installation est supérieure à un hectare, ou (ii) la quantité d'électricité produite par l'installation est supérieure à la quantité maximale autorisée pour une grande micro-installation de production, comme il est indiqué dans le règlement *Micro-generation Regulation*. Est toutefois exclue l'installation qui est exploitée par une personne uniquement sur une propriété dont elle est propriétaire, pour être utilisée uniquement par elle et uniquement sur cette installation.

2. **Imposition d'une obligation de dépôt d'une garantie.** Un exploitant doit fournir une garantie financière s'il veut que son installation soit enregistrée en tant qu'activité prescrite, et avant que l'enregistrement ne soit accordé. Les exigences exactes concernant le type et le montant de la garantie financière ainsi que le moment de son dépôt conformément au Code, n'ont pas encore été rendues publiques. Cependant, la garantie déposée doit être conforme aux formes acceptables décrites dans le Règlement sur la conservation. Il peut s'agir d'espèces, d'un chèque, d'une obligation émise par un gouvernement, d'une lettre de crédit irrévocable, d'une garantie d'exécution ou d'une autre forme de garantie approuvée par le directeur.

3. **Exemption de l'obligation de dépôt d'une garantie.** Un exploitant est exempté de l'obligation de dépôt d'une garantie financière s'il demande que son installation soit enregistrée en tant qu'activité prescrite sous le régime de l'EPEA et remet une garantie à un propriétaire enregistré du terrain dans le cadre d'un bail de surface.

Le règlement modifiant le Règlement sur la conservation précise que les promoteurs qui étaient déjà engagés dans la construction, l'exploitation ou la remise en état d'une installation d'énergie renouvelable solaire ou éolienne avant l'entrée en vigueur des modifications le 1er janvier 2025 sont autorisés à poursuivre ces activités sans avoir à obtenir d'enregistrement pour ces activités sous le régime de l'EPEA jusqu'au 1er janvier 2027.

MODIFICATIONS DES RÈGLES DE L'AUC ET DES RÈGLES ISO

Un résumé des modifications notables des règles de l'AUC et des Règles ISO est présenté ci-après.

Agence	Règle	Résumé
AUC	Rule 022 – *Rules on Costs in Utility Rates Proceedings*	L'AUC a annoncé des modifications à la *Rule 022* dans le **Bulletin 2024-02**. Les modifications, entrées en vigueur le 1er mars 2024, comprennent ce qui suit : — l'élargissement de l'admissibilité au recouvrement des coûts pour les demandeurs et les intervenants admissibles, ainsi qu'au recouvrement partiel des coûts pour les associations d'électrification rurale, les municipalités et d'autres participants précédemment inadmissibles s'ils ont l'intention de déposer des expertises ou d'autres éléments de preuve ou arguments visant à aider l'AUC à comprendre les questions importantes pour la procédure et qui, autrement, ne seraient pas présentées à l'AUC; — la simplification des formulaires de demande disponibles par voie électronique, garantissant la cohérence de toutes les demandes de remboursement de coûts et éliminant les exigences antérieures telles que la nécessité de déposer une déclaration sous serment à l'appui de la demande; — un barème actualisé des coûts reflétant l'augmentation des taux horaires pour les avocats, les consultants et les experts.
AUC	Rule 009 – *Rules on Local Intervener Costs*	L'AUC a annoncé des modifications à la *Rule 009* dans le **Bulletin 2024-02**. Les modifications, entrées en vigueur le 1er mars 2024, comprennent ce qui suit : — une mise à jour du barème des coûts pour le faire correspondre au barème des coûts de la *Rule 022*; — l'élargissement de la prise en charge des frais de déplacement aux visites de sites et à la participation aux auditions; — une formulation légèrement modifiée visant à mentionner un nouveau formulaire de demande de remboursement des coûts. L'AUC a l'intention de consulter les parties prenantes sur des modifications plus complètes de la *Rule 009*.
AUC	Rule 015 – *Rules on Costs of Investigations, Hearings or Other Proceedings Relating to Contraventions*	L'AUC a annoncé des modifications à la *Rule 015* dans le **Bulletin 2024-11**. Les modifications sont entrées en vigueur le 1er août 2024, permettant à la fois au service chargé de l'application de la loi de l'AUC et à la MSA de recouvrer les coûts suivants : — la totalité des coûts indirects (y compris les frais généraux) du personnel chargé des enquêtes et des poursuites relatives aux infractions;

Agence	Règle	Résumé
		une indemnisation complète des coûts des consultants externes et des conseillers juridiques dont les services sont retenus par le service chargé de l'application de la loi de l'AUC ou par la MSA dans le cadre des enquêtes et poursuites relatives aux infractions.
AUC	Article 32 – *Specific Penalties*	L'AUC a publié un avis de modification approuvant les modifications à la *Rule 032* dans le **Bulletin 2024-15**. Les modifications ont augmenté les pénalités pour non-conformité, augmenté le crédit accordé à ceux qui se déclarent eux-mêmes (qui est passé de 50 % à 80 %), et permettent maintenant l'imposition de pénalités particulières pour des infractions à certains articles de la *Rule 001 : Rules of Practice*, et de la *Rule 012: Noise Control*, et à l'égard de certaines décisions et ordonnances rendues par l'AUC sous le régime de la loi *Hydro and Electric Energy Act*[18], de la loi *Pipeline Act*[19] et de la loi *Public Utilities Act*[20].
AUC	Rule 029 – *Municipal Franchise Agreements*	La loi *Utilities Affordability Statutes Amendment Act*, 2024[21] (l'« UASAA ») a apporté plusieurs modifications à la législation concernant les contrats de franchise qui sont entrées en vigueur le 20 juin 2024. Par conséquent, tout contrat de franchise visé par les modifications prendra fin le 17 mars 2025, à moins d'être approuvé par l'AUC avant cette date. Dans le **Bulletin 2024-18**, l'AUC a annoncé des modifications à la *Rule 029* qui sont entrés en vigueur le 12 septembre 2024. Ces modifications visent à mettre en œuvre les modifications législatives contenues dans l'UASAA en modernisant les exigences en matière de préavis et en précisant la rédaction. La règle révisée ajoute une période de préavis minimale de 45 jours pour les demandes relatives aux contrats de franchise.
AUC	Rule 018 – *Settlement Issues and Interim Change*	L'AUC a préparé des projets de modification de la *Rule 018* dans le **Bulletin 2024-19**. Les modifications proposées visent à rendre les règlements plus accessibles et efficaces. L'une des modifications importantes proposées par l'AUC est d'abroger la *Rule 018* et d'intégrer les modifications aux dispositions de la *Rule 001*, lesquelles décriraient les étapes nécessaires pour entamer un processus de règlement négocié et préciseraient les renseignements qui doivent être inclus dans une entente de règlement avant le dépôt. En outre, entre le 13 septembre 2024 et le 25 octobre 2024, l'AUC a demandé l'avis des parties prenantes sur deux questions : — la possibilité d'une médiation menée par l'AUC; — la participation accrue du personnel de l'AUC au processus de négociation des règlements.

18 RSA 2000, c H-16
19 RSA 2000, c P-15
20 RSA 2000, c P-45
21 SA 2024, c 8

Agence	Règle	
AESO	Rule ISO 206.1 – *Interim Secondary Offer Cap*	La nouvelle Règle ISO 206.1 a été ajoutée au soutien du règlement intitulé *Market Power Mitigation Regulation*[22]. Entrée en vigueur le 1er juillet 2024, elle instaure un plafond d'offre secondaire pour les offres liées à l'énergie thermique des participants au pool ayant une part de marché de 5 % ou plus une fois qu'un certain seuil de revenu net a été atteint au cours d'un mois. La Règle ISO 206.1 exige que l'exploitant de réseau autonome (*Independent System Operator*, l'« ISO ») calcule le revenu net mensuel cumulé de l'intervalle de règlement (*Monthly Cumulative Settlement Interval Net Revenue*) et applique un plafond d'offre secondaire lorsque le revenu net de l'intervalle du revenu de l'unité de production dépasse certaines limites. L'AESO a élaboré trois nouveaux rapports sur la négociation de l'énergie intitulés Energy Trading System, qui fournissent de l'information sur les calculs et les plafonds. Le sous-article 2 régit la limite de prix du plafond d'offre secondaire, imposant des obligations aux participants au pool de faire des offres pour tout intervalle de règlement sur avis de l'ISO.
AESO	Rule ISO 206.2 – *Interim Supply Cushion Directives*	La nouvelle Règle ISO 206.2 a été ajoutée aux fins d'un alignement sur le règlement *Supply Cushion Regulation*[23] (le « SCR »), qui est entré en vigueur le 1er juillet 2024. L'objectif déclaré de la réserve d'approvisionnement est d'assurer la fiabilité en maintenant une marge de réserve appropriée pour assurer l'adéquation de l'approvisionnement du système électrique interconnecté. Cette règle a pour but d'améliorer le SCR par les moyens suivants : — l'établissement de lignes directrices claires pour les participants au pool disposant d'actifs admissibles à long délai de livraison, afin qu'ils soumettent leurs coûts d'exploitation prévisionnels et leurs limites physiques; — l'obligation faite à l'AESO de communiquer de manière transparente la méthodologie qu'elle utilise pour estimer la réserve d'approvisionnement; — l'élaboration des procédures permettant aux participants au pool de déclarer les coûts réels afférents au respect des directives relatives à l'engagement propre à l'unité. Ce processus comprendra également la stipulation d'une attestation de coûts comme condition d'admissibilité à une garantie de coûts.

22 Alta Reg 43/2024
23 Alta Reg 42/2024

Agence	Règle	Résumé
AESO	Rule ISO 205.9 – *Fast Frequency Response*	La nouvelle Règle ISO 205.9 a été ajoutée pour régir la prestation du service de réponse rapide en fréquence par les participants au marché et l'ISO. Les participants au marché sont désormais tenus de : — fournir des données en temps réel à l'ISO au moyen des systèmes désignés par l'ISO; — se conformer aux ordres d'armement ou de désarmement du service conformément au contrat; — répondre à la baisse de fréquence en rajustant le transit de puissance lorsque le service est armé. Si le service est insuffisant, l'ISO peut rajuster le niveau de transfert d'importation et les contingences potentielles en conséquence. En outre, les participants au marché ne peuvent pas utiliser simultanément la même capacité pour le service de réponse rapide en fréquence et les réserves d'exploitation.
AESO	Rule ISO 205.10 – *Dispatches for Concurrent Services*	La nouvelle Règle ISO 205.10 clarifie pour les participants au marché l'ordre d'importance pour les ordres ou directives concurrentes. Si un participant au marché fait l'objet de plusieurs ordres, il doit donner la priorité à la prestation des services dans l'ordre suivant : — service de soutien pour la sécurité du réseau (*transmission must run service*); — réserve d'exploitation; — service de réponse rapide en fréquence; — et enfin, le service en réponse à un ordre de baisse de production (*dispatch down service*).
AESO	Rule ISO 202.3 – *Issuing Dispatches for Equal Prices*	Le sous-article 2 a été modifié pour exiger que l'ISO émette d'abord des ordres pour toutes les offres de vente à prix égal, puis des ordres pour toutes les offres d'achat à prix égal. Le paragraphe 2(4), anciennement 2(3), a été modifié pour changer la procédure utilisée pour l'établissement des volumes visés par un ordre pour un actif du pool qui est un actif du service d'importation ou un actif du service d'exportation, à celle énoncée dans la Règle ISO 203.6, *Available Transfer Capability and Transfer Path Management*, plutôt que celle énoncée dans l'*Operating Policy and Procedure* (l'« OPP ») 301 et l'OPP 302.

MODIFICATIONS APPORTÉES À LA LOI *HYDRO AND ELECTRIC ENERGY ACT*

La loi ***Electricity Statutes (Modernizing Alberta's Electricity Grid) Amendment Act***[24] (l'« ESAA »), initialement le Projet de loi 22, a été promulguée en mars 2024 après près de deux années d'activité réglementaire. L'ESAA modifie des lois clés, comme l'***Alberta Utilities Commission Act***[25], l'***Electric Utilities Act***[26] et l'***Hydro and Electric Energy Act***[27]. Ces modifications sont importantes, car elles facilitent l'intégration de nouvelles technologies, y compris le stockage de l'énergie, et modernisent l'infrastructure du réseau électrique de l'Alberta. Les principales modifications apportées par l'ESAA sont les suivantes :

1. l'intégration du stockage de l'énergie;
2. l'amélioration de la planification du transport et de la distribution;
3. des précisions sur l'auto-approvisionnement et l'exportation;
4. la dissolution du bassin d'équilibrage (*Balancing Pool*).

L'ESAA constitue une avancée importante dans l'approche de la Province en matière d'intégration du stockage d'énergie à son réseau électrique. Avant l'ESAA, l'incertitude régnait quant à la façon dont ces installations seraient réglementées. En officialisant le processus de demande, l'ESAA comble une lacune de longue date de la réglementation qui laissait les installations de stockage d'énergie dans une zone grise, entre les services de production et de transport. Désormais, les investisseurs et les promoteurs peuvent agir avec plus de confiance, sachant qu'il existe des solutions claires pour le stockage de l'énergie, ce qui favorise l'innovation et l'expansion dans ce secteur.

Les dispositions de l'ESAA permettant à l'AESO d'acquérir des services non filaires (*non-wires services*), y compris des solutions de stockage d'énergie, constituent un changement qui améliore la flexibilité et la rentabilité du réseau énergétique de l'Alberta. En permettant à l'AESO d'utiliser le stockage de l'énergie et d'autres solutions non filaires conformément à l'article 25.1, l'ESAA fournit une boîte à outils plus étoffée pour la gestion de la demande du réseau et l'atténuation des contraintes de transport, ce qui évite d'avoir à procéder à de nouveaux investissements coûteux dans l'infrastructure.

Les dispositions de l'ESAA relatives à l'auto-approvisionnement et à l'exportation de l'électricité excédentaire constituent une étape essentielle pour soutenir les producteurs industriels de l'Alberta. Auparavant, l'ambiguïté de la réglementation créait des obstacles importants pour les industries qui cherchaient à produire leur propre électricité, en particulier si elles souhaitaient revendre tout excédent au réseau. L'ESAA clarifie ces paramètres, en fixant des conditions particulières dans le cadre desquelles les producteurs peuvent s'auto-approvisionner et exporter l'électricité excédentaire produite, ce qui ouvre de nouveaux débouchés sur les plans de l'exploitation et des finances dans divers secteurs.

La dissolution du bassin d'équilibrage (*Balancing Pool*) par l'ESAA marque la fin d'une ère pour le marché de l'électricité de l'Alberta. Créé pour gérer les accords d'achat d'électricité (les « Accords ») et stabiliser le marché à la suite de la déréglementation de l'électricité en Alberta, le bassin d'équilibrage avait pour rôle principal de détenir et de gérer les accords non réclamés, de gérer les risques associés et de gérer les fonds excédentaires au bénéfice des consommateurs. Cependant, avec l'expiration de ces Accords en 2020, les principales responsabilités du bassin d'équilibrage sont devenues redondantes, ce qui a conduit à sa fermeture en janvier 2025. Cette transition s'inscrit dans le cadre de la stratégie plus large de l'Alberta visant à simplifier les structures de réglementation et d'exploitation de son marché de l'électricité.

En fin de compte, le cadre de réglementation clair de l'ESAA devrait favoriser l'émergence d'un marché robuste du stockage de l'énergie en Alberta. Cela permettra d'améliorer l'efficacité du réseau, de réduire les coûts et de soutenir la transition de la Province vers un avenir énergétique plus durable et plus résilient.

24 2022, SA 2022, c 8
25 SA 2007, c A-37.2
26 SA 2003, c E-5.1
27 RSA 2000, c H-16

MODIFICATIONS APPORTÉES AUX RÈGLES DE L'ALBERTA ENERGY REGULATOR (L'« AER »)

Directive	Résumé
Directive 50 : Drilling Waste Management (« Directive 050 »)	Les récentes mises à jour de la Directive 050 s'appliquent aux exigences en matière de gestion des résidus de forage liés à l'extraction de minéraux des saumures, conformément à la dernière édition des lignes directrices, *Alberta Tier 1 Soil and Groundwater Remediation Guidelines*, du gouvernement de l'Alberta[28]. La Directive 050 définit les valeurs limites pour les sels, les hydrocarbures et les métaux présents dans le sol, ainsi que les catégories appropriées pour les horizons du sol et la qualité des sols pour chaque méthode d'élimination des résidus de forage et les valeurs limites acceptables pour la salinité des sols initiaux et des sols-résidus finaux. La modification d'une méthode de gestion des résidus de forage définie dans la Directive 050, ou l'emploi d'une méthode non prescrite dans cette directive, comme la biodégradation ou le drainage sous la surface, nécessite l'approbation préalable de l'AER. Cette directive vise à garantir que les titulaires de permis respectent les exigences de l'AER et que les résultats environnementaux sont atteints par une surveillance et l'établissement de rapports.
Directive 065: Resources Applications for Oil and Gas Reservoirs (« Directive 065 »)	La Directive 065 définit les exigences régissant la plupart des questions relatives aux gisements de pétrole et de gaz conventionnels pris en compte dans une demande d'approbation de l'AER. Des mises à jour récentes ont introduit des exigences relatives à la sismicité induite pour les activités d'élimination des fluides. La Directive 065 modifie les exigences relatives à l'élimination des gaz acides et à l'assurance du confinement, ainsi qu'au CUSC, et met à jour le processus de demande. La procédure de demande en deux étapes (demande de ressources et demande d'espacement des puits) s'applique désormais à tous les dispositifs de récupération assistée, d'élimination, et de captage et stockage du CO_2. Les exigences en matière d'avis ont été élargies et prévoient désormais que les demandeurs d'une autorisation d'élimination informent les détenteurs d'ententes avec la Couronne. La Directive 065 ajoute que les demandes de projets de captage et de stockage du CO_2, également appelés projets de CUSC, doivent établir une évaluation des risques particulière au site, des conditions de base pour la surveillance ainsi que des stratégies de remise en état en cas de défaillance du confinement. Pour les projets de captage et de stockage à petite échelle ou situés dans des collectivités éloignées, les modèles de simulation dynamique ne sont pas obligatoires.
Directive 067: Eligibility Requirements for Acquiring and Holding Energy Licences and Approvals (« Directive 067 »)	La Directive 067, publiée en mars 2024, définit les exigences relatives au dépôt d'une demande de licence, ou au maintien ou à la modification d'une telle licence visant l'élaboration de projets énergétiques en Alberta, y compris les autorisations nécessaires pour l'élaboration et l'exploitation des projets de CUSC. Elle indique également les circonstances dans lesquelles l'AER peut révoquer ou restreindre l'admissibilité à une licence. Ces circonstances comprennent : le défaut de fournir des renseignements

28 Alberta Tier 1 Soil and Groundwater Remediation Guidelines, Lands Policy, 2024, No. 1

Directive	Résumé
	complets, précis et opportuns; la constatation par l'AER que le titulaire de la licence ou de l'autorisation présente un risque déraisonnable; et le défaut du titulaire de la licence d'obtenir ou de détenir des licences ou des autorisations dans un délai d'un an après avoir été déclaré admissible à recevoir la licence.
Specified Enactment Direction 002: Application Submission Requirements and Guidance for Reclamation Certificates for Well Sites and Associated Facilities (« DES 002 »)	La ligne directrice SED 002 a été modifiée pour s'appliquer à l'exploitation de ressources énergétiques régie par l'AER : pétrole et gaz, géothermie et extraction de minéraux des saumures. La ligne directrice SED 002 définit les exigences en matière d'information pour les demandes de certificat de remise en état dans le cadre de l'exploitation de ressources énergétiques et des ressources minérales des saumures, y compris les installations et pipelines connexes, en vertu de la *Environmental Protection and Enhancement Act*[29] (l'« EPEA »). La ligne directrice SED 002 fournit également une orientation sur la manière de se conformer à ces exigences. En vertu de l'EPEA, les exploitants doivent demander un certificat de remise en état après la mise hors service et l'abandon d'une installation d'exploitation de ressources énergétiques (p. ex., un emplacement de forage, une batterie, une centrale au gaz, un pipeline, une ballastière, un espace de travail temporaire, une installation géothermique) ou d'une installation d'exploitation de ressources minérales.

29 RSA 2000, c E-12

Suites de la décision de l'AUC 27084-D02-2023

Le 9 octobre 2023, l'AUC a publié la décision 27084-D02-2023[30], qui adopte une approche fondée sur un formule pour établir le taux de rendement des capitaux propres (le « RCP ») des entreprises de services réglementés d'électricité et de gaz naturel de l'Alberta pour 2024 et au-delà. L'AUC a également établi des ratios de capitaux propres (équité) présumés, définissant les ratios capitaux d'emprunt/capitaux propres (dette/équité) pour les structures de capital de ces entreprises de services publics. Ensemble, ces facteurs influencent la rentabilité de chaque entreprise de service public réglementée.

Le ratio de capitaux propres présumés a été fixé à 37 % pour toutes les entreprises de distribution et de transport, à l'exception d'Apex Utilities, qui a reçu un ratio de 39 %.

Cette approche, connue sous le nom de coût du capital générique (le « CCG »), s'applique à toutes les entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz naturel, et vise à réduire le décalage réglementaire et à créer un processus réglementaire plus efficace, plus prévisible et plus économique.

La formule de l'AUC utilisera une approche de prime de risques sur capitaux propres en intégrant les rendements des obligations à 30 ans du gouvernement canadien et l'écart de rendement des obligations émises par les entreprises des services publics. Le RCP pour 2024 a été calculé par l'AUC à 9,28 % pour toutes les entreprises de services publics.

L'AUC procédera à une révision obligatoire des paramètres de coût du capital tous les cinq ans, sous réserve de réexamens à mi-parcours, soit à sa discrétion, soit à la demande des parties intéressées. Les paramètres établis en matière de coût du capital s'appliquent aux entreprises suivantes :

- AltaLink Management Ltd.
- Apex Utilities Inc.
- ATCO Electric Ltd.
- ATCO Gas and Pipelines Ltd.
- ENMAX Power Corporation
- EPCOR Distribution & Transmission Inc.
- Fortis Alberta Inc.
- Kainai Link L.P.
- Ville de Lethbridge
- PiikaniLink L.P.
- Ville de Red Deer
- TransAlta Corporation

Les paramètres du coût du capital pour les divers services publics de distribution d'eau appartenant à des investisseurs et relevant de la compétence de l'AUC n'ont pas été établis dans le cadre de cette procédure. Toutefois, les décisions prises dans le cadre de cette procédure peuvent être prises en compte dans d'autres procédures si des questions concernant le RCP et les ratios de capitaux propres présumés se posent pour ces entreprises.

ET ENSUITE ?

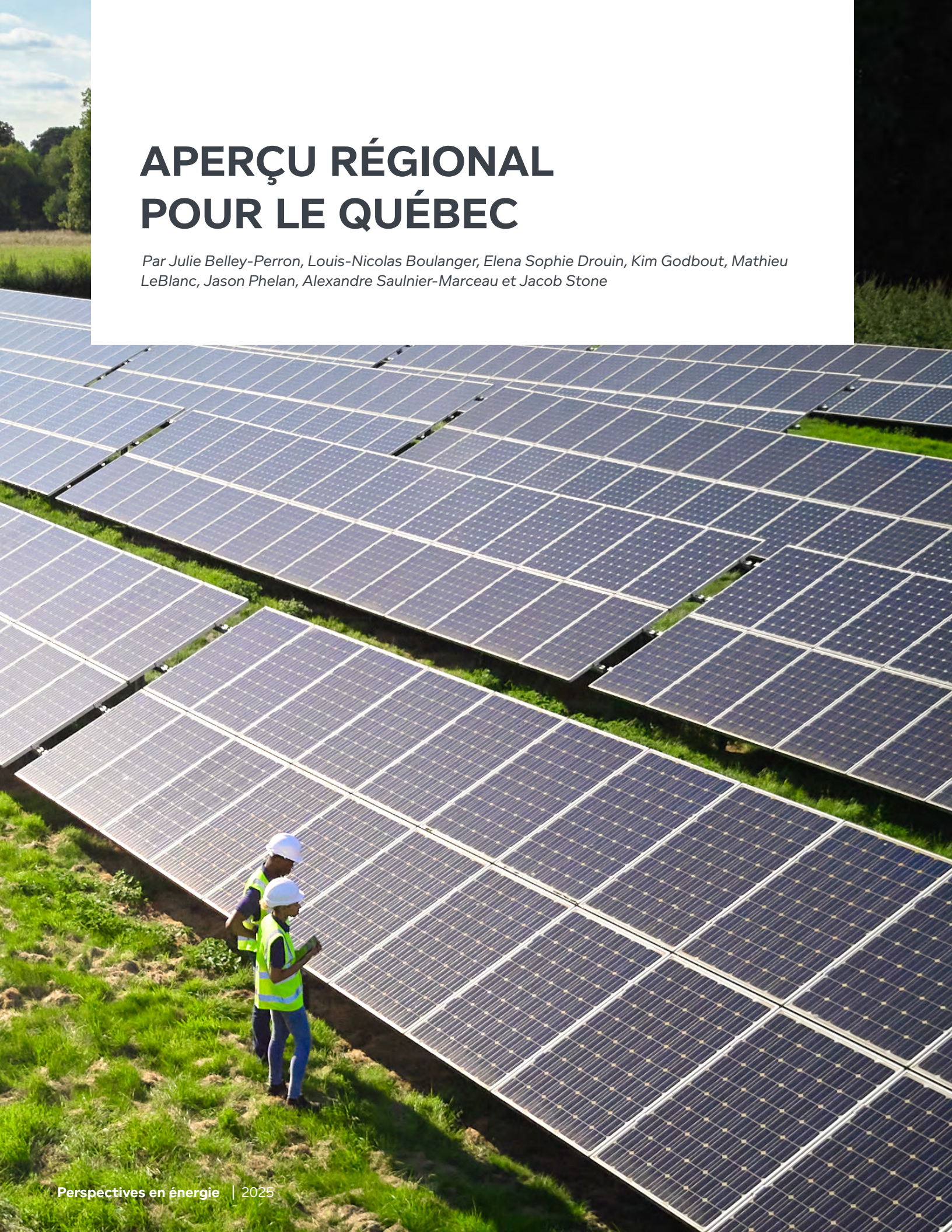
Ces dernières années, le cadre réglementaire régissant le marché de l'énergie de l'Alberta a fait l'objet de modifications, de réévaluations et de progrès considérables, la Province ayant ordonné un certain nombre d'examens du marché existant, de l'environnement réglementaire et de l'infrastructure énergétique, et cette tendance devrait se maintenir en 2025. En particulier, alors que l'examen du REM tire à sa conclusion, on s'attend à ce que cet examen suscite une nouvelle série de réformes réglementaires et de changements dans le secteur en Alberta, et que l'influence du REM s'étende également à la construction et à l'aménagement d'une infrastructure élargie pour soutenir l'évolution du marché de l'énergie.

Nous prévoyons que l'année 2025 sera une année d'investissements importants dans l'infrastructure de l'Alberta visant à soutenir le secteur de l'énergie et la fiabilité du réseau électrique de l'Alberta. Ces investissements comprendront probablement la construction de nouveaux pipelines, une évaluation des lignes de transport existantes de l'Alberta et la mise en œuvre de réseaux modernisés de distribution et de stockage de l'énergie. Cela inclut une évaluation et une modernisation du système d'interconnexions existant de l'Alberta, qui joue un rôle crucial dans la connexion du réseau électrique de l'Alberta avec les régions voisines. L'investissement dans l'infrastructure de l'Alberta sera nécessaire pour répondre à la demande énergétique actuelle de la Province, mais aussi pour préparer le réseau à faire face à la demande future et aux défis de fiabilité, y compris l'intégration continue des sources d'énergie renouvelables et l'évolution des habitudes de consommation.

30 **Décision de l'AUC 27084-D02-2023**, *Determination of the Cost-of-Capital Parameters in 2024 and Beyond* (9 octobre 2023).

APERÇU RÉGIONAL POUR LE QUÉBEC

Par Julie Belley-Perron, Louis-Nicolas Boulanger, Elena Sophie Drouin, Kim Godbout, Mathieu LeBlanc, Jason Phelan, Alexandre Saulnier-Marceau et Jacob Stone



Aperçu régional pour le Québec

L'activité accrue dans le secteur de l'électricité au Québec s'est poursuivie tout au long de l'année 2024, stimulée en partie par les projets en développement découlant des appels d'offres de 2021 et de 2023 pour l'éolien et d'autres énergies renouvelables, ainsi que par les stratégies et les plans d'action récents visant à répondre à la demande accrue d'électricité et à la disparition des surplus d'électricité. Les projets visant à revoir le cadre législatif québécois de l'énergie au moyen du projet de loi 69 ont l'objet d'importants débats, car ils pourraient changer fondamentalement la façon dont l'énergie est planifiée, achetée, fournie et distribuée au Québec.

PREMIER APPEL D'OFFRES POUR L'ÉNERGIE SOLAIRE

L'année 2024 au Québec a été marquée par le premier appel d'offres pour l'énergie solaire de cette province (l'« **appel d'offres** »). **À l'heure actuelle, aucun projet d'énergie solaire important n'a été mis en service ni n'est en développement** au Québec, et l'énergie solaire ne représente qu'un modeste 22 mégawatts (« **MW** ») de la capacité totale de production d'énergie au Québec.

Cadre de l'appel d'offres

Le 26 mars 2024, le gouvernement du Québec **annonçait** qu'un bloc d'électricité de 300 MW serait réservé pour un appel d'offres d'Hydro-Québec à venir pour de l'énergie solaire, mais ce n'est qu'en septembre 2024 que les principales exigences de cet appel d'offres ont été rendues publiques. Le lancement officiel de cet appel d'offres pour l'énergie solaire confirme l'intérêt du gouvernement du Québec à jeter les bases d'une industrie québécoise de l'énergie solaire.

Hydro-Québec lancera deux appels d'offres, le premier au plus tard le **31 décembre 2024** pour un minimum de 150 MW, et l'autre au plus tard le **31 décembre 2026** pour la portion restante. En outre, les 300 MW devront être raccordés au réseau d'Hydro-Québec au plus tard **le 31 décembre 2029**.

Pour tenir compte de la nature variable de la production d'énergie solaire, l'appel d'offres indique que la production sera assortie d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire, qui prendra la forme d'une entente d'intégration de l'énergie dont la production est variable, souscrite auprès d'Hydro-Québec ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois.

Prochaines étapes

L'un des objectifs déclarés de l'appel d'offres est de favoriser le développement de sources d'énergie locales et de réduire la dépendance au réseau de transport d'Hydro-Québec. À cette fin, le gouvernement du Québec a communiqué des lignes directrices préliminaires sur les préoccupations économiques, sociales et environnementales visant l'objet de l'appel d'offres dans un **deuxième décret publié le 25 septembre 2024**. Ces lignes directrices sont les suivantes :

— la priorité sera donnée aux projets bâtis sur des friches industrielles (c.-à-d. des surfaces ayant des utilisations existantes), la production d'électricité étant une utilisation secondaire par rapport à l'usage principal, à moins que le projet ne vise une zone à revitaliser;

— à l'instar des appels d'offres passés dans le domaine de l'énergie éolienne, les projets devront maximiser le contenu québécois et encourager les partenariats avec les municipalités, les collectivités et les groupes autochtones locaux.

La date limite de dépôt des offres auprès d'Hydro-Québec n'avait pas encore été annoncée au moment de la rédaction de cet aperçu.

RÉVISION DU CADRE DE RÉGLEMENTATION DE L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC

Le 6 juin 2024, le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie du gouvernement du Québec a déposé un nouveau projet de loi très attendu (le « **Projet de loi 69** ») visant à doter le Québec des outils et des moyens nécessaires à la réalisation de sa transition énergétique. Intitulé « ***Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*** », le Projet de loi 69 a pour principal objectif d'accélérer la production d'énergie verte au Québec, avec l'ambition de faire du Québec le premier territoire décarboné d'Amérique du Nord. Même si l'électricité semble être au centre du Projet de loi 69, certaines modifications concernent également la production et la réglementation du gaz naturel, ainsi que d'autres secteurs de la chaîne d'approvisionnement énergétique du Québec.

Selon les stratégies et les plans actuels, le Québec doit doubler sa production d'énergie actuelle d'ici 2050 pour soutenir les initiatives qui lui permettront d'atteindre ses objectifs climatiques et de soutenir le développement industriel du Québec. Parmi les principales modifications introduites, le Projet de loi 69 prévoit (i) une réforme importante du modèle de gouvernance énergétique du Québec, (ii) de nouvelles règles de distribution de l'électricité et (iii) une plus grande marge de manœuvre pour Hydro-Québec lui permettant d'accélérer le développement de projets énergétiques.

Gouvernance et planification énergétiques

Le Projet de loi 69 vise à modifier le cadre de gouvernance de l'énergie au Québec en intensifiant la supervision gouvernementale dans l'élaboration d'une vision à long terme pour la production d'énergie qui réponde à la demande croissante.

Le Projet de loi 69 confère au ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie du Québec un rôle central dans le secteur de l'énergie. Le ministre de l'Énergie sera chargé de créer d'ici 2026 un plan intégré de gestion des ressources énergétiques sur 25 ans pour la province, plan qu'il devra mettre à jour tous les six ans. Ce plan intégré devra être aligné sur les orientations gouvernementales existantes en matière de développement économique, de transition énergétique et de développement durable. Les plans d'approvisionnement des distributeurs d'électricité et de gaz naturel devront à leur tour suivre ce plan.

D'autres modifications prévues au Projet de loi 69 visent à mettre à jour la structure et la mission de la Régie de l'énergie, l'organisme de réglementation chargé de superviser les questions liées à l'énergie dans la province. Le Projet de loi 69 modifie notamment la mission de la Régie de l'énergie pour y inclure les objectifs particuliers d'assurer et de garantir un approvisionnement en électricité suffisant, sécuritaire, fiable et au meilleur coût pour répondre aux besoins du marché québécois en général et aux objectifs fixés par le plan de gestion intégrée des ressources énergétiques en particulier. Il serait en outre tenu de maximiser les bénéfices économiques, sociaux et environnementaux de la réglementation de l'énergie au Québec.

Règles relatives à la distribution de l'électricité

En vertu de la réglementation actuelle, seuls Hydro-Québec et un nombre limité de distributeurs qui sont des municipalités, des coopératives et des entreprises privées détenant des droits exclusifs sur des portions spécifiques du territoire de la province sont actuellement autorisés à vendre et à distribuer de l'électricité aux consommateurs. Le Projet de loi 69 créerait une exception au monopole quasi exclusif d'Hydro-Québec sur la distribution d'électricité en autorisant un producteur d'énergie renouvelable à vendre et à distribuer de l'électricité à un seul client privé situé sur un emplacement adjacent au site de production, pour les besoins des installations de ce client, mais sous réserve de l'obtention d'une autorisation du gouvernement du Québec.

Même si cette modification, telle qu'elle est proposée, n'offre pas la flexibilité que certains espéraient initialement, en grande partie parce que le recours à cette exception dans tous les cas nécessite une autorisation gouvernementale qui serait de nature discrétionnaire, il n'en demeure pas moins que la vente directe d'électricité entre parties privées serait désormais possible. Dans sa version actuelle, le Projet de loi 69 n'offre pas de définition claire des termes clés de ce nouveau régime, comme la portée de ce que l'on entend par « électricité de source renouvelable » ou « emplacement adjacent ». La portée exacte de cette nouvelle exception pourrait être précisée au cours des débats parlementaires, bien que certains s'attendent à ce que le gouvernement s'abstienne de le faire afin de conserver la plus grande marge de manœuvre possible pour autoriser les initiatives de vente directe qui vont dans le sens des objectifs gouvernementaux.

Approche plus souple pour la mise en place de projets d'énergie renouvelable et l'approvisionnement

Un certain nombre de modifications incluses dans le Projet de loi 69 visent à donner à Hydro-Québec une plus grande flexibilité pour amorcer la mise en place de projets énergétiques et assurer l'approvisionnement de la province en électricité. En vertu de ces modifications, le processus actuel d'approvisionnement en électricité de source renouvelable par appels d'offres publics, géré par Hydro-Québec, ne nécessiterait plus l'autorisation de la Régie de l'énergie relativement aux modalités et conditions de ces appels d'offres. Cela devrait permettre d'accélérer le lancement d'appels d'offres pour les nouvelles sources d'énergie. Le gouvernement du Québec conserverait néanmoins le pouvoir d'obliger Hydro-Québec à s'approvisionner en énergie dans le cadre d'appels d'offres et selon les modalités qu'il détermine. En outre, les cas où la Régie de l'énergie serait tenue d'autoriser les contrats d'achat d'électricité conclus par Hydro-Québec seraient limités. Les règlements à venir préciseront les cas où l'autorisation de la Régie de l'énergie est requise, mais, quoi qu'il en soit, aucune autorisation ne serait nécessaire pour un contrat d'achat d'électricité attribué à la suite d'un appel d'offres public assurant le traitement équitable des soumissionnaires, un contrat conclu en cas d'urgence ou un contrat à court terme d'une durée d'au plus trois mois, ou dans les autres cas autorisés par le gouvernement.

Prochaines étapes

Le Projet de loi 69 a passé l'étape de l'adoption du principe en octobre 2024. Il va maintenant faire l'objet d'une étude détaillée par une commission de l'Assemblée nationale qui devrait débuter dans les premiers mois de 2025, et il devrait être sanctionné plus tard en 2025. Une fois adopté, le Projet de loi 69 représenterait l'une des plus importantes réformes du régime énergétique québécois depuis la nationalisation de l'électricité en 1962.

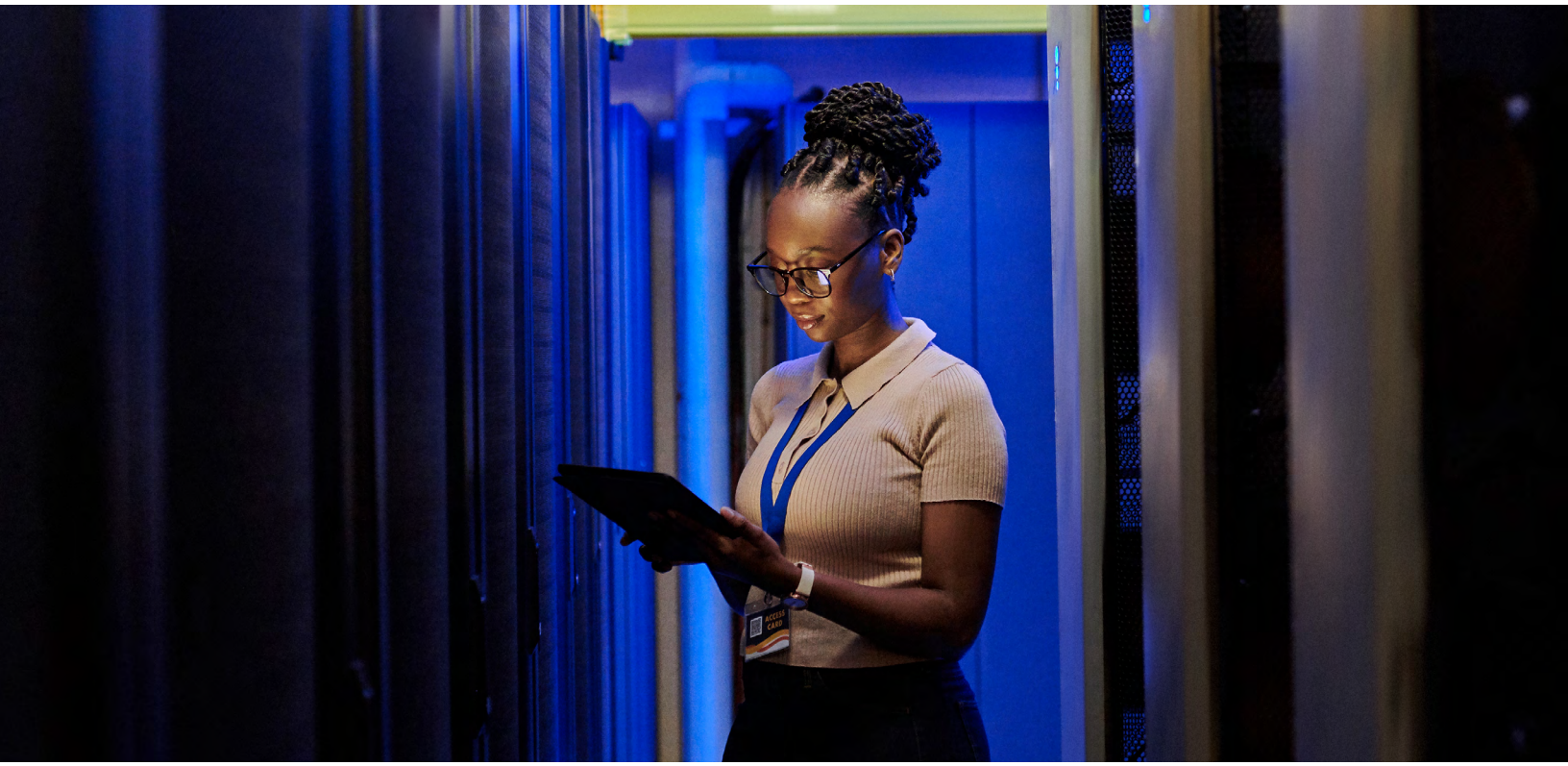
NOUVELLE STRATÉGIE D'HYDRO-QUÉBEC POUR LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE À GRANDE ÉCHELLE AU QUÉBEC

En mai 2024, Hydro-Québec a présenté sa très attendue **Stratégie de développement éolien**. Cette stratégie s'inscrit dans le cadre de son **Plan d'action 2035**, publié en novembre 2023, qui présente une ambitieuse stratégie de transition énergétique menant à la décarbonation. Le Plan d'action 2035 souligne que l'énergie éolienne est un élément crucial de la stratégie d'Hydro-Québec pour atteindre ses objectifs 2035, qui comprennent l'augmentation de sa capacité d'énergie renouvelable pour produire plus de 10 000 MW de nouvelles capacités éoliennes d'ici 2035. Cela nécessite le déploiement annuel de 1 000 à 1 500 MW de capacité supplémentaire. À titre de comparaison, sur une période de 20 ans, soit de 2000 à 2020, 44 parcs éoliens d'une puissance installée totale d'environ 4 000 MW ont été mis en service au Québec, ce qui représente un rythme annuel de déploiement de nouvelles capacités de production d'électricité d'environ 200 MW par année. L'ajout de 10 000 MW de nouvelles capacités éoliennes représente plus de 30 milliards $ CA en investissements privés et publics.

Dans le cadre des consultations relatives au Plan d'action 2035, dont les résultats ont été résumés dans un **rapport** publié en juin 2024, Hydro-Québec a rencontré divers intervenants, dont des municipalités, des représentants des Premières Nations, ainsi que des groupes d'intérêts environnementaux, du milieu des affaires et de consommateurs. Des préoccupations ont été exprimées quant au modèle actuel de développement de l'énergie éolienne au Québec, notamment en termes de planification et d'approche coordonnée. La nécessité d'une plus grande collaboration avec les communautés locales et les Premières Nations a également été soulignée. En réponse à ces préoccupations, Hydro-Québec redéfinit son modèle de développement de l'énergie éolienne à grande échelle en confirmant qu'elle jouera dorénavant un rôle central en tant que maître d'œuvre de ces projets. Hydro-Québec s'est également engagée à adopter une approche de partenariat communautaire pour la mise en place de projets éoliens afin que les Premières Nations et les municipalités puissent devenir des actionnaires de ces projets.

Un nouveau modèle de développement

La principale composante du nouveau modèle de développement de l'énergie éolienne d'Hydro-Québec est que cette dernière assumera la responsabilité de la planification, de l'élaboration et de l'exploitation des projets d'énergie éolienne à grande échelle. Les projets d'énergie éolienne à grande échelle sont des projets dont la puissance installée pourrait dépasser 1 000 MW. Ce nouveau rôle marque un changement important dans la stratégie et les activités d'Hydro-Québec. Il exigera d'Hydro-Québec qu'elle repère les zones stratégiques



pour les projets d'énergie éolienne, qu'elle intègre les besoins de transport et qu'elle assure la prévisibilité de la main-d'œuvre et de l'approvisionnement en équipement, des points qui ne faisaient pas partie du modèle d'affaires d'Hydro-Québec jusqu'à présent. L'objectif est de mettre l'accent sur les projets à grande échelle afin de réaliser des économies d'échelle, de réduire les coûts et de maintenir des tarifs d'électricité concurrentiels. Une fois que l'identification des zones de déploiement sera terminée et que les partenariats communautaires auront été formés pour les projets à grande échelle, les partenaires industriels seront fort probablement appelés par les partenaires de projet à participer à l'élaboration, à la construction et à l'exploitation des projets de parcs éoliens.

Les projets de moyenne échelle, comparables aux projets déployés au cours des 20 dernières années avec des puissances installées allant jusqu'à 350 MW, continueront de jouer un rôle dans la stratégie de développement de l'énergie éolienne d'Hydro-Québec. Les projets de cette taille seront probablement encore nécessaires pour répondre aux diverses réalités régionales tout en apportant de la souplesse à la combinaison des sources d'énergie et de la capacité d'ensemble. Les promoteurs privés continueraient à participer à ces projets, et Hydro-Québec a déclaré dans sa Stratégie de développement éolien qu'elle avait l'intention de maintenir l'approche actuelle consistant à lancer des appels d'offres pour les projets de plus petite envergure[1].

Alors qu'Hydro-Québec commence à promouvoir sa nouvelle approche intégrée et collaborative, ce changement stratégique est sur le point de façonner l'avenir du développement de l'énergie éolienne au Québec. La participation des municipalités et des Premières Nations, en tant qu'intervenants financiers, contribuera à susciter un sentiment d'appartenance et de soutien à l'égard de ces projets en vue d'en améliorer l'acceptabilité sociale. En relevant des défis tels que l'accès à la main-d'œuvre et à de l'équipement, et en assurant la coordination avec le réseau de transport d'énergie, l'objectif d'Hydro-Québec est de veiller à ce que la province puisse répondre à sa demande croissante en électricité tout en progressant vers ses objectifs de décarbonation. Cette stratégie globale représentera probablement une occasion importante pour de nombreux acteurs du secteur de l'énergie éolienne.

Projets à grande échelle à venir

Depuis la présentation de sa stratégie de développement de l'énergie éolienne, Hydro-Québec a rendu publics les détails de deux projets à grande échelle. Le 3 juillet 2024, il a été **annoncé** que la Première Nation des Pekuakamiulnuatsh, les Atikamekw de Wemotaci, la MRC du Domaine-du-Roy et Hydro-Québec formeraient un partenariat pour le développement de l'énergie éolienne dans la zone Chamouchouane, à l'ouest du Saguenay–Lac-Saint-Jean. Cette zone pourrait accueillir jusqu'à 3 000 MW de puissance éolienne, ce qui ferait d'un tel projet l'un des plus importants en Amérique du Nord et représenterait un investissement d'environ 9 milliards $ CA.

Puis, le 16 octobre 2024, il a été **annoncé** que l'Alliance de l'énergie de l'Est — une coalition de 209 municipalités de l'Est du Québec et des Îles-de-la-Madeleine et de la Première Nation Wolastoqiuyik Wahsipekuk — et Hydro-Québec formeront un partenariat pour le développement

1 Hydro-Québec, **Tracer la voie vers une réussite collective : Stratégie de développement éolien**, 2024, p. 9.

de la zone Wocawson. Située dans la partie sud-ouest de la région du Bas-Saint-Laurent, cette zone pourrait accueillir une capacité éolienne d'environ 1 000 MW. Les participations aux projets Chamouchouane et Wocawson seraient toutes deux réparties à parts égales entre les partenaires communautaires et Hydro-Québec.

Les trois projets éoliens Des Neiges, situés sur le territoire de la Seigneurie de Beaupré, dans la région de la Capitale-Nationale, qui avaient été **annoncés** en 2022, s'inscrivent également dans la catégorie des projets à grande échelle. Fruit d'un partenariat entre Hydro-Québec et les promoteurs privés Énergir et Boralex, les trois projets éoliens totaliseront une puissance installée de 1 200 MW. Le 27 novembre 2024, **il a été annoncé** que le gouvernement du Québec avait officiellement autorisé par décret le développement du projet Des Neiges – secteur Sud, qui serait le premier des trois projets Des Neiges à être mis en service.

Enfin, le gouvernement du Québec a dévoilé le 11 décembre 2024, par l'entremise de la *Gazette officielle*, un autre projet éolien à grande échelle sur la rive nord de la rivière Saguenay. Situé dans la zone Nutinamu-Chauvin, le projet sera mis en place en partenariat avec la Première Nation des Innus Essipit et la MRC du Fjord-du-Saguenay. D'autres détails, tels que la capacité totale du projet, n'avaient pas encore été annoncés au moment de la présente publication.

CENTRES DE DONNÉES ET DISCRÉTION MINISTÉRIELLE POUR LES PROJETS DE PLUS DE 5 MW

Alors que l'économie du Québec s'électrifie de plus en plus et que l'énergie disponible se raréfie, le Québec est confronté à la tâche cruciale de sélectionner les projets les plus viables et de distribuer judicieusement l'électricité disponible. Le secteur des centres de données est un secteur qui a suscité de l'intérêt en raison de ses besoins en énergie durable et de son profil de consommation. Certains grands fournisseurs de services infonuagiques, qui représentent des clients clés pour Hydro-Québec, se sont engagés à atteindre la carboneutralité d'ici 2030, conformément aux objectifs environnementaux mondiaux.

Les tarifs d'électricité attractifs et le climat favorable du Québec sont des facteurs importants pour les exploitants de centres de données lorsqu'ils envisagent de s'y installer. Les hivers froids du Québec offrent un refroidissement naturel aux serveurs, ce qui permet de réaliser des économies d'énergie allant jusqu'à 25 % pendant les mois les plus froids. Cet avantage du refroidissement naturel déplace le pic de consommation d'électricité vers l'été, principalement en raison de la demande de climatisation.

En réponse à cette évolution de la demande en énergie, le gouvernement du Québec, aux côtés d'Hydro-Québec, est désormais habilité à approuver les projets de grande consommation de 5 MW et plus, ce qui constitue un changement par rapport au seuil précédent qui permettait aux projets de moins de 50 MW d'être automatiquement raccordés au réseau. Tant les nouveaux projets que les projets existants dont l'expansion est prévue sont assujettis à ce processus d'autorisation, qui a été affiné à la suite de l'adoption du **projet de loi 2**[2] en 2023. Ce processus révisé d'attribution de l'électricité, qui est lancé à la demande du promoteur d'un projet à Hydro-Québec, est le résultat de l'incapacité du gouvernement à satisfaire toutes les demandes de raccordement au réseau d'électricité québécois.

Les projets à l'étude sont évalués en fonction d'un ensemble de critères précis, notamment la faisabilité technique du raccordement, l'effet global sur le réseau électrique du Québec, les retombées potentielles en matière de développement économique et régional, les impacts environnementaux et les retombées sociales, ainsi que leur cohérence avec les orientations gouvernementales établies. Cette démarche s'inscrit dans le cadre de l'engagement continu du gouvernement à l'égard de l'analyse stratégique des projets et de l'engagement d'Hydro-Québec à favoriser un avenir efficace sur le plan de l'énergie, économiquement dynamique et respectueux de l'environnement pour le Québec. Vous pouvez consulter la liste des plus récents octrois de blocs d'approvisionnement de 5 MW et plus **ici**.

NOUVELLE ENTENTE DE PRINCIPE POUR CHURCHILL FALLS

Le 12 décembre 2024, les gouvernements du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador ont annoncé la conclusion d'une entente de principe majeure et historique pour l'achat d'électricité produite par la centrale hydroélectrique de Churchill Falls et la remise en état de cette dernière, ainsi que pour le développement d'une nouvelle capacité hydroélectrique dans la région. Pour plus de détails, veuillez consulter notre article ci-après dans la section Provinces atlantiques.

2 *Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité.*

APERÇU RÉGIONAL POUR LE CANADA ATLANTIQUE

Par Elena Drouin, Stephen Furlan, Lynn Parsons, Jacob Stone, Gaetan Thomas et Gwenyth Wren

Aperçu régional pour le Canada atlantique

Après plusieurs années de croissance continue et de plans ambitieux dans le secteur de l'électricité, le Canada atlantique en 2024 s'est concentré sur la consolidation des projets et plans existants grâce à des réformes législatives, facilitant ainsi l'essor de nouvelles sources d'énergie renouvelable. Il y a encore des opportunités pour des projets publics et privés visant à augmenter l'offre d'énergie dans les provinces de la région (Nouvelle-Écosse, Terre-Neuve-et-Labrador, Nouveau-Brunswick et Île-du-Prince-Édouard). Cependant, les activités liées aux nouvelles formes d'énergie renouvelable, comme le nucléaire et l'énergie marémotrice, ont ralenti temporairement.

NOUVELLE-ÉCOSSE

En 2024, la Nouvelle-Écosse a continué de multiplier les réformes et les opportunités dans le domaine des énergies renouvelables. La réélection du gouvernement en place en novembre 2024 a assuré la poursuite des réformes prévues en matière d'énergie ainsi que des politiques existantes.

Restructuration de la réglementation de la Nouvelle-Écosse

Les faits marquants de l'année 2024 en Nouvelle-Écosse incluent de vastes réformes et changements législatifs et réglementaires significatifs pour le secteur de l'énergie. À la suite de la publication le **23 février 2024** des recommandations du rapport du groupe de travail **Clean Electricity Solutions Task Force**, l'Assemblée législative de la Nouvelle-Écosse a adopté en **avril 2024** le projet de loi nº 404, ***The Energy Reform (2024) Act*** (la « Loi »). Cette loi remanie en profondeur la structure du réseau électrique de la province et sa réglementation.

Modernisation stratégique de la surveillance réglementaire

Un point central de la Loi est la restructuration de la surveillance réglementaire. À compter du 1er avril 2025, la Nova Scotia Regulatory and Appeals Board (« NSRAB ») et la Nova Scotia Energy Board (le « NSEB ») remplaceront la Nova Scotia Utility and Review Board. Ces deux nouvelles régies témoignent d'une approche plus spécialisée de la réglementation de l'énergie, leurs rôles respectifs étant les suivants :

— la nouvelle NSEB sera chargée de régir les services publics du secteur de l'énergie, afin de favoriser la transition vers un réseau plus écologique, en tenant compte de la loi Environmental Goals and Climate Change Reduction Act dans ses décisions;

— les autres responsabilités de la Nova Scotia Utility and Review Board, comme la fixation des tarifs de l'énergie et des péages, seront confiées à la NSRAB.

Suivant le modèle de réglementation de l'énergie de l'Ontario, la Nouvelle-Écosse mettra sur pied en 2025 une société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Independent Energy System Operator* (la « NSIESO »), pour

gérer les activités du réseau d'électricité de la province. La NSIESO sera un organisme indépendant à but non lucratif responsable du maintien des normes d'interconnexion du réseau (y compris l'accès ouvert et non discriminatoire aux parties prenantes du marché et du commerce de gros) ainsi que de l'établissement des tarifs et des normes, remplaçant de fait la branche transport de la société Nova Scotia Power Incorporated (« NS Power »). À l'avenir, les demandes de raccordement de projets au réseau d'électricité de la Nouvelle-Écosse et d'attribution des contrats d'achat d'électricité seront déposées auprès de la NSIESO, qui a reçu un large mandat de supervision de la planification et de l'achat de nouvelles sources d'énergie.

Malgré les responsabilités conférées à la NSIESO, le ministre de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse a conservé plusieurs pouvoirs discrétionnaires, dont celui d'ordonner à un service public de conclure un contrat pour l'achat de services fournis par un projet de stockage d'énergie. De plus, les entités réglementées en tant que services publics, telles que NS Power, peuvent désormais demander au gouvernement l'autorisation de conclure des ententes de participation avec des tiers pour des projets qui soutiennent des objectifs environnementaux et ne font pas l'objet d'un contrat d'achat régi par la NSIESO. Auparavant, la loi n'offrait pas de solution claire pour ces formes de coentreprise. Ces ententes de participation seront considérés comme des entreprises de services publics et seront donc assujettis aux pouvoirs de la NSEB et à sa surveillance.

Changements dans l'approvisionnement

La province a entrepris d'améliorer la structure de l'approvisionnement en énergie afin de créer un réseau de production d'énergie plus concurrentiel et axé sur l'innovation. Les règles existantes concernant l'attribution de contrats d'achat d'électricité ont été améliorées pour intégrer diverses nouvelles sources d'énergie comme le stockage de l'énergie. En outre, l'interdiction de construction de centrales nucléaires par NS Power a été levée, ce qui ouvre la possibilité d'ajouter l'énergie nucléaire produite par de petites centrales modulaires au bouquet énergétique de la province.

Parmi les autres changements introduits par la Loi, citons le renforcement des mesures de protection des consommateurs et de leur représentation dans les procédures réglementaires, ainsi qu'une plus grande flexibilité et de nouveaux objectifs dans la fixation des tarifs.

Nouvel appel d'offres pour le programme Green Choice

Comme indiqué dans la **publication de l'an dernier**, la Nouvelle-Écosse a annoncé en décembre 2023 un appel d'offres de 350 MW d'électricité renouvelable intitulé **Green Choice Program** (le « GCP »). Dans le cadre du GCP, les clients seraient assurés de recevoir jusqu'à 100 % de leur électricité provenant de sources d'énergie renouvelables, ainsi que les certificats d'énergie renouvelable connexes dérivés de ces sources. L'appel d'offres était limité aux projets éoliens et solaires dont les livraisons pouvaient commencer au plus tard en 2027. Le calendrier de l'appel d'offres a été révisé à plusieurs reprises pour tenir compte de l'évolution de la procédure d'appel d'offres. Selon la **dernière mise à jour publiée début novembre**, les projets retenus devaient être annoncés au plus tard le 28 novembre 2024 et les contrats d'achat d'électricité (*Power Purchase Agreements*) devaient être signés au plus tard en janvier 2025, mais à l'heure où nous mettons sous presse, seule la liste des projets retenus a été publiée ici.

Autres projets d'énergies renouvelables nouveaux et en cours

Pour donner un coup de pouce important à l'infrastructure d'énergie verte de la Nouvelle-Écosse, le gouvernement fédéral **s'est engagé** à verser, tout au long de l'année 2024, plus de 100 millions $ à des projets d'énergie de pointe. Une partie des fonds a été allouée à Nova Scotia Power Inc. pour l'**installation de trois systèmes de stockage d'énergie par batteries**, situés à Bridgewater, Spider Lake et White Rock, qui fourniront une capacité combinée de 50 mégawatts (« MW ») et une capacité de stockage de 200 mégawattheures (« MWh »). D'autres fonds ont été alloués à des mises à niveau essentielles de modernisation du réseau, nécessaires pour améliorer la résilience et la fiabilité de la province en matière d'énergie renouvelable.

Des fonds fédéraux supplémentaires pour les projets d'énergie renouvelable ont été accordés sous la forme d'un **soutien de la Banque de l'infrastructure du Canada** (la « BIC ») et du ministère fédéral de l'Énergie et des Ressources naturelles pour des projets d'énergie éolienne qui ont fait une belle place aux partenariats autochtones, **notamment 25 millions $ de financement** pour chacun des trois projets suivants :

— Le projet éolien Benjamins Mill est le fruit d'une collaboration entre Natural Forces Developments et la Wskijnu'k Mtmo'taqnuow Agency (la « WMA »), qui représente 13 bandes Mi'kmaq de Nouvelle-Écosse, en vue de déployer un projet d'énergie éolienne de 33,6 MW situé près de Windsor.

— Les projets éoliens Higgins Mountain et Wedgeport, deux coentreprises entre Elemental Energy Renewables Inc., la Première Nation de Sipekne'katik et Stevens Wind pour respectivement (i) un projet d'énergie éolienne de 100 MW situé dans les comtés de Wentworth, Cumberland et Colchester, et (ii) un projet d'énergie éolienne de 84 MW situé dans le district d'Argyle.

NOUVEAU-BRUNSWICK

Élections et mises à jour législatives

Les hausses répétées des tarifs de l'énergie tout au long de l'année 2024 ont mis en lumière les préoccupations du Nouveau-Brunswick concernant les contrecoups éventuels de celles-ci sur l'activité industrielle et la compétitivité économique. Par conséquent, l'approche du Nouveau-Brunswick en matière de réglementation et de législation de l'énergie est restée largement axée, tout au long de l'année 2024, sur les prix et les politiques de consommation, avec peu de changements visant spécifiquement à accélérer ou à faciliter le déploiement de nouveaux projets. L'exception est la ***Loi modifiant la Loi sur l'électricité***, promulguée le 7 juin 2024, qui a élargi les moyens de financement de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB »), et ajouté de la souplesse à ces moyens financiers, afin qu'elle puisse accéder à d'autres sources de financement que les allocations gouvernementales traditionnelles et les prêts bancaires conventionnels.

Les élections ont permis au Parti libéral du Nouveau-Brunswick de prendre le pouvoir le 2 novembre 2024 sous la houlette de la nouvelle Première ministre Susan Holt. La première ministre Holt **a déclaré** qu'elle n'avait pas l'intention de poursuivre ses projets d'investissement dans le gaz de schiste et qu'elle préférait soutenir le déploiement de projets d'énergie propre en partenariat avec les Premières Nations. Le programme du parti **comprend** la promesse de mettre en place « un plan énergétique qui fournit une énergie abordable, fiable et propre aux Néo-Brunswickois ». Toutefois, on ne sait pas si cette promesse signifie qu'un nouveau plan remplacera la **stratégie sur l'énergie** de décembre 2023 du gouvernement précédent, ni si cette stratégie sera modifiée ou demeurera inchangée.

Stockage d'énergie par batteries et énergies renouvelables à l'honneur

L'annonce en décembre 2023 de la **stratégie sur l'énergie** du gouvernement du Nouveau-Brunswick a signalé son intention d'acquérir un total de 2 000 MW d'énergie renouvelable (1 400 MW d'énergie éolienne, 200 MW d'énergie solaire et 100 MW de stockage d'énergie), mais l'approvisionnement ne devrait commencer qu'en 2027. Dans l'intervalle, le secteur privé du Nouveau-Brunswick a pris des mesures pour augmenter la part de la production d'énergie renouvelable dans la province grâce à des projets éoliens et de stockage.

- Neqotkuk (Première Nation Tobique), Saint John Energy et Natural Forces **ont inauguré en avril** le début de la production du projet d'énergie éolienne Burchill à Saint John, qui comprendra 10 turbines pour une puissance de 42 MW, ainsi que le plus grand système de stockage d'énergie par batteries du Nouveau-Brunswick à **ce jour**.
- J.D. Irving Ltd. a annoncé au printemps 2024 un investissement de 550 millions $ pour le déploiement du parc éolien de **Brighton Mountain**, sa première incursion dans le secteur de l'énergie éolienne. Même si l'entreprise prévoit de vendre son énergie à Énergie NB dans le cadre du **Programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie**, une entente de partenariat public-privé **n'avait pas encore été signée au moment de l'annonce**. Sous réserve de l'approbation de l'organisme de réglementation et de l'achèvement de l'**étude d'impact sur l'environnement**, le projet de 58 turbines censé être situé près du hameau de Juniper, dans le comté de Carleton, deviendrait le plus important de la province. La phase 1 du projet, qui prévoit 34 turbines pour une puissance totale de 200 MW, devrait débuter en 2025 et être achevée en 2027.
- Irving Pulp & Paper, Limited **a rendu public** un projet de modernisation de son usine de pâte à papier du côté ouest de Saint-Jean, pour un investissement de 1,1 milliard $. Une fois achevée, l'usine comprendra une nouvelle centrale à biomasse alimentée par des sous-produits du bois, ce qui la rendra autosuffisante et lui permettra de produire un surplus d'énergie qui pourra être vendu à Énergie NB. Les deux projets visent à **réduire de 18 %** la quantité de combustibles fossiles utilisée par Énergie NB.

Le Nouveau-Brunswick a fait de l'expansion de l'énergie nucléaire un élément central de sa stratégie de décarbonation, en se fixant **comme objectif dans sa vision énergétique** d'ajouter 600 MW de production d'énergie à partir de petits réacteurs modulaires (« PRM ») au réseau d'ici 2035.

Annonces de fin d'année

Dans une annonce faite le 5 décembre 2024, Énergie NB **a confirmé son intention de se procurer de l'électricité** à partir d'une centrale au gaz naturel qui serait construite par un promoteur privé anonyme à l'extérieur de Moncton, dans le but de réduire l'énergie produite par sa centrale au mazout de Coleson Cove. La centrale devrait être convertible pour utiliser de l'hydrogène et des sources d'énergie non polluantes.

À l'horizon 2025, de nouveaux développements dans le domaine des énergies renouvelables devraient être annoncés, à la suite à l'**annonce faite le 8 décembre** par le gouvernement fédéral de fournir plus d'un milliard de dollars pour soutenir de nouveaux projets énergétiques, notamment dans le cadre des initiatives suivantes :

- financement de 670 MW de projets d'énergie éolienne dirigés par des Autochtones, notamment au moyen du secteur prioritaire Énergie propre et Initiative pour la participation autochtone de la BIC, ainsi que d'autres programmes;
- 25 millions $ pour le projet d'énergie éolienne de 25 MW de Neweg Energy, un partenariat avec Énergie NB et les Premières Mations Mi'kmaq du Nouveau-Brunswick;
- soutien fédéral à la conversion de la centrale au charbon de Belledune à la biomasse;
- financement supplémentaire pour les projets d'énergie nucléaire visant des PRM;

— financement pour couvrir les travaux préalables à la construction de la ligne de transport modifiée de la boucle de l'Atlantique qui reliera le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse.

TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

Déploiement continu des infrastructures

Newfoundland and Labrador Hydro **a annoncé** en juin qu'elle prévoyait d'investir plus d'un milliard de dollars pour ajouter une huitième unité au barrage hydroélectrique de Bay d'Espoir, sur la côte sud de Terre-Neuve, ainsi qu'une nouvelle turbine à combustion de 150 MW, dans le but d'améliorer le réseau énergétique. Le coût du projet, d'une durée de six ans, est estimé à 516 millions $. Selon les projections de Newfoundland and Labrador Hydro, la demande d'électricité pourrait dépasser l'offre dès 2030. Cette situation est très préoccupante pour le Public Utilities Board, qui a souligné la nécessité de renforcer le réseau de la province.

Churchill Falls

Hydro-Québec et Terre-Neuve-et-Labrador **ont signé en décembre** une entente de principe pour le projet hydroélectrique de Churchill Falls, mettant ainsi fin au contrat de 65 ans qui les liait. Selon les modalités de la nouvelle entente, le tarif actuel payé par Hydro-Québec pour l'énergie fournie par Churchill Falls augmentera à 5,9 cents par kilowattheure (« kWh »), par rapport au prix actuel de 0,2 cent/kWh. Les nouveaux mécanismes d'indexation des prix pourraient se traduire par des revenus annuels estimés pour les ventes d'énergie d'environ 1 milliard de dollars de 2024 à 2040, et de 2 milliards de dollars à partir de 2041, avec d'autres indexations à partir de 2056.

Outre la renégociation des modalités et du prix des 7 200 MW d'énergie à fournir à Hydro-Québec, l'entente prévoit (i) la construction du projet de centrale de Gull Island, discutée depuis longtemps, dans le cadre d'une coentreprise entre Hydro-Québec et Newfoundland and Labrador Hydro, dont la phase 1 pourrait produire 2 250 MW, et (ii) l'expansion de la centrale de Churchill Falls.

— Le projet de centrale de Gull Island serait mené par Hydro-Québec en tant que chef de projet et maître d'œuvre qui assumera les risques y afférents, et il serait ensuite exploité par Newfoundland and Labrador Hydro. Le projet serait détenu conjointement par Newfoundland and Labrador Hydro (60 %) et Hydro-Québec (40 %). Au total, 225 MW de sa production seraient réservés à la consommation et aux besoins internes de Terre-Neuve-et-Labrador, le reste étant exporté vers le Québec. La mise en service du projet de centrale de Gull Island est prévue pour 2035.

— L'expansion de la centrale de Churchill Falls vise la construction d'une nouvelle centrale souterraine près du réservoir existant, qui ajouterait 550 MW à la production totale installée. L'expansion serait construite et exploitée par la société Churchill Falls (Labrador) Corporation, qui est détenue et contrôlée par Newfoundland and Labrador Hydro (65,8 %) et Hydro-Québec (34,2 %).

L'entente a reçu l'appui de la Nation Innu, qui s'est vu accorder la priorité en matière d'emploi pour les travaux de construction des nouveaux projets. L'entente devrait être officialisée d'ici 2026.

En marche vers l'hydrogène vert

S'appuyant sur les discussions et les accords de **2022** et 2023 entre le Canada et l'Allemagne, les deux pays ont engagé 600 millions $ en **juillet** pour lancer une initiative d'exportation d'hydrogène dans le Canada atlantique, marquant ainsi une étape importante dans le déploiement d'un corridor d'approvisionnement en énergie propre. L'investissement, auquel chaque pays contribue à hauteur de 300 millions $, vise à soutenir des projets de transformation de l'énergie éolienne en hydrogène vert destiné à l'exportation vers l'Allemagne. **En avril**, l'une des quatre propositions de transformation de l'énergie éolienne en hydrogène élaborée dans la province, rendue publique et dirigée par World Energy GH2 a franchi une étape importante en obtenant une autorisation environnementale provinciale. Situé sur la côte ouest de Terre-Neuve, le projet Nujio'qonik prévoit l'installation de plus de 300 éoliennes dans la péninsule de Port au Port et la vallée de Codroy, ainsi qu'un projet de construction d'une usine pour produit de l'hydrogène et de l'ammoniac à Stephenville.

ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD

Protection du réseau contre les effets du changement climatique

Maritime Electric, la principale compagnie d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard (l'« IPE »), a publié en mars une stratégie d'adaptation au changement climatique intitulée **Climate Change Adaptation Strategy** de 75 pages qui, selon elle, permettra de protéger le réseau électrique de l'Île-du-Prince-Édouard contre les futurs effets du changement climatique. Maritime Electric construit une station de commutation dans l'ouest de l'Île-du-Prince-

Édouard qui créera une boucle de transport afin de fournir un itinéraire alternatif pour desservir ses clients en cas de panne de l'une des lignes de transport. Le projet devrait être achevé en 2025. La plupart des concepts présentés dans la stratégie de Maritime Electric visent l'amélioration de l'infrastructure existante du réseau au moyen de technologies avancées conçues pour prévenir les pannes de courant en cascade et l'accumulation de glace. En outre, les sous-stations seront modernisées afin d'améliorer leur résistance aux vents violents.

Surélectrification

En octobre 2024, le chef de la direction de Maritime Electric a tiré la sonnette d'alarme en déclarant au comité permanent sur l'éducation et la croissance économique de l'Assemblée législative de l'IPE que la demande d'énergie **dépassait la capacité de l'île à fournir de l'énergie**. L'IPE achète actuellement de l'énergie à des sources extérieures à l'île; cependant, l'augmentation de la consommation dans les provinces atlantiques voisines, ainsi que les fermetures prévues de centrales électriques en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, signifient que les provinces voisines ont moins d'énergie disponible à fournir.

Croissance de l'énergie solaire

Au début de l'année 2024, **deux fermes solaires à grande échelle, le parc solaire Sunbank de Summerside et le microréseau de Slemon Park**, roulent à plein régime. Ces installations ont permis d'augmenter considérablement la production d'énergie solaire de l'IPE, en faisant plus que doubler sa capacité. Les deux installations ont commencé à fonctionner simultanément au début de l'année. Par conséquent, la production mensuelle d'énergie solaire, qui dépendait auparavant largement des installations résidentielles sur les toits, est passée d'environ 1 475 MWh par mois en 2023 à plus de 6 000 MWh en avril.

L'ÉNERGIE ÉOLIENNE EN MER

Au niveau régional, les faits saillants de 2024 comprennent les progrès continus vers la concrétisation des projets d'énergie éolienne en mer, grâce à des activités législatives et politiques concertées et à des réformes aux niveaux fédéral et provincial. Plus particulièrement, la sanction royale a été donnée 3 octobre 2024 au projet de loi C-49, ***Loi modifiant la Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador et la Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois*** (le « projet de loi C-49 »), plus d'un an après son dépôt initial devant la Chambre des communes. Cette législation crée un cadre pour le déploiement et la réglementation des projets d'énergie renouvelable extracôtiers en Nouvelle-Écosse et à Terre-Neuve-et-Labrador. Elle modifie également la réglementation existante des activités pétrolières extracôtières, en l'alignant sur les nouvelles dispositions.

Le projet de loi C-49 a modifié la ***Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador*** et la ***Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*** (les « lois sur les accords atlantiques »), ce qui a permis d'étendre la réglementation des projets pétroliers en cours et de clarifier les règles de compétence concernant les frontières maritimes intérieures et nationales.

Nouveau cadre réglementaire

Les modifications importantes introduites par le projet de loi C-49 visent à rationaliser les demandes d'approbation de droits sur le fond marin en introduisant un permis unique visant les « terres submergées » afin de réaliser des projets d'énergie renouvelable extracôtière. Ce système remplace l'ancien système de tenure en vertu duquel de multiples permis étaient délivrés dans le cadre de la réalisation de projets pétroliers.

L'autorité de réglementation pour l'énergie éolienne en mer sera exercée par deux régies existantes et gérées conjointement, qui régissent déjà les projets pétroliers et gaziers : la **Régie de l'énergie extracôtière Canada-Nouvelle-Écosse** (anciennement l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers) et la Régie de l'énergie extracôtière Canada-Terre-Neuve-et-Labrador (anciennement l'**Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers**), (les « Régies »).

La réglementation des énergies renouvelables par les Régies couvre la sécurité, la protection de l'environnement, le déclassement et les redevances, et prévoit des procédures allant des évaluations environnementales aux audiences publiques, en passant par les processus de règlement des différends liés aux projets d'énergie renouvelable extracôtiers. Cependant, alors que l'exploration, la mise en valeur et la production de ressources énergétiques renouvelables extracôtières, telles que l'énergie éolienne, marémotrice ou houlomotrice, seront autorisées au moyen d'une demande auprès des Régies, la décision de lancer des appels d'offres sera assujettie à l'approbation des ministres fédéral et provinciaux. Nos lecteurs intéressés par les détails du projet de loi C-49 sont invités à lire notre **précédent article sur le sujet** (en anglais seulement).

Prochaines étapes

La Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador ont adopté ou vont adopter une législation miroir pour mettre en œuvre le régime du projet de loi C-49.

Les deux provinces devraient également lancer ou avoir lancé des appels d'offres pour des projets d'énergie éolienne extracôtière. La Nouvelle-Écosse s'est fixé pour objectif de délivrer **des permis visant l'énergie éolienne en mer pour cinq gigawatts d'ici 2030** dans le cadre de la *Marine Renewable-energy Act*, **dans le but déclaré** d'encourager la production d'hydrogène vert. La délivrance de baux dans le cadre de ce programme devrait commencer dès 2025.

DROIT DE L'ENVIRONNEMENT

Par Derek Baker, Julie Belley Perron, Rachael Carlson, Kimberly Howard, Selina Lee-Anderson, Riley Thackray et Gwenyth Wren

Droit de l'environnement

PRINCIPAUX DÉVELOPPEMENTS DE 2024

En 2024, le droit de l'environnement a connu un certain nombre de développements majeurs au Canada qui peuvent avoir une incidence sur le secteur de l'électricité. Les faits marquants sont les suivants :

Colombie-Britannique

- **La Colombie-Britannique (la « C.-B. ») crée de nouveaux ministères pour s'occuper des industries minière et énergétique.** À la suite des élections provinciales en C.-B., le gouvernement néo-démocrate a divisé le ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Innovation à faible émission de carbone pour former le nouveau **ministère des Mines et des Minéraux critiques** (*Ministry of Mining and Critical Mineral*) et le **ministère de l'Énergie et des Solutions climatiques** (*Ministry of Energy and Climate Solutions*). Le gouvernement provincial **a déclaré** que ce changement reflétait « l'engagement du gouvernement à tirer parti de la force de la C.-B. en tant que puissance énergétique propre avec les minéraux critiques qui sont essentiels à la croissance de l'économie propre » et a prévu que les ministères auraient les responsabilités suivantes :
  - **Énergie et Solutions climatiques :**
    - superviser les secteurs de l'électricité, des énergies alternatives et des ressources pétrolières de la C.-B.;
    - augmenter et développer les projets d'électricité et les projets d'énergie à faible teneur en carbone dans la province;
    - veiller à ce que les politiques énergétiques soient alignées sur les objectifs climatiques;
    - superviser le projet de ligne de transport d'électricité de la côte nord (*North Coast Transmission Line*) et le Plan d'investissement (*Capital Plan*) de BC Hydro.
  - **Mines et Minéraux critiques :**
    - faire progresser la stratégie provinciale pour les projets d'exploitation minière et de minéraux critiques;
    - assurer la supervision et le soutien de 17 nouveaux projets de minéraux critiques dont la construction est sur le point de commencer;
    - superviser la réforme en cours de la loi sur la propriété minière, *Mineral Tenure Act*, ainsi que d'autres processus réglementaires et calendriers.
- **Investissements importants dans des initiatives d'énergie propre et de préparation au changement climatique.** Par exemple, en janvier 2024, la C.-B. a annoncé la **mise à jour du plan d'investissement décennal** de BC Hydro, qui prévoit 36 milliards $ d'investissements dans des infrastructures régionales et communautaires en C.-B. En outre, le 6 septembre 2024, la

C.-B. **a annoncé** qu'elle avait investi 89 millions $ dans des infrastructures d'économie propre dans toute la province, notamment pour fournir des bâtiments à haut rendement énergétique et des options d'énergie et de transport propres. Le 18 septembre 2024, la C.-B. **a annoncé** qu'elle fournissait à 65 communautés un financement pour des projets liés à l'adaptation au climat au moyen du volet Réduction des risques de catastrophe — Adaptation au climat du fonds. Un financement important continue d'être fourni par le **CleanBC Industry Fund** pour aider l'industrie à réduire ses émissions.

— **Création d'une autoroute électrique.** En 2024, la C.-B. travaillait à l'achèvement de son **autoroute électrique**, soit un réseau complet de stations publiques de recharge rapide pour véhicules électriques (les « VE ») le long de toutes les autoroutes et principales voies routières. L'objectif est de permettre aux Britanno-Colombiens de conduire dans toute la province en utilisant des VE.

— **Règlementation sur les cryptomonnaies.** La loi ***Energy Statutes Amendment Act, 2024*** a reçu la sanction royale le 16 mai 2024, modifiant la loi *Utilities Commission Act* pour donner au lieutenant-gouverneur en conseil la capacité de prendre des règlements concernant la prestation d'un service par un service public à des fins de minage de cryptomonnaie. En juin, le règlement ***Cryptocurrency Power Regulation*** a été introduit, prolongeant l'interdiction temporaire de prestation de services aux nouveaux projets de cryptomonnaie jusqu'en décembre 2025 afin de donner au gouvernement le temps d'élaborer un cadre de réglementation pour les futures activités de minage de cryptomonnaie.

— **Exemptions pour les fournisseurs de services énergétiques liés à l'hydrogène.** En avril 2024, la C.-B. a approuvé les recommandations de la British Columbia Utilities Commission (la « BCUC ») dans son rapport final d'enquête sur les services énergétiques liés à l'hydrogène (*Hydrogen Energy Services Inquiry Final Report*), selon lequel la réglementation du marché des services énergétiques liés à l'hydrogène en C.-B. pourrait entraver l'expansion d'un marché concurrentiel. En conséquence, en mai 2024, la BCUC a publié trois ordonnances visant l'exemption de trois catégories de services énergétiques liés à l'hydrogène de la réglementation active de la BCUC en vertu de la loi *Utilities Commission Act* : l'***hydrogène en tant que carburant pour le transport***, la **production d'hydrogène en tant que carburant pour la production d'électricité, ou en tant que carburant pour le transport ou le chauffage**, et la **livraison d'hydrogène par camion.**

— **Introduction d'un cadre sur les sanctions administratives en vertu du *Water Sustainability Act*, *Ecological Reserve Act* et du *Park Act*.** Le 12 janvier 2024, le règlement ***Administrative Penalties (Water Sustainability Act) Regulation*** a été adopté par décret, précisant les sanctions qui peuvent s'appliquer aux infractions à la loi *Water Sustainability Act* et aux règlements pris en application de celle-ci. Le 3 mai 2024, les règlements ***Administrative Penalties (Ecological Reserve Act) Regulation*** et ***Administrative Penalties (Park Act) Regulation*** ont tous deux été adoptés par décret, précisant le processus d'imposition, de contestation et d'exécution des sanctions administratives pour les infractions aux lois *Ecological Reserve Act* et *Park Act*, ainsi qu'à leurs règlements d'application respectifs. L'adoption de divers règlements relatifs aux sanctions

administratives peut laisser présager des efforts accrus en matière d'application de ces régimes de réglementation.

— **Mises à jour du régime des gaz à effet de serre (les « GES ») pour les émetteurs industriels.** Les émissions du secteur industriel en C.-B. sont régies par la loi ***Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act*** (la « GGIRCA »). La GGIRCA régit également les activités d'échange de crédits carbone dans la province. En 2024, le régime GGIRCA a continué d'évoluer. Le 16 février 2024, le règlement ***BC Carbon Registry Regulation*** (le « Règlement ») a été adopté. Le registre *BC Carbon Registry* (qui permet l'émission, le transfert et le retrait des unités de conformité) est maintenu en vertu de ce Règlement, qui définit, entre autres, qui peut utiliser le registre, les processus de demande d'ouverture de compte et les règles applicables aux transactions d'unités de conformité. Au printemps 2024, la province est passée d'un modèle de taxe sur le carbone à un système de tarification fondé sur le rendement (*output-based pricing system*, l'« **OBPS** ») pour l'industrie. Pour plus d'information sur le système de tarification fondé sur le rendement, veuillez vous reporter au document intitulé « *Update on CleanBC Roadmap to 2030* ».

— **Introduction de la planification de la gestion des urgences par les principaux ministres.** Le 6 juillet 2024, des **modifications** au règlement *Emergency and Disaster Management Regulation* ont été introduites, exigeant que divers ministres préparent et maintiennent des évaluations des risques et des plans de gestion des urgences concernant des dangers particuliers. Les risques précisés comprennent les explosions et les émissions (y compris les explosions de gaz ou les fuites liées aux pipelines, aux puits de gaz, aux raffineries ou aux installations de production d'électricité), les pannes d'électricité (y compris les pannes de courant et les surcharges électriques) et les risques hydrologiques (y compris les incidents et les défaillances liés à des barrages, la sécheresse et la pénurie d'eau).

— **Création d'un règlement sur les facilitateurs de règlement des différends en matière d'évaluation environnementale.** Le 9 juillet 2024, un **règlement** a été adopté en vertu de l'article 5 de la loi *Environmental Assessment Act* afin de fournir des détails supplémentaires sur le processus des facilitateurs de règlement des différends à la suite d'un renvoi par une Première Nation participante ou par le directeur général de l'évaluation en ce qui concerne un projet pour lequel un certificat d'évaluation environnementale est demandé.

— **Entrée en vigueur des exigences relatives aux activités d'atténuation hors site.** Le 22 juillet 2024, certaines dispositions de la loi ***Oil and Gas Activities Amendment Act, 2018*** sont entrées en vigueur, y compris l'obligation pour la Commission d'indiquer dans les permis visant certaines catégories d'activités pétrolières et gazières les activités d'atténuation environnementale hors site qui seront menées par le

titulaire du permis, et les dispositions qui permettent au lieutenant-gouverneur en conseil d'édicter des règlements concernant les activités d'atténuation environnementale hors site.

— **Un tribunal de la C.-B. précise la notion de responsabilité secondaire en vertu des lois environnementales.** Dans l'affaire *R v. Mossman*, **2024 BCSC 443**, la Cour suprême de la C.-B. a jugé que la responsabilité prévue à l'article 121 de la loi ***Environmental Management Act***, qui prévoit que « si une société commet une infraction à la présente Loi, l'employé, le dirigeant, l'administrateur ou le mandataire de la société qui a autorisé ou permis l'infraction, ou y a acquiescé, commet lui-même l'infraction, que la société soit ou non déclarée coupable », n'exige pas la preuve de l'intention *(mens rea)* d'avoir permis à la société de commettre l'infraction, ni la preuve de la connaissance que la société commettait l'infraction. Cette décision garantit en fait que la nature de la responsabilité stricte liée aux infractions aux lois sur le bien-être public s'étend aux dispositions sur la responsabilité secondaire régissant la responsabilité des employés, administrateurs, dirigeants et mandataires des sociétés qui commettent des infractions, laissant la diligence raisonnable comme principal moyen de défense lorsque la société a commis une infraction.

Alberta

— ***Règlement sur l'utilisation des terres et l'évaluation visuelle pour l'énergie électrique.*** Le 6 décembre 2024, le gouvernement de l'Alberta (l'« Alberta ») a promulgué le nouveau règlement ***Electric Energy Land Use and Visual Assessment Regulation*** (le « Règlement sur l'utilisation des terres et l'évaluation ») pris en application de la loi ***Alberta Utilities Commission Act***. Ce nouveau règlement crée de nouvelles exigences pour les demandes de centrales électriques déposées auprès de l'*Alberta Utilities Commission* (l'« **AUC** »). Ces modifications font suite à la publication du ***Module A Report*** de l'AUC, qui présentait un résumé des soumissions et des observations recueillies par l'AUC concernant l'aménagement d'installations électriques sur des types ou des catégories particulières de terres agricoles, l'impact des installations électriques sur les paysages, les exigences de garanties financières pour la remise en état, l'aménagement sur les terres de la Couronne et le rôle des gouvernements municipaux dans l'aménagement d'installations électriques ainsi que l'examen des demandes y afférentes.

— Sous réserve de certaines exceptions, le Règlement sur l'utilisation des terres et l'évaluation s'applique aux nouvelles demandes de construction et d'exploitation de centrales électriques déposées en vertu de la règle ***Rule 007: Applications for Power Plants, Substations, Transmission Lines, Industrial System Designations, Hydro Developments and Gas Utility Pipelines*** de l'AUC (la « Règle 007 de l'AUC »). Ce règlement ne s'applique pas à ce qui suit :

  — la construction ou l'exploitation (i) de petites centrales électriques (c.-à-d. de moins de 1 mégawatt [« MW »]), (ii) d'unités de production isolées et (iii) de micro-installations de production;

  — la construction ou l'exploitation d'une centrale électrique située dans une réserve;

  — les modifications mineures aux autorisations visant des centrales électriques existantes qui :

    — n'affectent pas directement et négativement une personne,

    — n'ont pas d'impact négatif sur l'environnement,

    — ne constituent pas une infraction à la *Rule 012* de l'AUC,

    — ne modifient pas les modalités ou conditions d'une autorisation, d'un permis ou d'une licence existant.

Même si ces nouvelles exigences ne s'appliquent pas aux centrales électriques déjà approuvées, le Règlement sur l'utilisation des terres et l'évaluation s'appliquera à toutes les demandes de modification des autorisations de centrales électriques existantes adressées à l'AUC qui nécessitent des modifications plus importantes, notamment des modifications des modalités et conditions contenues dans l'autorisation initiale délivrée par l'AUC et celles qui nécessitent une évaluation supplémentaire afin d'examiner les impacts sur les parties prenantes, les questions environnementales et le bruit.

De manière générale, le Règlement sur l'utilisation des terres et l'évaluation vise trois domaines :

Terres agricoles

Toutes les nouvelles demandes de centrales éoliennes et solaires sur des terres agricoles de haute qualité (*high-quality agricultural land*) telles qu'elles sont définies dans ce règlement, doivent inclure une évaluation de l'impact sur les terres agricoles

conformément à l'article 4 de ce règlement. L'article 5 du règlement exige que les propriétaires de centrales éoliennes et solaires sur des terres agricoles de haute qualité fassent rapport à l'AUC de la productivité agricole dans les 36 mois suivant le début de la mise en exploitation. Selon le **Bulletin 2024-25 de l'AUC** intitulé *Changes to interim information requirements for power plant application*, l'AUC a l'intention de travailler avec les parties prenantes pour établir ces exigences de rapport et les inclure dans la règle ***AUC Rule 033: Post-approval Monitoring Requirements for Wind and Solar Power Plants.***

Pour l'instant, l'AUC demandera aux demandeurs de fournir de l'information dans le cadre d'une exigence d'information provisoire sur la manière dont ils évalueront et amélioreront le rendement de toute proposition de colocalisation en terre agricole. Cette exigence se trouve dans la section sur les terres agricoles de l'annexe du Bulletin 2024-25 de l'AUC.

Évaluation de l'irrigabilité

Pour tous les types de centrales électriques proposés dans la **zone blanche** identifiée sur la carte annexée à l'arrêté ministériel M.O. 71/85 du 7 mai 1975), on doit indiquer si (i) les terres du projet possèdent une infrastructure d'irrigation; (ii) les terres du projet se trouvent dans un district d'irrigation et, dans ce cas, si a) le projet a fait l'objet de discussions avec l'autorité du district d'irrigation; b) les acres d'irrigation (permanents, résiliables ou annuels) sont ou ont été attribués aux terres du projet; c) une demande visant des droits d'usage de l'eau ou des acres d'irrigation a été déposée à l'égard des terres du projet; et (iii) les propriétaires fonciers ont obtenu une licence privée d'irrigation (*Private Irrigation Water Licence*) pour l'irrigation des terres du projet. L'AUC a déclaré qu'elle utilisera ces renseignements pour déterminer au cas par cas si des évaluations plus détaillées de l'irrigabilité sont nécessaires à l'égard d'un projet[1].

Évaluations de l'impact visuel

— Toutes les nouvelles demandes visant tous les types de centrales électriques dans les **zones tampons et les zones d'évaluation de l'impact visuel**, définies à l'annexe 2 et à l'annexe 3 du règlement) doivent faire l'objet d'une évaluation de l'impact visuel. Le Bulletin 2024-25 de l'AUC (**Annexe A**) contient de l'information provisoire sur le contenu d'une évaluation de l'impact visuel.

— ***Règlement de modification sur la conservation et la remise en état.*** Le 6 décembre 2024, l'Alberta a également promulgué le règlement *Conservation and Reclamation Amendment Regulation* par le **Décret 269/2024** pris en application de la loi *Environmental Protection and Enhancement Act* (l'« **EPEA »)**. Ce règlement apporte des mises à jour au cadre de réglementation existant, qui touchent l'exploitation des centrales éoliennes et solaires, notamment les suivantes :

  — un nouveau *Code of Practice for Solar and Wind Renewable Energy Operations* (le « Code »). Les personnes ou entités responsables de la construction, de l'exploitation ou de la *remise en état* de projets de production d'énergie éolienne et solaire devront se conformer au Code;

  — l'imposition d'obligations de garantie financière pour la remise en état pour un projet en fin de vie. L'exploitant d'un projet éolien ou solaire sera tenu de fournir une garantie financière à l'égard de ses obligations liées à la remise en état lorsqu'un projet est en fin de vie.

  Un exploitant qui fait une demande d'enregistrement d'une activité prescrite (*Specified Activity*) de production d'électricité à partir de l'énergie éolienne ou solaire et qui remet une garantie financière au propriétaire enregistré du terrain dans le cadre d'un bail de surface est dispensé de l'obligation de déposer une garantie financière.

— **Projet de loi 21, *Modification des lois sur les situations d'urgence.*** Le 9 mai 2024, l'Alberta a déposé le projet de loi 21, ***Emergency Statutes Amendment Act, 2024***, qui modifie un certain nombre de lois essentielles en matière de réponse aux situations d'urgence, notamment incendies de forêt, inondations et sécheresses. Plus précisément, le projet de loi 21 modifiera les lois ***Emergency Management Act***, ***Forest and Prairie Protection Act***, ***Water Act*** et ***Election Act*** afin d'accorder au gouvernement provincial une plus grande marge de manœuvre pour répondre aux situations d'urgence, notamment les incendies de forêt, les inondations et les sécheresses.

— **Plan d'intervention en cas de sécheresse de l'Alberta.** Le 14 août 2024, l'Alberta a publié son plan **Alberta Drought Response Plan**. L'objectif du Plan est de s'assurer que l'Alberta est prête à faire face à une éventuelle sécheresse généralisée. Le Plan

1 Bulletin 2024-25 de la CUA (18 décembre 2024), p. 2.

décrit les activités de préparation, de planification et d'intervention que le ministère de l'Environnement et des Zones protégées de l'Alberta (*ministry of Environment and Protected Areas*, l'« **EPA** ») mettra en œuvre pour faire face efficacement à l'ensemble des situations de sécheresse possibles, lesquelles peuvent être localisées ou viser plusieurs bassins fluviaux simultanément.

Le Plan sera mené par l'EPA et nécessitera la participation des ministères de l'Agriculture et de l'Irrigation, des Affaires municipales et des Forêts et des Parcs de l'Alberta, ainsi que de l'Alberta Energy Regulator et d'autres ministères affiliés. Le Plan lui-même s'articule autour de cinq étapes de gestion. Actuellement, l'Alberta se trouve à l'étape 4, avec la possibilité émergente de passer à l'étape 5. Cette cinquième étape vise une situation d'urgence pour laquelle les stratégies de gestion conventionnelles peuvent s'avérer inadéquates pour garantir l'accès à l'eau potable, protéger la sécurité publique et les infrastructures essentielles, assurer le bien-être du bétail ou les besoins environnementaux vitaux.

Si une situation d'urgence est déclarée, le Plan prévoit la prise d'ordonnances de gestion de l'eau pouvant entraîner la suspension de certaines autorisations au titre de la *Water Act*, l'arrêt de la dérivation des eaux et une réglementation stricte de l'utilisation et de la répartition de l'eau. Ces ordonnances, prévues aux articles 99 et 107 de la *Water Act*, peuvent également ordonner la prise des mesures nécessaires pour contrer ou atténuer les effets néfastes sur les écosystèmes aquatiques ou la santé humaine.

En outre, le Plan prévoit une série d'outils réglementaires et non réglementaires pour faire face aux situations de sécheresse à tous les stades. Les options non réglementaires comprennent la promotion de la conservation volontaire de l'eau et la conclusion d'ententes de partage de l'eau. Les mécanismes réglementaires comprennent l'approbation de plans d'intervention en cas de pénurie d'eau, la délivrance de permis de dérivation temporaires, la facilitation des transferts temporaires de permis d'utilisation de l'eau, les dispositions relatives à l'attribution de l'eau et la modification des permis et des autorisations existants en vertu de la *Water Act*. Parmi les autres mécanismes disponibles figurent les ordonnances de gestion de l'eau qui peuvent être adoptées en vertu de la *Water Act*, ainsi que les ordonnances de protection de l'environnement et d'urgence en vertu de la loi EPEA.

— **Initiative de modernisation de l'industrie du charbon en Alberta.** Le 20 décembre 2024, l'Alberta a annoncé l'initiative *Alberta Coal Industry Modernization Initiative* (la « **CIMI** »). La CIMI répond aux recommandations du comité d'experts **Coal Policy Committee** créé en 2021 visant à établir un cadre législatif et réglementaire à long terme pour guider l'exploitation responsable du charbon dans toute la province. Il s'appuie sur la politique ***1976 Coal Development Policy***, conçue pour protéger les contreforts de l'Alberta (versant est des Rocheuses)

tout en encourageant un développement responsable des minéraux. Les points forts de la nouvelle politique sont les suivants :

- les mécanismes de protection prévus à la loi et à la politique ***1976 Coal Development Policy*** pour les parcs nationaux, les parcs provinciaux, les parcs sauvages, les aires de nature sauvage, les réserves écologiques et les aires de loisirs provinciales seront maintenus;
- toutes les nouvelles propositions d'exploitation minière doivent utiliser des techniques qui font appel aux meilleures pratiques en matière d'eau et qui empêchent l'ajout de sélénium dans les cours d'eau, où que ce soit en Alberta. Les nouvelles propositions devront être des mines souterraines ou utiliser des technologies minières (comme l'exploitation minière souterraine automatisée à parois élevées) qui déplacent des quantités minimales de morts-terrains, afin de prévenir la lixiviation du sélénium et l'envasement. Les nouvelles propositions devront soit viser des mines souterraines soit utiliser des technologies minières (telles que l'exploitation minière souterraine automatisée en hautes parois) qui déplacent des quantités minimales de mort-terrain, afin d'empêcher le sélénium et le limon de pénétrer dans l'eau.
- l'extraction du charbon dans le cadre de mines à déplacement de sommet n'a pas eu lieu en Alberta, mais elle sera désormais expressément interdite;
- aucune nouvelle mine de charbon à ciel ouvert ne sera approuvée dans la région du versant est des Rocheuses.

Ontario

- **Nouveaux règlements pour le stockage du carbone en Ontario.** Le 1er janvier 2024, un **nouveau règlement** est entré en vigueur en application de la ***Loi sur les ressources en pétrole, en gaz et en sel*** de l'Ontario, qui autorise des projets de démonstration de stockage de carbone à l'aide de puits privés. Le règlement permet aux entreprises d'évaluer les nouvelles technologies de stockage du carbone, en exigeant un acte de désignation du ministre des Richesses naturelles et des Forêts. Les projets désignés comme travaux particuliers doivent obtenir tous les permis et licences nécessaires, se conformer aux normes d'exploitation indiquées dans les **Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario** et fournir une garantie financière sous forme de lettre de crédit irrévocable. Le règlement constitue une étape vers le déploiement plus large du stockage du carbone en Ontario, en soutien aux objectifs de la province en matière de réduction des émissions de GES et de transition vers une économie sobre en carbone.
- **Perspectives de l'Ontario en matière d'énergie propre.** Au début de 2024, le ministère de l'Énergie et de l'Électrification de l'Ontario a publié le **Rapport du comité de la transition relative à l'électrification et à l'énergie**. Ce rapport renferme des recommandations générales sur les occasions à saisir dans le secteur de l'énergie afin d'aider l'économie de l'Ontario à prospérer et à se préparer à l'électrification et à la transition énergétique, et de déterminer les occasions stratégiques pour répondre aux besoins nouveaux de planification en matière d'électricité et de combustibles. Un thème dominant du rapport et des recommandations est la nécessité d'une plus grande inclusion des Autochtones, d'une réconciliation économique et participation accrue de ceux-ci, et d'un partenariat avec eux dans l'économie de l'énergie propre. Le rapport préconise également la mise en place d'un plan énergétique intégré à long terme, préparé par le ministère de l'Énergie et de l'Électrification et couvrant les secteurs du gaz naturel et de l'électricité. Bien qu'il ne s'agisse que de recommandations, elles donnent un aperçu de l'orientation éventuelle des politiques énergétiques de l'Ontario.
- **Réponse de l'Ontario à la croissance des véhicules électriques (« VE »).** Pour répondre à l'augmentation du nombre de propriétaires de VE en Ontario, la Commission de l'énergie de l'Ontario (OEB, la « CEO ») **a pris des mesures** pour faciliter l'intégration des VE dans le réseau électrique provincial. En février 2024, la CEO a publié une procédure simplifiée à l'échelle de la province que tous les services publics locaux doivent suivre à partir du 27 mai 2024. Le gouvernement de l'Ontario s'est engagé à investir 91 millions $ dans le **Programme ontarien pour la recharge des véhicules électriques (VE)**. Cette initiative vise à mettre en place des milliers de nouvelles bornes de recharge pour VE dans l'ensemble de l'Ontario.

Québec

- **Le projet de loi 81, *Loi modifiant diverses dispositions en matière d'environnement.*** En novembre 2024, le ***projet de loi 81, Loi modifiant diverses dispositions en matière d'environnement***,

a été présenté à l'Assemblée nationale du Québec pour modifier de nombreuses lois environnementales touchant divers secteurs et industries. Les modifications susceptibles de toucher, directement ou indirectement, le développement de projets énergétiques sont les suivantes :

Espèces menacées ou vulnérables

Les modifications proposées à la *Loi sur les espèces menacées ou vulnérables* semblent répondre à la demande de l'industrie en introduisant un mécanisme d'autorisation permettant au ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (le « **MELCCFP** ») ou au gouvernement d'autoriser des activités autrement interdites lorsqu'ils considèrent que ces activités ne mettent pas en péril la survie d'une espèce. Le projet de loi 81 modifie également la *Loi sur la conservation du patrimoine naturel* afin d'accorder au gouvernement le pouvoir de déterminer par règlement les activités interdites dans un milieu naturel désigné par un plan ainsi que celles qui pourraient y être exercées sans autorisation. Ces modifications, si elles sont adoptées, devraient donner plus de souplesse à la mise en œuvre des projets au Québec.

Évaluation des impacts sur l'environnement

Le gouvernement souhaite introduire une nouvelle procédure d'évaluation environnementale sectorielle ou régionale (l'« EESR ») pour évaluer le développement d'un secteur d'activité ou d'une région. L'objectif est de s'assurer que le développement du territoire ou du secteur d'activité donné respecte les considérations environnementales et sociales du gouvernement. L'EESR serait réalisée avant l'évaluation des impacts sur l'environnement (l'« EIE »), et viendrait donc s'ajouter à un processus déjà rigoureux.

Le gouvernement affirme que cette nouvelle procédure a pour but de rendre les EIE plus pertinentes et plus efficaces, car elle vise à examiner les contextes particuliers d'une région ou d'un secteur d'activité donné sur les plans environnemental, social et économique avant que l'EIE ne soit réalisée. Les modalités d'application de l'EESR, et les délais y afférents, seront précisés par une réglementation gouvernementale. Toutefois, une disposition transitoire est prévue pour permettre l'évaluation de certains plans ou programmes en attendant la promulgation de ce règlement. Chaque plan ou programme qui ferait l'objet d'une EESR avant l'entrée en vigueur de ce règlement ferait l'objet d'un décret particulier.

Processus accéléré pour la phase initiale de projets

Afin d'assurer la progression des cibles d'atténuation des changements climatiques et des objectifs de transition énergétique du Québec, le projet de loi 81 vise à conférer au gouvernement du Québec le pouvoir discrétionnaire d'accélérer certaines phases initiales de projets, qui sont des composantes de projets plus vastes assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement du Québec (la « Procédure »). Dans l'état actuel du projet de loi 81, cela ne serait possible que pour les projets menés par des ministères ou Hydro-Québec.

Les types de travaux préliminaires admissibles à ce processus accéléré seraient ceux qui ne sont pas déjà assujettis à la Procédure, ce qui exclut, par exemple, la construction de lignes de transport d'électricité à haute tension. Pour bénéficier du processus accéléré, il faudrait prouver que ces travaux préliminaires, tels que la construction de routes d'accès, nécessitent une exécution plus rapide, tandis que le projet global continuerait d'être évalué selon la Procédure normale. Cette mesure spéciale ne serait instituée que sur la recommandation du ministre, après une évaluation approfondie du projet et la consultation des parties intéressées. Avec l'autorisation ministérielle, les travaux initiaux commenceraient, tandis que le reste du projet continuerait à être assujetti à l'examen minutieux prévu à la Procédure.

Nouveaux pouvoirs réglementaires pour la réduction des matières résiduelles

Dans le contexte où la gestion des matières résiduelles est un enjeu environnemental important, le projet de loi 81 modifie des articles de la ***Loi sur la qualité de l'environnement*** (la « LQE ») concernant la réduction de la production de matières résiduelles, la récupération et la valorisation des matières résiduelles et la compensation pour les services municipaux. Le projet de loi 81 vise à élargir les pouvoirs réglementaires du gouvernement du Québec et du ministre, notamment pour réglementer (i) les conditions et interdictions applicables non seulement à la fabrication, mais aussi à toute forme de mise à la disposition des contenants, emballages, imprimés ou autres produits désignés, ainsi que les matériaux de ces derniers; et (ii) toute mesure visant à limiter la production de matières résiduelles (p. ex., valoriser les nouveaux produits invendus au lieu de les envoyer directement dans les sites d'enfouissement). Comme la plupart des modifications proposées

pour la réduction des matières résiduelles touchent aux pouvoirs réglementaires, on s'attend à ce que de nouveaux règlements ou des modifications aux règlements soient adoptés suivant l'adoption du projet de loi 81 afin que les mesures envisagées puissent être pleinement mises en œuvre.

Déclaration relative à certaines émissions de contaminants

En septembre 2024, un projet de ***Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*** a été publié par le MELCCFP, apparemment pour répondre aux problèmes d'approvisionnement en électricité et promouvoir une plus grande réduction des émissions de GES. Il impose des obligations aux distributeurs d'énergie tels que HQ et Énergir et aux entreprises qui sont de grands consommateurs d'énergie.

Ainsi, le projet de règlement prévoit que les distributeurs d'énergie ciblés devront remettre chaque année au MELCCFP une déclaration relative à la consommation d'énergie des personnes qui consomment une quantité d'énergie égale ou supérieure à 100 000 gigajoules par année. De même, toute personne exploitant un établissement qui émet dans l'atmosphère un contaminant et qui consomme une quantité d'énergie égale ou supérieure à 150 000 gigajoules devra remettre au ministre une déclaration contenant divers renseignements comme la nature de l'émission, sa source, sa température, son débit et sa pression en utilisant les meilleures données disponibles. Le projet de règlement prévoit que les émissions dans l'atmosphère provenant d'une installation temporaire et les émissions diffuses qui ne sont pas émises en un lieu identifiable sont exemptées de déclaration.

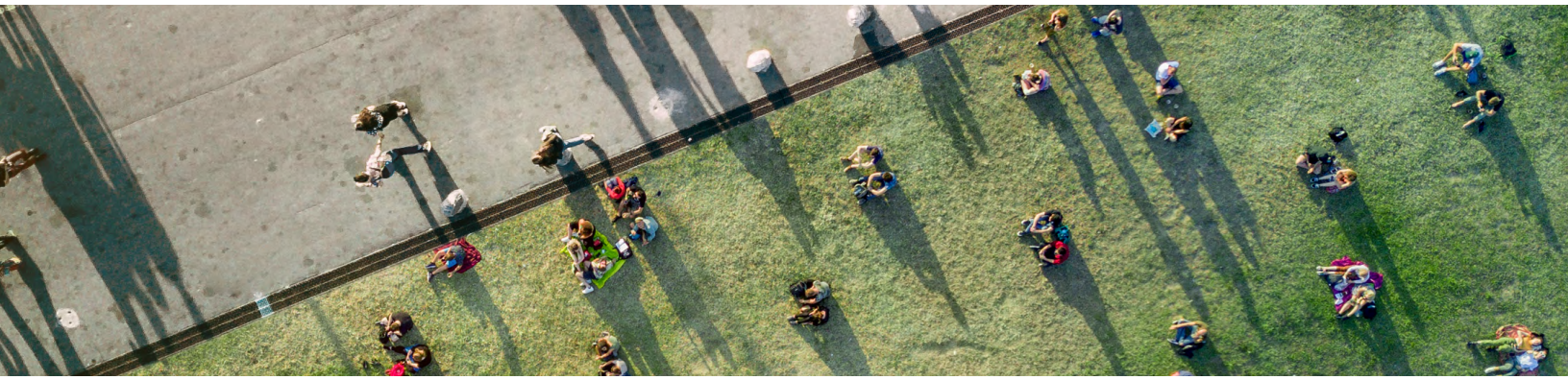
La consultation sur le projet de loi 81 est en cours et, par conséquent, les seuils susmentionnés et les émissions ciblées pourraient être modifiés dans la prochaine version qui devrait être publiée en 2025.

Norme zéro émission pour les véhicules automobiles lourds

Le projet de loi 81 propose également des modifications à la **Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec** (c A-33.02), afin de permettre au gouvernement d'adopter des mesures pour inciter les constructeurs automobiles à augmenter l'offre de véhicules automobiles lourds électriques au Québec. Les modifications proposées dans le projet de loi 81 comprennent l'introduction d'un système de crédit lié à la vente et à la location de véhicules automobiles lourds zéro émission. Ces modifications toucheront tout constructeur qui vend ou loue plus de 50 véhicules automobiles lourds et ne s'appliquent pas aux autobus et aux minibus.

Fédéral

— ***Règlement sur l'électricité propre.*** Le 18 décembre 2024, le gouvernement fédéral a adopté le **Règlement sur l'électricité propre** (le « REP »). À partir de 2035, le REP fixera des limites à la pollution par le dioxyde de carbone provenant de presque tous les groupes (unités) de production d'électricité alimentée aux combustibles fossiles. Cette version définitive du REP est le résultat de près de trois ans d'échanges avec les provinces, les territoires, les communautés autochtones et l'industrie. Proposé pour la première fois en août 2023, le REP a fait l'objet de certaines réticences de la part des gouvernements provinciaux et de l'industrie sur certains aspects, notamment l'interdiction pour les groupes de production d'électricité d'émettre plus d'une moyenne annuelle de 30 tonnes d'émissions de carbone par gigawattheure (« GWh ») d'électricité produite au cours d'une année civile.



À la lumière des observations reçues, le gouvernement fédéral a publié en février 2024 une mise à jour de la proposition de REP. Les principaux changements apportés en février sont les suivants (i) la norme de rendement annuelle générale de 30 t/GWh a été remplacée par une limite d'émissions annuelles particulière au groupe de production; (iii) une norme de rendement sous-jacente rajustée; (iv) l'intégration de la capacité d'émettre, de mettre en réserve ou de transférer des unités de conformité (c.-à-d., concept de mise en commun); et (v) la capacité pour les exploitants d'utiliser des crédits compensatoires dans le cas où un groupe dépasserait ses limites d'émissions annuelles.

La version définitive du REP tient compte des commentaires des provinces et des parties prenantes, notamment en repoussant de 2035 à 2050 la date à laquelle les réseaux électriques devront être entièrement décarbonés. Bien que la loi ait été promulguée en décembre 2024, les limites prescrites dans le REP entreront en vigueur le 1er janvier 2035 et les réductions d'émissions seront alors mises en œuvre dans le but d'atteindre l'objectif de zéro émission nette d'ici 2050.

Le REP s'applique à un groupe (unité) qui répond aux critères suivants :

— le groupe utilise n'importe quelle quantité de combustibles fossiles pour produire de l'électricité;

— le groupe a une capacité de production d'au moins 25 MW;

— le groupe est connecté à un réseau électrique assujetti aux normes de la North American Electricity Reliability Corporation (la « NERC »).

Toutefois, selon la date de mise en service d'un groupe, celui-ci peut être exempté de certaines exigences prévues par le REP. Ainsi, les exigences en matière de limites d'émissions et de calcul ne s'appliqueront pas aux groupes, autres que ceux qui brûlent du charbon, avant le 1er janvier de l'année civile qui suit la fin de la durée de vie prescrite du groupe, si, selon le cas :

— sa date de mise en service est postérieure au 31 décembre 2009, mais antérieure au 1er janvier 2025;

— il est un « groupe prévu »;

— il est un « groupe chaudière » visé dans le **Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel** dont la fin de vie réglementaire est postérieure au 31 décembre 2034.

Un « groupe prévu » est un groupe dont la date de mise en service se situe entre le 1er janvier 2025 et le 31 décembre 2034, et qui répond aux autres exigences prescrites à l'article 3 du REP, comme le fait que la construction commence au plus tard le 31 décembre 2027.

Exigences en matière d'enregistrement et de déclaration

Le propriétaire ou la personne qui a toute autorité à l'égard d'un groupe (unité) de production (la « personne responsable ») doit soumettre au ministre de l'Environnement et du Changement climatique du Canada (le « **ministre de l'Environnement** ») un rapport d'enregistrement pour ce groupe au plus tard 1) le 31 décembre 2025 ou 2) le 60e jour suivant le jour où le groupe remplit les conditions d'admissibilité (c.-à-d. qu'il utilise des combustibles fossiles, qu'il a une capacité inférieure à 25 MW et qu'il est relié à un réseau électrique assujetti aux normes de la NERC).

Les groupes de production doivent également soumettre des rapports sur les émissions et des rapports de rapprochement au début de l'année civile au cours de laquelle leur limite d'émission annuelle commence à s'appliquer. Les groupes qui produisent une quantité annuelle nette d'électricité et qui sont assujettis à une limite d'émission annuelle doivent soumettre leur rapport annuel sur les émissions au plus tard le 1er juin de l'année suivant l'année de conformité. Le rapport sur les émissions comprend tous les renseignements relatifs à la fourniture nette du groupe, au total des émissions annuelles du groupe pendant l'année de conformité, ainsi que les renseignements requis pour l'octroi d'unités (crédits) de conformité (le cas échéant).

Les groupes sont également tenus de présenter un rapport de rapprochement annuel au plus tard le 15 décembre de l'année suivant l'année de conformité applicable, qui comprend des renseignements sur les crédits compensatoires canadiens remis, des renseignements sur les unités de conformité remises ou mises en réserve, ainsi que des renseignements sur toutes les unités de conformité échangeables qui ont été transférées ou reçues.

Si un groupe de production a l'intention de maintenir un solde de fourniture en électricité de zéro ou moins

(p. ex., un groupe de cogénération), alors la personne responsable de ce groupe peut choisir de présenter au ministre de l'Environnement une déclaration de solde de fourniture pour le groupe. Cette déclaration doit être présentée dans les 12 mois avant que l'interdiction visant les émissions s'applique au groupe. Tant que l'installation n'a pas un solde de fourniture positif, le groupe est exempté de la quantification de ses émissions.

Exigences en matière de limites d'émission

À partir de 2035, le REP interdit les émissions d'un groupe (unité) de production au-delà de sa limite d'émission annuelle, mesurée en tonnes de CO_2 par an et par groupe, en fonction de sa capacité de production d'électricité. Les limites d'intensité des émissions utilisées pour calculer la limite d'émission d'un groupe sont de 65 t/GWh pendant la période de 2035 à 2049, et de 0 t/GWh à partir de 2050.

Mécanismes de conformité et de flexibilité

Entre 2035 et 2049, un groupe peut dépasser d'au plus 35 t/GWh l'intensité d'émission prescrite en versant une quantité équivalente de crédits compensatoires admissibles. À compter de 2050, un groupe peut dépasser d'au plus 42 t/GWh l'intensité d'émission prescrite en versant ces crédits compensatoires.

À l'heure actuelle, seuls les crédits compensatoires délivrés en vertu du ***Règlement sur le régime canadien de crédits compensatoires concernant les gaz à effet de serre*** et les crédits provinciaux reconnus en vertu du ***Règlement sur le Système de tarification fondé sur le rendement*** sont considérés comme des crédits compensatoires admissibles. En outre, les réductions de GES doivent avoir eu lieu dans les huit années civiles qui précèdent l'année de la remise du crédit.

Le ***Résumé de l'étude d'impact de la réglementation*** qui suit le REP indique qu'un groupe peut remettre des unités de conformité admissibles équivalant à la quantité d'émissions de CO_2 dépassant sa limite d'émission annuelle. Ces unités sont remises au moyen du rapport de rapprochement du groupe pour la période de conformité pertinente. Les unités de conformité ne peuvent être utilisées pour respecter les limites d'émission d'un groupe que jusqu'au 31 décembre 2049, et ne peuvent être utilisées pour l'année de conformité 2050 et les années suivantes.

Certains groupes sont admissibles à des unités (crédits) de conformité transférables qu'ils peuvent soit mettre en en réserve pour leur propre usage, soit transférer à un autre groupe admissible à recevoir des unités (crédits) de conformité transférables (la « mise en commun »).

En règle générale, et comme le prévoit le par. 31(1) du REP, les unités (crédits) de conformité transférables générées par un groupe (unité) de production peuvent être « mises en commun » avec un autre groupe dans les cas suivants :

— le groupe est assujetti à une limite d'émission annuelle;

— le groupe a été mis en service avant le 1er janvier 2030 (soit, un groupe existant ou un nouveau groupe mis en service entre 2025 et 2030) ou s'il s'agit d'un « groupe prévu »;

— le groupe ne brûle aucune quantité de charbon;

— le groupe ne produit pas d'énergie thermique utile.

Cogénération

Les groupes de cogénération ne sont assujettis à une limitation d'émission annuelle que pour les années civiles pendant lesquelles l'installation où est situé le groupe de cogénération a un solde de fourniture en électricité au réseau électrique supérieure à zéro (c.-à-d. que leur fourniture annuelle en électricité au réseau électrique est supérieure à la consommation annuelle d'électricité provenant du réseau), telle qu'elle est calculée dans le cadre du REP. Un groupe de cogénération peut soustraire de ses émissions annuelles totales les émissions attribuées à la production d'énergie thermique utile (p. ex., la vapeur qui n'est pas utilisée pour produire de l'électricité).

En outre, le REP, dans sa version définitive, permet aux groupes de cogénération existants de calculer leur limite d'émission annuelle en fonction de leur capacité totale de production d'électricité, mais ils ne doivent tenir compte que des émissions associées à la génération d'électricité fournie au réseau (mesurée en termes d'approvisionnement net, au cas où leur installation hôte achète également de l'électricité au réseau) pour se conformer à leur limite d'émission. Les émissions associées à l'électricité consommée sur place n'ont pas à être prises en compte pour qu'un groupe de cogénération existant se conforme à sa limite d'émission annuelle pour les années en conformité 2035 à 2049.

À compter de 2050, toutes les émissions provenant de la production d'électricité pour les groupes de cogénération existants sont prises en compte pour la conformité à leur limite d'émission annuelle, y compris l'électricité utilisée à l'extérieur du réseau, si ces groupes ont un solde de fourniture positif. Le REP exige également que les nouveaux groupes de cogénération (c.-à-d. ceux dont la date de mise en service est le 1er janvier 2025 ou après, et qui ne sont pas des « groupes prévus ») comptabilisent toutes les émissions provenant de la production d'électricité, y compris l'électricité utilisée à l'extérieur du réseau, afin de respecter leur limite d'émission annuelle à partir du 1er janvier 2035.

Situations d'urgence

Le REP permet de déduire des émissions totales d'un groupe les émissions produites pendant une situation d'urgence, lorsque les conditions nécessaires sont remplies. En cas de situation d'urgence, sur instruction de l'exploitant du réseau électrique, une exemption temporaire de 30 jours maximum peut être accordée pour les émissions générées par un groupe afin d'atténuer l'interruption ou le risque important d'interruption de l'approvisionnement en électricité d'une province, d'une province contiguë ou d'un État.

Il existe deux types de situations d'urgence : un cas de force majeur, déterminé par l'exploitant du réseau électrique, qui est naturel ou découle d'activités humaines. Le cas de force majeure doit être indépendant de la volonté de l'exploitant du réseau électrique et de la personne responsable du groupe. Le deuxième type de situation d'urgence est un risque pour la santé et la sécurité humaines, peu importe la durée, déterminé par le ministre de l'Environnement.

Gaz naturel renouvelable

Les émissions totales d'un groupe excluent les émissions associées à la combustion de biomasse, y compris le gaz naturel renouvelable (le « GNR »), produites directement par le groupe. Les émissions totales d'un groupe excluent également les émissions de GNR qui est incorporé dans un réseau de gazoduc nord-américain physiquement relié au groupe qui utilise ce combustible, si le volume de GNR est précisé dans une entente contractuelle et que toutes les conditions applicables du REP sont respectées.

Captage et stockage du carbone

Les émissions totales d'un groupe peuvent exclure la quantité d'émissions captée par un projet de captage et de stockage du carbone qui stocke ces émissions de façon permanente. Le site de stockage géologique dans lequel le CO_2 est injecté doit être 1) un aquifère salin profond dans lequel l'injection a pour seul but de stocker le CO_2; ou 2) un gisement de pétrole épuisé dans lequel l'injection a pour but la récupération assistée d'hydrocarbures. Il est intéressant de noter que l'inclusion dans le REP d'un gisement de pétrole épuisé contraste avec l'impasse faite par le gouvernement fédéral par le passé sur de tels gisements pour le captage et le stockage du carbone dans le cadre de l'admissibilité aux crédits d'impôt fédéraux équivalents.

— **Modifications apportées à la *Loi sur l'évaluation d'impact*.** Le 20 juin 2024, le **projet de loi C-69**, loi budgétaire ominbus fédérale, a reçu la sanction royale[2]. En conséquence, les modifications à la ***Loi sur l'évaluation d'impact*** (la « LEI ») incluses dans le projet de loi C-69 sont entrées en vigueur. Ces modifications sont une réponse aux conclusions de la Cour suprême du Canada (la « CSC ») dans le *Renvoi relatif à la Loi sur l'évaluation d'impact*[3]. Les principales modifications apportées à la LEI sont les suivantes :

  — la révision de la définition des « effets relevant d'un domaine de compétence fédérale » pour viser les « changements négatifs non négligeables » liés à des questions relevant de la compétence fédérale;

  — limiter la capacité du ministre à désigner des projets à ceux qui peuvent entraîner des effets négatifs relevant d'un domaine de compétence fédérale ou des effets directs ou accessoires négatifs;

  — faciliter le remplacement de l'évaluation environnementale par des processus provinciaux;

  — centrer la décision d'autorisation, à l'égard d'un projet, sur la question de savoir si les effets négatifs relevant d'un domaine de compétence fédérale seront importants et, dans l'affirmative, si l'intérêt public les justifie.

  Bien que les modifications à la LEI aient fait l'objet d'un examen minutieux lors des réunions du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement

2 Projet de loi C-69, *Loi portant exécution de certaines dispositions du budget déposé au Parlement le 16 avril 2024*, 44e législature, 2024 (sanctionnée le 20 juin 2024), LC 2024, c 17.

3 *Renvoi relatif à la Loi sur l'évaluation d'impact*, 2023 CSC 23.

et des ressources naturelles, les modifications ont reçu la sanction royale sans aucune révision lors de leur examen à la Chambre des communes et au Sénat[4].

Si l'on en croit certains commentaires formulés lors des réunions du Comité, une autre contestation constitutionnelle de la LEI pourrait se profiler à l'horizon[5]. En outre, il reste à voir si l'Agence d'évaluation d'impact du Canada mettra en œuvre la législation révisée d'une manière qui tienne compte des diverses critiques visant la LEI et les modifications — en particulier, afin d'apporter la certitude voulue par les promoteurs et les investisseurs sur le plan du processus, des délais et des critères de désignation.

Un examen quinquennal programmé du *Règlement sur les activités concrètes*[6] (appelé la « Liste des projets ») a également été amorcé en 2024. La LEI exige que la Liste des projets soit réexaminée cinq ans après son entrée en vigueur. Au cours de cet examen, la Liste des projets sera révisée pour tenir compte des modifications apportées à la LEI, qui exigent que les activités définies comme des projets désignés dans la Liste des projets soient, de l'avis de la gouverneure en conseil, susceptibles de causer des effets négatifs (c.-à-d. des changements négatifs non négligeables) relevant d'un domaine de compétence fédérale, ou des effets directs ou accessoires négatifs.

— ***Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier.*** Le 4 novembre 2024, le gouvernement du Canada a publié son projet de ***Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier*** (le « Règlement sur les plafonds d'émissions »), qui sera publié dans la prochaine édition de la Gazette du Canada, Partie I. Pris en application de la ***Loi canadienne sur la protection de l'environnement***, le Règlement sur les plafonds d'émissions établira un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission qui s'appliquera à un large éventail d'activités industrielles dans le secteur du pétrole et du gaz, y compris la production de pétrole et de gaz à terre et en mer, la production et la valorisation des sables bitumineux, la production et le traitement du gaz naturel et la production de gaz naturel liquéfié (le « GNL »).

Le Règlement sur les plafonds d'émissions impose des exigences supplémentaires en matière de réduction des émissions et s'ajoute aux régimes provinciaux existants de réduction des émissions, y compris le **système TIER** de l'Alberta, et au fédéral, le **Système de tarification fondé sur le rendement**, le ***Règlement sur les combustibles propres*** et le **Règlement sur l'électricité propre**.

Dans le cadre du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission, le gouvernement

4 Transcriptions non révisées des réunions du Comité des 28 et 30 mai et du 4 juin 2024.
5 Dans la transcription non révisée de la réunion du Comité du 4 juin, le ministre de la Justice de la Saskatchewan a expressément déclaré que la Saskatchewan envisagerait de contester la constitutionnalité de la LEI si les modifications étaient adoptées sans autre modification.
6 DORS/2019-295.

fédéral établira un seuil maximal pour les émissions annuelles et distribuera gratuitement des allocations d'émission dont la quantité totale sera égale au plafond d'émissions. Le Règlement sur les plafonds d'émissions doit entrer en vigueur le 1er janvier 2025 et fixera le plafond initial en fonction des émissions de 2026 (attribuées selon une formule définie dans le projet de règlement). En conséquence, le plafond pour la première période de conformité, soit de 2030 à 2032, sera inférieur de 27 % aux niveaux d'émissions attribués en 2026 pour les installations concernées. Cette réduction devrait correspondre à une diminution de 35 % par rapport aux niveaux d'émission de 2019.

Note de l'éditeur : Avec la prorogation du Parlement en janvier, l'application et la portée futures du Règlement sur les plafonds d'émissions sont incertaines.

Installations visées

Les installations qui exercent l'une des activités industrielles prescrites énumérées ci-après (une « installation visée ») tombent dans le champ d'application du Règlement sur les plafonds d'émissions :

- La production de bitume et d'autre pétrole brut, autre que l'extraction du bitume par récupération thermique in situ et l'extraction de bitume provenant de l'exploitation de surface, y compris :
    - l'extraction, le traitement et la production de pétrole brut léger (ayant une masse volumique inférieure à 920 kg/m3 à 15 °C),
    - l'extraction, le traitement et la production de bitume ou tout autre pétrole brut lourd (ayant une masse volumique supérieure ou égale à 920 kg/m^3 à 15 °C);
- la récupération thermique in situ de bitume provenant de gisements de sables bitumineux;
- l'exploitation minière de surface des sables bitumineux et extraction de bitume;
- la valorisation de bitume ou de pétrole lourd en vue de produire du pétrole brut synthétique;
- l'extraction de gaz naturel et de condensats de gaz naturel;
- la compression de gaz naturel entre les puits de production, les installations de traitement du gaz naturel ou les sites de réinjection;
- le traitement du gaz naturel ou de condensats de gaz naturel en gaz naturel commercialisable et en liquides de gaz naturel;
- la production de GNL.

Obligations de l'exploitant — Enregistrement et rapports

Tous les exploitants d'installations couvertes doivent s'enregistrer avant le 31 décembre 2025. Les exploitants de chaque installation visée sont tenus de surveiller et de déclarer chaque année la production de chaque activité industrielle désignée exercée dans l'installation visée, ainsi que les quantités de GES a) attribuées à l'installation et b) provenant de toutes les sources d'émissions précisées de l'installation. Les exploitants qui produisent au moins 30 000 barils de pétrole (ou l'équivalent énergétique) au cours d'un mois donné entre le début de 2024 et juillet 2025 doivent commencer à déclarer les d'émissions et niveaux de production pour 2026 au plus tard le 1er juin 2027. Les exploitants qui ne répondent à aucun de ces critères sont tenus de commencer à déclarer leurs émissions et leurs niveaux de production pour 2028 en présentant un rapport annuel au plus tard le 1er juin 2029.

Conformité

Chaque exploitant est tenu de remettre une unité de conformité pour chaque tonne d'émissions produite. En vertu du Règlement sur les plafonds d'émissions, il existe trois catégories d'unités de conformité que les exploitants peuvent remettre pour couvrir leurs émissions annuelles supplémentaires provenant des installations visées : 1) les allocations d'unités d'émissions; 2) les unités de décarbonation; et 3) certains crédits compensatoires associés aux GES.

Allocations d'unités d'émission

Chaque année civile, le ministre de l'Environnement attribuera gratuitement à chaque installation visée des allocations d'unités d'émissions correspondant à son plafond d'émission particulier, tel qu'il est calculé en vertu du Règlement sur les plafonds d'émission. Les allocations sont conçues pour être transférables, ce qui permet aux exploitants participant au système de plafonnement et d'échange de les acheter et de les vendre. Le nombre d'allocations qu'un exploitant peut détenir n'est pas limité. Il est important de noter que les allocations obtenues dans le cadre de ce système ne peuvent pas être utilisées pour remplir les

obligations découlant d'autres cadres de tarification du carbone, y compris l'OBPS. Au moins 80 % des unités de conformité d'un exploitant doivent être constituées d'allocations. Les 20 % restants peuvent être constitués de crédits compensatoires concernant les GES ou d'une combinaison d'unités de décarbonation et de crédits compensatoires concernant les GES, comme il est décrit ci-après.

Unités de décarbonation

À l'instar d'un crédit de fonds dans le cadre du **Règlement TIER** de l'Alberta, les exploitants peuvent acheter des « unités de décarbonation » pour couvrir jusqu'à 10 % de leurs émissions. Le Règlement sur les plafonds d'émission fixe actuellement le taux des unités de décarbonation à 50 $ par tonne d'équivalent CO_2. Contrairement à la tarification des crédits de fonds dans le cadre du Règlement TIER, le prix par tonne des unités de décarbonation ne semble pas être lié au prix national du carbone.

Crédits compensatoires concernant les GES

Les exploitants peuvent utiliser des crédits compensatoires reconnus pour couvrir jusqu'à 20 % de leurs émissions. À l'heure actuelle, seuls les crédits compensatoires délivrés en vertu du ***Règlement sur le régime canadien de crédits compensatoires concernant les gaz à effet de serre***, ou les crédits compensatoires provinciaux reconnus pour être utilisés conformément au ***Règlement sur le Système de tarification fondé sur le rendement*** fédéral seront considérés comme des crédits compensatoires concernant les GES reconnus.

Remise des unités de conformité

Les exploitants qui produisent un seuil annuel supérieur à 365 000 barils équivalents pétrole (un « grand émetteur ») doivent non seulement déclarer leurs niveaux de production, mais aussi s'acquitter de leurs obligations de remise. Un grand émetteur conserve son statut et les obligations qui y sont associées, à moins que sa production ne tombe sous la barre de la moitié du seuil (182 500 barils) pendant quatre années consécutives. Les obligations de remise imposent à l'exploitant de remettre une « unité de conformité » pour chaque tonne de GES attribuée au cours d'une période de conformité.

La remise totale d'un grand émetteur pour une période de conformité donnée doit être effectuée au plus tard le 31 janvier de l'année qui suit de deux ans la période de conformité (p. ex., si la période de conformité est 2030-2032, le grand émetteur a jusqu'au 31 janvier 2034 pour s'acquitter de ses obligations de remise).

En outre, un grand émetteur a l'obligation provisoire de remettre des unités de conformité correspondant à au moins 30 % de ses émissions de GES pour chacune des deux premières années d'une période de conformité, au plus tard le 31 janvier de l'année qui suit de deux ans cette année de conformité (p. ex., pour l'année de conformité 2030 au cours de la période de conformité 2030-2032, un grand émetteur a jusqu'au 31 janvier 2032 pour remettre des unités de conformité correspondant à 30 % de ses GES en 2030).

Les nouvelles installations visées bénéficient d'un délai de grâce de cinq ans à compter du début de leurs activités industrielles avant d'être assujetties aux obligations de remise prévues par le Règlement sur les plafonds d'émissions. Les GES attribués d'une nouvelle installation visée sont réputés nuls jusqu'au 1er janvier de l'année qui suit de cinq années civiles le début de ses activités industrielles.

— **Projet de loi C-59 — Modifications environnementales à la *Loi sur la concurrence***[7]. Le projet de loi C-59[8] fédéral a reçu la sanction royale le 20 juin 2024. Outre l'adoption de la législation relative au crédit d'impôt à l'investissement pour le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (dont il est question plus en détail dans notre chapitre sur les **incitatifs fiscaux pour l'énergie propre**), le projet de loi C-59 a mis en œuvre un certain nombre de modifications importantes à la ***Loi sur la concurrence*** (les « Modifications à la LC ») visant à prévenir l'« écoblanchiment » et les allégations non fondées concernant les avantages environnementaux.

Pratiques commerciales trompeuses et déclarations environnementales

Les nouvelles dispositions de la Loi sur la concurrence contre l'écoblanchiment qualifient de pratique commerciale trompeuse le fait de donner : (i) des indications sous la forme d'une déclaration ou

7 LRC 1985, c C-34.

8 ***Projet de loi C-59*** *: Loi portant exécution de certaines dispositions de l'énoncé économique de l'automne déposé au Parlement le 21 novembre 2023 et de certaines dispositions du budget déposé au Parlement le 28 mars 2023.*

d'une garantie visant les avantages d'un produit/service pour la protection ou la restauration de l'environnement ou l'atténuation des causes ou des effets environnementaux, sociaux et écologiques des changements climatiques, qui ne se fondent pas sur une épreuve suffisante et appropriée; ou (ii) des indications au public sur les avantages d'une entreprise ou de l'activité d'une entreprise pour la protection ou la restauration de l'environnement ou l'atténuation des causes ou des effets environnementaux et écologiques des changements climatiques si les indications ne se fondent pas sur des éléments corroboratifs suffisants et appropriés obtenus au moyen d'une *méthode reconnue à l'échelle internationale*. Si des déclarations entrent dans les paramètres susmentionnés, elles contreviendraient au régime de commercialisation trompeuse prévu à la *Loi sur la concurrence* et pourraient donner lieu à des sanctions administratives pécuniaires au civil importantes et à des dommages-intérêts, en plus d'avoir une incidence réputationnelle.

Le Bureau de la concurrence (le « Bureau ») a publié ses **propositions de lignes directrices** le 23 décembre 2024. Dans ces lignes directrices, le Bureau précise ce qu'il faut entendre par une « *méthode reconnue à l'échelle internationale* », soit une méthode qui a été reconnue dans au moins deux pays. De plus, le Bureau est d'avis que la *Loi sur la concurrence* n'exige pas nécessairement que la méthode soit reconnue par les gouvernements d'au moins deux pays. Les lignes directrices proposées précisent en outre que les éléments corroboratifs ne comportent pas nécessairement un essai en laboratoire, mais que les entreprises doivent s'assurer que la méthode choisie convient à la déclaration, compte tenu de toutes les circonstances pertinentes. En outre, les lignes directrices précisent qu'elles visent les indications données au public dans du matériel de marketing et de promotion plutôt que les indications données exclusivement à une fin différente, par exemple, aux investisseurs et actionnaires dans le cadre de dépôts de documents relatifs aux valeurs mobilières, lesquelles ne relèvent pas des dispositions de la *Loi sur la concurrence* relatives aux pratiques commerciales trompeuses. La **consultation publique** sur les lignes directrices proposées est ouverte jusqu'au 28 février 2025.

Droits d'action pour des parties privées

Les Modifications à la LC accordent également, à compter du 20 juin 2025, aux parties privées la possibilité de demander la permission de présenter leur propre demande en matière de pratiques commerciales trompeuses devant le **Tribunal de la concurrence** (le « Tribunal »). Les parties privées peuvent ainsi contourner le Bureau et introduire directement devant le Tribunal des actions visant une entreprise pour des allégations et déclarations environnementales, soit particulières à un produit/service, soit plus générales sur les efforts et les objectifs d'une entreprise en matière de développement durable. La permission ne peut être accordée que si la demande « servirait l'intérêt public »; ce nouveau critère devra être défini par le Tribunal.

Parmi les recours possibles figure une ordonnance temporaire (dans la mesure où la partie qui demande l'ordonnance est en mesure de démontrer qu'un dommage grave sera vraisemblablement causé si l'ordonnance n'est pas rendue, qu'une évaluation comparative des inconvénients favorise la délivrance de l'ordonnance et le Tribunal doit estimer que le comportement est contraire à la *Loi sur la concurrence*) et une ordonnance de cesser les déclarations et indications pertinentes, d'émettre des avis correctifs et/ou de payer des sanctions administratives pécuniaires jusqu'à un maximum de 3 % des recettes mondiales (la sanction exacte étant sujette à des facteurs atténuants et aggravants).

Régime de certification et d'immunité antitrust en matière de collaboration environnementale

Les Modifications à la LC ont également introduit un régime de certification pour protéger les initiatives de collaboration environnementale contre les recours en justice. Le régime de certification exempte certains accords ou arrangements relatifs à des initiatives de protection de l'environnement de l'application des dispositions civiles et criminelles de la *Loi sur la concurrence* relatives aux collaborations. Pour que le Bureau puisse accorder une telle exemption, il doit être convaincu que l'accord ou l'arrangement (i) a pour but de protéger l'environnement et (ii) n'aura vraisemblablement pas pour effet d'empêcher ou de diminuer sensiblement la concurrence dans un marché. Le Bureau doit examiner ces demandes dans les meilleurs délais (bien qu'il n'y ait pas de délai fixe) et peut assortir le certificat de conditions. Une fois délivré, le certificat doit être enregistré auprès du Tribunal afin d'exempter l'accord ou l'arrangement des dispositions relatives aux complots et au truquage des offres ainsi que des dispositions civiles sur les collaborations de la *Loi sur la concurrence*. Le Bureau communiquera en temps opportun plus d'information sur l'étendue de son examen.

Incidences sur l'industrie

Même si le Bureau était déjà très actif en ce qui concerne les allégations d'écoblanchiment, de nombreux acteurs du secteur de l'énergie ont réagi aux Modifications à la LC en révisant rapidement leurs déclarations relatives à leurs initiatives de développement durable sur leurs sites Web et autres documents publics, ou en ajoutant des clauses de non-responsabilité supplémentaires pertinentes à cet égard. Les activités de marketing et de communication portant sur des initiatives et programmes « écologiques » ou « verts » sont désormais appelées à faire l'objet d'un examen plus approfondi et sont assorties d'un risque plus important, que l'industrie doit gérer avec prudence. Espérons que les nouvelles orientations du Bureau apporteront suffisamment de clarté pour éviter l'« écomutisme », soit le choix de ne pas faire de déclaration ou de divulgation concernant les efforts de développement durable, et le désengagement correspondant de tels efforts, afin d'éviter les accusations d'écoblanchiment.

L'ANNÉE À VENIR

Colombie-Britannique

— **Développements réglementaires concernant l'hydrogène, l'ammoniac et le méthanol.** Le BC Energy Regulator continuera d'élaborer des politiques réglementaires en réponse à l'*Energy Statutes Amendment Act*, qui lui confère un pouvoir de surveillance sur la fabrication, le stockage sur place associé et le transport par pipeline d'hydrogène, d'ammoniac et de méthanol en C.-B. **Au cours de la dernière année**, le BC Energy Regulator a sollicité des commentaires sur les politiques réglementaires proposées pour les pipelines et les installations de fabrication d'hydrogène, d'ammoniac et de méthanol. La prochaine phase de consultation prévue pour le printemps et l'été 2025 pourrait porter notamment sur l'élaboration de politiques concernant l'assurance financière, la gestion de la responsabilité, les obligations de réhabilitation et de remise en état et le recouvrement des coûts. À terme, ces travaux aboutiront à la rédaction et à la mise en œuvre éventuelle d'une réglementation visant ces industries.

— **De nouvelles normes pour réduire les émissions de pétrole et de gaz en amont.** Dans un effort supplémentaire de réduction des émissions de méthane conformément à la Feuille de route CleanBC pour 2030 (*CleanBC Roadmap 2030*), des modifications aux règlements ***Drilling and Production Regulation***, ***Oil and Gas Processing Facility Regulation*** et ***Pipeline Regulation***, entreront en vigueur le 1er janvier 2025. Elles visent à réduire davantage les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier en amont de la Colombie-Britannique en imposant des exigences de détection et de réparation des fuites et en réglementant des sources d'émissions particulières, telles que les

joints de compresseurs, les pompes et dispositifs pneumatiques ainsi que la purge des tubages de surface.

— **Procédures en cours sur la portée de la notion de « service public » (*public utility*).** Dans les affaires *Richmond (City) v. British Columbia (Utilities Commission)*, 2024 BCCA 399 et *Powell River Energy Inc. v. British Columbia (Utilities Commission)*, 2024 BCCA 327, la Cour d'appel de la Colombie-Britannique a accordé l'autorisation d'appel aux requérants en ce qui concerne la portée du terme « service public » (*public utility*) en vertu de la loi *Utilities Commission Act*. Nous pouvons donc nous attendre à certaines clarifications de la part des tribunaux sur la portée du terme « service public » dans ce contexte.

Alberta

— **Maintien des tensions avec le gouvernement fédéral.** Avec l'entrée en vigueur du *Règlement sur l'électricité propre* fédéral et la publication du projet de ***Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier*** fédéral, nous prévoyons que la deuxième contestation de la *Loi sur l'évaluation d'impact*, annoncée récemment, ne sera peut-être pas la seule législation environnementale contestée par l'Alberta. L'issue de ces contestations aura une incidence sur la politique énergétique dans tout le pays et dans un certain nombre d'industries.

Note de l'éditeur : Compte tenu de la suspension du Parlement et de l'imminence d'élections fédérales, un changement de gouvernement fédéral pourrait avoir une incidence sur la politique énergétique au Canada et sur les relations entre les provinces et le gouvernement fédéral en ce qui concerne, entre autres, la réglementation en matière d'énergie et d'environnement.

— **Détails sur les nouvelles exigences en matière d'aménagement de centrales électriques.** Un domaine à surveiller en Alberta sera celui des nouvelles exigences applicables aux demandes relatives aux centrales électriques présentées à l'Alberta Utilities Commission, notamment en ce qui concerne l'implantation des projets sur des terres agricoles, les évaluations de l'irrigabilité, les paysages et les exigences en matière de garantie financière pour les installations en fin de vie et la remise en état des sites.

Ontario

— **L'avenir énergétique abordable de l'Ontario : le besoin pressant en énergie.** En octobre 2024, le gouvernement de l'Ontario a publié sa dernière **déclaration de politique énergétique**, qui présente des programmes pour répondre à la demande croissante d'électricité dont un « programme favorable à la croissance qui adopte une approche globale en matière de planification énergétique, y compris le nucléaire, l'hydroélectricité, le stockage de l'énergie, le gaz naturel, l'hydrogène, les énergies renouvelables et d'autres combustibles ». Selon la SIERE, la demande d'électricité de l'Ontario **devrait** augmenter de 75 % d'ici 2050. La déclaration de politique générale définit les orientations de son programme de croissance future et dresse une liste de priorités susceptibles d'être prises en compte lors de l'examen des futurs investissements dans le domaine de l'énergie, notamment :

  — Étendre l'avantage de l'Ontario en matière d'énergie propre grâce à des ressources énergétiques de base et à une « cadence d'approvisionnements concurrentiels à long terme » qui garantit que de nouvelles ressources énergétiques sont construites au coût le plus bas.

  — Continuer à accélérer le développement de l'infrastructure de transport « en améliorant la planification du transport et les activités préalables au développement ».

  — Établir un énoncé de politique sur le gaz naturel, donner la priorité à un « réseau de gaz naturel économiquement viable » et étudier les possibilités d'accroître la production de combustibles propres.

  — Assurer une mobilisation et une consultation précoces et significatives sur la planification énergétique, et assurer un financement et un soutien continus des capacités pour la propriété et la participation des Autochtones aux projets énergétiques.

  — Renforcer la planification énergétique locale grâce à l'orientation, au soutien et au renforcement des capacités des municipalités, et établir une meilleure harmonisation avec le processus de planification de la province.

  — Explorer les possibilités d'aider d'autres territoires à combler les manques à gagner prévus et à respecter leurs engagements en matière d'énergie propre, et étudier les possibilités d'échanges au moyen d'interconnexions nouvelles et élargies.

  La déclaration de politique générale donne également forme à la première **Consultation sur le plan intégré des ressources énergétiques** du gouvernement, qui devrait être publiée en 2025.

Québec

— **Nouvelle consultation sur le projet de loi 81.** Le projet de loi 81 en est encore à l'étape de la présentation à l'Assemblée nationale du Québec et des amendements à ce projet de loi sont attendues dans les mois à venir. En plus de proposer de modifier la majorité de la législation environnementale du Québec, si ce projet de loi est adopté, le régime législatif élargi de ventes de véhicules zéro émission au Québec sera le premier du genre au Canada, créant un précédent pour les autres provinces et le gouvernement fédéral.

Fédéral

— **Contestations constitutionnelles.** Le gouvernement fédéral pourrait être confronté à d'autres contestations constitutionnelles de la *Loi sur l'évaluation d'impact* fédérale. Fin novembre 2024, l'Alberta a déposé une deuxième demande de renvoi devant la Cour d'appel de l'Alberta pour qu'elle statue sur la constitutionnalité de la *Loi sur l'évaluation d'impact* modifiée. Nous verrons si d'autres provinces soutiendront les contestations juridiques de l'Alberta en 2025. En outre, l'issue des prochaines élections fédérales pourrait modifier la stratégie de l'Alberta en ce qui concerne ces contestations.

— **Examen du *Règlement sur les activités concrètes* (Liste des projets) pris en application de la *Loi sur l'évaluation d'impact* fédérale.** En 2025, nous prévoyons la publication d'une nouvelle Liste des projets reflétant les résultats de l'examen de cette Liste des projets. L'Agence d'évaluation d'impact du Canada utilisera les observations communiquées dans le cadre de l'examen de la Liste des projets pour formuler des recommandations qui seront présentées dans un rapport au ministre d'Environnement et Changement climatique Canada. Ce rapport doit tenir compte des commentaires reçus des parties

prenantes, des partenaires des Premières Nations et du public. Les modifications réglementaires proposées dans le cadre de l'examen de la Liste des projets suivront le processus habituel d'élaboration et d'approbation des règlements du gouverneur en conseil, y compris la publication du projet de règlement dans la partie I de la Gazette du Canada pour permettre d'autres consultations.

— **Mise à jour sur les plafonds d'émissions.** Le gouvernement fédéral a sollicité des commentaires écrits sur le projet de *Règlement sur les plafonds d'émissions*, entre le 9 novembre 2024 et le 8 janvier 2025. Le **document d'information** publié par le gouvernement fédéral avec le projet de *Règlement sur les plafonds d'émissions* suggère que les plafonds d'émissions reflètent, selon le gouvernement fédéral, des réductions techniquement réalisables estimées en fonction de l'évaluation par le gouvernement fédéral des technologies de réduction qui peuvent être déployées dans le secteur pétrolier et gazier d'ici 2030-2032. Même s'il reste à voir si les plafonds d'émissions peuvent être atteints par le déploiement de technologies de réduction, le *Règlement sur les plafonds d'émissions* ajoute une nouvelle couche de complexité aux obligations liées à la réduction des émissions. Toutefois, le Parlement étant prorogé jusqu'au 24 mars 2025 et des élections fédérales étant prévues au printemps, le projet de ***Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier*** pourrait ne jamais entrer en vigueur.

— **Orientations sur les modifications apportées à la *Loi sur la concurrence*.** Des orientations supplémentaires du Bureau de la concurrence sur l'interprétation des Modifications à la LC ont été publiées le 23 décembre 2024 dans le cadre des **lignes directrices proposées**. Le Bureau lance une consultation publique pour solliciter les commentaires des Canadiens sur ses lignes directrices proposées concernant les déclarations environnementales. Cette consultation fait suite à une première série de consultations tenues au cours de l'été 2024. Le Bureau de la concurrence invite les parties intéressées à faire part de leurs commentaires sur les **lignes directrices proposées avant le 28 février 2025**. À la suite de cette consultation, le Bureau de la concurrence propose de publier des lignes directrices définitives.

DROIT DES AUTOCHTONES

Par Bryn Gray, Selina Lee-Anderson, Daphne Rodzinyak, Riley Thackray et Nico Rullmann

Droit des autochtones

Il y a eu plusieurs développements en 2024 dans le droit et les politiques relatives aux Autochtones qui ont des impacts l'aménagement de projets liés à l'électricité et le secteur de l'énergie plus largement au Canada. On observe une tendance continue vers une prise de participation des Autochtones dans des projets énergétiques et des programmes de garanties de prêts qui s'y rattachent. De plus, plusieurs affaires intéressantes sont à retenir, l'une portant sur l'obligation de consultation et l'autre étant une confirmation en appel que les promoteurs peuvent être tenus responsables à titre de nuisance pour les effets sur les droits de récolte établis des Autochtones si ses effets ne sont pas autorisés par le gouvernement.

LA PARTICIPATION DES AUTOCHTONES A LE VENT EN POUPE

Plusieurs initiatives ont favorisé et soutenu la tendance actuelle à l'augmentation des investissements des Autochtones sous forme de prises de participation dans les projets au Canada en 2024, en particulier dans le secteur de l'énergie. Parmi ces initiatives figurent de nouveaux appels d'offres provinciaux en matière d'énergie qui imposent une prise de participation des Autochtones, ainsi que l'introduction de nouveaux programmes de garanties de prêts pour soutenir les prises de participation des Autochtones dans le capital des projets.

Fédéral

Le 16 avril 2024, le gouvernement fédéral **a présenté** son budget intitulé, *Budget de 2024 : Une chance équitable pour chaque génération*, qui comprend des précisions sur le programme fédéral de garanties de prêts pour les Autochtones (le « PGPA »), attendu depuis longtemps. Au chapitre 6, intitulé « Un avenir équitable pour les Autochtones », le gouvernement a décrit la structure préliminaire du PGPA, qui est conçu pour améliorer l'accès des communautés autochtones à du capital à moindre coût, en favorisant leurs prises de participation comme propriétaires dans diverses entreprises de ressources naturelles et d'énergie. Le PGPA offrira jusqu'à 5 milliards $ CA en garanties de prêts aux communautés autochtones désireuses d'investir dans divers projets liés aux ressources naturelles et à l'énergie dans l'ensemble du pays. Cette stratégie neutre sur le plan sectoriel est conçue pour garantir des avantages aux communautés autochtones dans toutes les régions du Canada. Le Budget de 2024 précise que les gouvernements autochtones et les entités qu'ils détiennent à 100 % seront reconnus comme des demandeurs admissibles. Toutefois, les critères d'évaluation des projets n'ont pas encore été dévoilés.

Colombie-Britannique

Le 22 février 2024, le gouvernement de la Colombie-Britannique **a annoncé** son intention de déployer un cadre provincial de financement de la participation au capital pour les Premières Nations appelé *First Nations Equity Financing Framework* (le « Cadre »). Cette initiative, prévue dans le Budget et le Plan financier de la province pour 2024 (*2024 Budget and Fiscal Plan*) est conçue

pour améliorer la formation de partenariats économiques entre les communautés des Premières Nations et le monde des affaires en général. Le Cadre vise l'examen d'un large éventail de propositions, dont celles du secteur des ressources naturelles, dans le but de soutenir les prises de participation des Premières Nations au moyen de garanties de prêts, entre autres instruments financiers, avec une limite de garantie cumulée de 1 milliard $ CA. Pour faciliter le déploiement du Cadre, le Budget de 2024 a annoncé la création d'un compte spécial de financement sous forme de prise de participation des Premières Nations de 10 millions $ pour répondre aux besoins immédiats de capacité des groupes des Premières Nations qui veulent prendre des participations dans des projets clés et couvrir les dépenses provinciales associées au lancement d'un nouveau programme de garanties de prêts.

Outre le lancement d'un nouveau programme provincial de garanties de prêts, la British Columbia Hydro and Power Authority (« BC Hydro ») **a lancé** le 3 avril 2024 un appel d'offres intitulé *BC Hydro Call for Power 2024* en vue d'acquérir environ 3 000 gigawattheures d'électricité par an. Il s'agissait du premier appel d'offres concurrentiel de BC Hydro en 15 ans et il prévoit qu'une prise de participation minimale de 25 % des Premières Nations doit être en place à la date de mise en exploitation commerciale d'un projet. Pour plus d'information sur l'appel d'offres de BC Hydro, voir **Aperçu régional pour la Colombie-Britannique**.

SaskPower

Le 27 juin 2024, Saskatchewan Power Corporation (« SaskPower ») **a annoncé** la conclusion d'une entente avec la First Nations Power Authority (la « FNPA ») visant à trouver un promoteur pour concevoir, détenir et exploiter une installation de production solaire de 100 mégawatts qui sera située dans la région centre-sud de la Saskatchewan et devrait être mise en service à la fin de l'année 2028. La FNPA s'adjoindra les services d'un producteur d'électricité indépendant pour concevoir, construire, détenir et exploiter l'installation. Le processus prévoit que le promoteur retenu doit être détenu à au moins 30 % par les Premières Nations.

MANITOBA

Le 20 septembre 2024, le gouvernement du Manitoba **a présenté** son plan d'énergie abordable, qui vise à répondre aux besoins de la province en matière d'énergie propre. Selon ce plan, Manitoba Hydro a établi un besoin de 600 mégawatts supplémentaires d'énergie éolienne pour fournir aux résidents une énergie rentable et fiable. Pour atteindre cet objectif, Manitoba Hydro prévoit de demander des propositions pour de nouveaux projets éoliens qui seront principalement détenus par des groupes autochtones. Le gouvernement provincial met également en place un programme de garanties de prêts pour aider les communautés autochtones à participer activement au secteur de l'énergie éolienne. Ce programme sera mis en place parallèlement aux incitations fiscales fédérales afin d'accroître le soutien financier aux projets éoliens menés par les communautés autochtones. De plus amples renseignements sur les particularités du programme de garanties de prêts devraient être publiés dans le Budget de 2025 du Manitoba.

Outre les nouvelles initiatives susmentionnées, le gouvernement de l'Ontario a également annoncé un examen de son Programme de garanties d'emprunt pour les Autochtones, lancé en 2009, qui soutient la participation des Autochtones aux projets d'infrastructures électriques, y compris les projets d'infrastructures et de transport d'énergie renouvelable. Le public a jusqu'au 12 janvier 2025 pour faire des commentaires sur ce programme, et nous nous attendons à ce que l'examen conduise à une nouvelle expansion de celui-ci.

RECONNAISSANCE PAR LA COLOMBIE-BRITANNIQUE DU TITRE AUTOCHTONE SUR HAIDA GWAII

Le 14 avril 2024, la province de la Colombie-Britannique (la « Province ») et le Conseil de la Nation Haïda **ont annoncé** la signature d'une entente reconnaissant le titre ancestral de la Nation Haïda sur Haida Gwaii, une région insulaire d'environ 10 000 km^2 située au large de la côte nord de la Colombie-Britannique. L'accord ***Gaayhllxid/Gíihlagalgang « Rising Tide » Haida Title Lands Agreement*** (l'« Accord ») confirme le titre et la compétence de la Nation Haïda sur Haida Gwaii en vertu de l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*, tout en visant à maintenir les droits associés à la propriété foncière en fief simple. L'Accord est nouveau à plusieurs égards et soulève de nombreuses questions, car, en plus d'être lacunaire, certaines de ses dispositions sont incompatibles avec les intentions déclarées publiquement et les assurances données par la Province. L'Accord reconnaît les droits prévus à l'article 35, pourtant le gouvernement fédéral est en principe une partie prenante et l'Accord lui-même n'est pas un traité. Même si la Province a adopté la position selon laquelle l'Accord protège les droits de propriété foncière existants, cet Accord est source de grande incertitude pour les propriétaires fonciers de Haida Gwaii et ceux qui bénéficient d'autorisations sur les terres de la Couronne, en raison des modalités contradictoires qu'il renferme et de l'absence de mécanismes clairs de protection des droits

existants. Il reste à voir si ce type d'accord provincial sera unique à Haida Gwaii (où il n'y a pas de chevauchement des titres ancestraux, contrairement à la quasi-totalité des autres réclamations de titres ancestraux en Colombie-Britannique) ou si le gouvernement réélu de la Colombie-Britannique tentera de conclure des accords similaires avec d'autres groupes autochtones ayant des réclamations de titres ancestraux en Colombie-Britannique.

ACTUALITÉ DE LA JURISPRUDENCE

La Cour d'appel de la Colombie-Britannique confirme que les promoteurs peuvent être tenus responsables à titre de nuisance pour l'interférence déraisonnable avec les droits ancestraux si les effets ne sont pas autorisés par les gouvernements

Dans l'affaire *Thomas v. Rio Tinto Alcan Inc.*, **2024 BCCA 62**, la Cour d'appel de la Colombie-Britannique (la « BCCA ») a confirmé en grande partie une décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique (la « BCSC »), qui avait rejeté une plainte déposée par deux Premières Nations de la Colombie-Britannique contre le propriétaire et exploitant d'un barrage hydroélectrique pour nuisance et violation des droits riverains. La BCSC avait reconnu qu'une action en responsabilité délictuelle pouvait être intentée contre une entité non gouvernementale pour atteinte aux droits ancestraux établis, mais elle avait rejeté la demande après avoir constaté que la société avait respecté toutes les exigences réglementaires applicables lors de la construction et de l'exploitation du barrage, établissant ainsi le moyen de défense fondé sur l'autorisation du législateur. La BCCA a confirmé ces conclusions, mais a modifié la mesure de redressement déclaratoire accordée contre les gouvernements fédéral et provincial afin de préciser plus clairement la nature de leurs obligations liées aux droits de pêche reconnus aux Premières Nations à l'article 35. L'autorisation d'en appeler devant la Cour suprême du Canada a été refusée.

Comme nous l'avons rapporté dans notre publication **Perspectives 2023 pour le secteur de l'énergie** (en anglais seulement), cette affaire concernait le barrage Kenney, construit pour produire de l'énergie hydroélectrique pour la fonderie d'aluminium conformément à l'autorisation législative conférée par le gouvernement de la Colombie-Britannique dans les années 50. Les Premières Nations Saik'uz et Stellat'en ont déposé une réclamation pour nuisance en common law et violation des droits riverains au motif que la modification du débit de l'eau par le barrage avait eu un effet significatif sur leurs droits ancestraux de l'article 35, leurs titres et leurs pêches. Les Premières Nations ont demandé une injonction pour rétablir un débit d'eau plus naturel dans la rivière Nechako ainsi que des dommages-intérêts, mais elles n'ont pas demandé de dommages-intérêts au procès.

Pour la BCSC, le juge Kent a estimé que le droit des

Premières Nations à l'égard de leurs réserves et l'occupation de ces réserves par celles-ci, ainsi que leurs droits de pêche en vertu de l'article 35, étaient suffisants pour fonder une réclamation pour nuisance en common law. Il a estimé que des droits ancestraux peuvent fonder une réclamation pour nuisance — qui exige une atteinte non triviale et déraisonnable aux droits de propriété — parce que les droits ancestraux sont étroitement liés à une parcelle de terre particulière. Le juge Kent a conclu que la construction et l'exploitation du barrage avaient eu des répercussions négatives sur l'abondance et la santé de certaines populations de poissons dans le bassin hydrographique, ce qui a eu un effet négatif sur le droit ancestral des Premières Nations de pêcher. Il a refusé de conclure à l'existence d'un titre autochtone en raison de l'insuffisance des preuves permettant d'établir l'exclusivité compte tenu des revendications de titres autochtones qui se chevauchent.

Cependant, le promoteur n'était pas responsable d'une nuisance parce que l'exploitation du barrage était autorisée par le gouvernement et conforme à toutes les exigences de la réglementation. Le moyen de défense fondé sur l'autorisation du législateur s'applique lorsqu'un délit est le résultat inévitable de l'exercice d'un pouvoir autorisé par le Parlement ou la législature; or ici, le barrage de Kenney avait été approuvé à tous les échelons de gouvernement, et le juge Kent a estimé que ce barrage a toujours fonctionné dans le cadre des paramètres de son autorisation. Il a rejeté l'argument selon lequel le moyen de défense ne pouvait pas être invoqué en raison de la nature constitutionnelle du droit sous-jacent à la réclamation fondée sur la nuisance.

Le juge Kent a accordé une mesure de redressement déclaratoire contre les gouvernements provincial et fédéral, déclarant que chacun d'eux avait le devoir et l'obligation de protéger le droit ancestral des Premières Nations de pêcher.

La BCCA a confirmé l'essentiel de la décision du juge Kent, ne modifiant que la mesure de redressement déclaratoire à l'encontre des gouvernements défendeurs. Il s'agit de la première décision d'appel au Canada qui confirme qu'une réclamation pour nuisance, en droit privé, peut être fondée sur un droit de récolte des Autochtones en vertu de l'article 35, rejetant l'argument selon lequel des droits de pêche ne sauraient fonder une réclamation fondée sur la nuisance étant donné qu'il ne s'agit pas d'un droit de propriété. La BCCA a souligné qu'une « perspective plus large » des règles de la common law concernant la propriété est nécessaire lorsqu'on examine les réclamations fondées sur l'article 35 dans le contexte des droits uniques ou *sui generis* des peuples autochtones protégés par la constitution. Toutefois, la BCCA a précisé que ce droit particulier permettait de fonder une action en responsabilité délictuelle parce qu'il était particulier à une zone ou à une terre; la BCCA a remis à un autre jour la question de savoir si l'article 35 peut, en soi — sans aucun lien avec la terre — fonder une réclamation fondée sur la nuisance.

La BCCA a confirmé l'application par le juge Kent de la défense fondée sur l'autorisation du législateur, malgré la nature constitutionnelle des droits ancestraux en cause. La BCCA a souligné que les droits et les recours des Premières Nations peuvent être opposés à la Couronne pour les préjudices liés à toute violation de leurs droits constitutionnels causée par des autorisations gouvernementales. Lorsque les droits garantis par l'article 35 fondent des réclamations en responsabilité délictuelle de common law comme la nuisance, les moyens de défense en common law peuvent être invoqués.

La BCCA a également précisé ce qu'il faut entendre par une nuisance qui « découle inévitablement » d'une autorisation du législateur. En règle générale, il y a résultat inévitable lorsqu'il existe un lien de causalité nécessaire entre les travaux autorisés et la nuisance. Certains tribunaux ont toutefois examiné s'il existait une « alternative pratique et réalisable » aux travaux en question. La BCCA a précisé qu'en l'espèce, il n'était pas nécessaire d'examiner d'« alternative pratique et réalisable », car la législation autorisait expressément le barrage Kenney, n'accordait pas au promoteur le pouvoir discrétionnaire de mener les travaux de manière différente et prévoyait la nuisance découlant des travaux autorisés.

Enfin, la BCCA a examiné la suffisance de la mesure de redressement déclaratoire accordée par le juge Kent. Compte tenu du préjudice continu causé par le barrage Kenney aux droits constitutionnels des appelantes, la BCCA a conclu que le fait de déclarer que les gouvernements fédéral et provincial « ont l'obligation de protéger » le droit des Premières Nations de pêcher dans le bassin hydrographique de la rivière Nechako prévu à l'article 35 constituait une « approche indûment étroite » de la mesure de redressement déclaratoire qui n'était « d'aucune utilité pratique réelle » pour les Premières Nations. Il subsistait une atteinte continue et future aux droits de pêche autochtones, qui pourrait être affectée par la participation continue des deux gouvernements à la prise de décision annuelle concernant le régime d'écoulement du barrage Kenney et du bassin hydrographique de la rivière Nechako, même si aucune responsabilité pécuniaire n'a été constatée. La BCCA a estimé que la reconnaissance de droits de pêche

autochtones dans le bassin hydrographique de la rivière Nechako imposait aux gouvernements fédéral et de la Colombie-Britannique l'obligation positive de protéger ce droit.

La BCCA a donc rendu une nouvelle décision reconnaissant l'obligation fiduciaire de la Colombie-Britannique et du Canada en ce qui concerne la répartition annuelle de l'eau et le régime d'écoulement de la rivière Nechako, déclarant que les deux paliers de gouvernement ont l'obligation de se consulter chaque fois qu'ils envisagent une action ou une décision susceptible d'avoir un nouvel effet négatif sur l'exercice par les appelantes de leurs droits de pêche en vertu de l'article 35 de la Constitution. La BCCA a également déclaré que les deux paliers de gouvernement doivent s'assurer que leur gestion continue de la répartition annuelle de l'eau et du régime d'écoulement est conforme en substance aux exigences de l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*, en notant que les exigences devront tenir compte du fait qu'il s'agit d'un droit autochtone et non d'un titre de propriété foncière.

Cette décision a des conséquences éventuelles importantes sur les plaintes futures de groupes des Premières Nations contre des promoteurs privés fondées sur les effets sur les droits ancestraux et les droits issus de traités, ainsi que sur les obligations des entités gouvernementales, même si la défense fondée sur l'autorisation du législateur peut protéger de manière significative les promoteurs tiers en fonction des circonstances. Même si la responsabilité civile n'est pas engagée, la mesure de redressement déclaratoire associée pourrait toujours avoir une incidence sur la prise de décision future, qui pourrait à son tour toucher les activités futures d'un projet donné.

L'achat d'actions d'une société minière ne suffit pas à déclencher l'obligation de consultation

Dans l'affaire *Skii km Lax Ha v. British Columbia (Chief Executive Assessment Officer)*, **2024 BCSC 1687**, la BCSC a rejeté une requête déposée par la Nation Tsetsaut / Skii km Lax Ha (la « Nation TSKLH ») contre la province de la Colombie-Britannique et Pretium Resources Inc. (« Pretium ») alléguant que la Province n'avait pas procédé à une consultation à la suite de l'achat d'actions de Pretium par Newcrest Mining Ltd (« Newcrest »). Pretium est titulaire d'un certificat d'évaluation environnementale (le « certificat d'EE ») et de permis et autorisations connexes, notamment d'un permis d'exploitation de mine importante en vertu de la loi *Mines Act*, **RSBC 1996, c 293**, pour exploiter la mine de Brucejack située dans le nord-ouest de la Colombie-Britannique et sur le territoire revendiqué par la Nation TSKLH.

Pretium, qui était auparavant une société cotée en bourse, est devenue la propriété exclusive de Newcrest en mars 2022 au moyen d'une vente d'actions dans le cadre d'un plan d'arrangement approuvé par le tribunal. Après l'acquisition des actions, Pretium a fusionné avec une filiale de Newcrest pour créer Pretium Resources Inc. Bien que Pretium soit devenue une filiale de Newcrest, elle est demeurée une entité juridiquement distincte qui a continué à détenir les actifs, le certificat d'EE et d'autres autorisations de permis d'exploitation minière associés à la mine de Brucejack. Les activités quotidiennes de Pretium, y compris les relations avec la Nation TSKLH, sont restées largement les mêmes.

À la suite de l'acquisition des actions, Pretium n'a pas demandé le transfert du certificat d'EE, du permis de mine importante ou des autres autorisations ou permis qu'elle détient relativement à la mine Brucejack. Une fois qu'un certificat d'EE a été délivré, son détenteur peut demander au directeur général de l'évaluation (*chief executive assessment officer*, le « DGE ») d'approuver le transfert du certificat d'EE. L'article 5 du certificat d'EE de la mine de Brucejack exigeait qu'avant de « transférer un intérêt important dans le projet », le titulaire du certificat d'EE et le cessionnaire proposé doivent obtenir le consentement du DGE et déposer une demande de modification du certificat d'EE conformément à la loi *Environmental Assessment Act*, **SBC 2018, c 51**[1]. En vertu des lignes directrices sur la politique de transfert (***Transfer Policy and Procedures***), le consentement du DGE est requis « si l'ensemble du projet est transféré ou si le titulaire transfère des intérêts nécessaires à la mise en œuvre du projet conformément aux conditions du certificat d'EE ou de l'ordonnance ».

En réponse à l'affirmation de la Nation TSKLH selon laquelle l'acquisition déclenchait l'obligation de consultation, le DGE a écrit à la Nation TSKLH pour l'informer que l'achat d'actions n'était pas le type de changement couvert par un « intérêt important » qui déclenchait la disposition relative au transfert du certificat d'EE. Le DGE a noté que Pretium : (i) continuera d'exister et de détenir le certificat d'EE ainsi que sa participation dans la mine Brucejack après la conclusion de la transaction; et (ii) demeurera responsable de s'assurer qu'elle respecte le certificat d'EE et les conditions qui s'y rattachent. La Nation TSKLH a soutenu

1 En vertu de la loi *Environmental Assessment Act* de 2002, SBC 2002, c 43, les exigences relatives aux transferts de participations dans un projet étaient incluses directement dans les certificats d'EE; cependant, en vertu de la loi *Environmental Assessment Act* de 2018, **SBC 2018, c 51,** les exigences relatives au transfert d'un intérêt dans un projet font désormais l'objet des art. 32 et 33 de la loi et dans un document d'orientation connexe, le **Transfer Policy and Procedures**, publié en juin 2021.

dans sa pétition (i) que le DGE avait l'obligation d'examiner le transfert, car il équivalait à une conduite de la Couronne nécessitant une consultation de la Nation TSKLH; et (ii) que l'absence de consultation de la part de la Province constitue par conséquent une violation des droits de l'article 35 de la Nation TSKLH.

La BCSC a conclu qu'il était raisonnable pour le DGE de tenir compte du fait : (i) que l'achat par Newcrest des actions de Pretium n'était pas le genre de changement visant un « intérêt important » qui déclenche l'exigence d'une demande de transfert; et (ii) qu'aucune demande de transfert n'était nécessaire lorsque la société détentrice d'un certificat d'EE restait la même après l'achat de ses actions, et que les actifs de la société n'avaient pas été vendus. À première vue, le régime législatif relatif au transfert des certificats d'EE concerne principalement la réalisation des conditions opérationnelles du projet et non les modifications de la structure organisationnelle ou de la propriété.

En ce qui concerne l'analyse de l'obligation de consultation, la BCSC a supposé, sans trancher, que la conclusion du DGE selon laquelle aucune demande de transfert n'était nécessaire pouvait équivaloir à une analyse de la conduite de la Couronne. Toutefois, la BCSC a conclu qu'il n'y avait pas de risque d'effet préjudiciable important sur les droits et les titres de la Nation TSKLH. Pretium, en tant que titulaire du certificat d'EE, est restée liée par toutes les conditions du certificat d'EE et des autres permis connexes, y compris l'obligation légale de se conformer à toutes les modalités du certificat d'EE qui profitent à la Nation TSKLH. Bien que la Nation TSKLH ait fait valoir que l'acquisition avait entraîné une suspension des négociations sur l'entente sur le partage des bénéfices concernant la mine de Brucejack, atténuant ainsi les promesses faites dans un plan de consultation des Autochtones préparé en vertu du certificat d'EE, la BCSC a estimé que le retard dans les négociations était imputable à la vente des actions et non à la conduite de la Couronne. De toute manière, la pause de trois mois dans les négociations n'a pas eu d'effet négatif important.

Même si cette affaire confirme que l'obligation de consultation n'a pas été déclenchée par une vente d'actions, il est tout de même important d'examiner les questions entourant l'obligation de consultation dans le contexte de l'acquisition d'entités qui détiennent des certificats d'EE ou d'autres permis, car chaque décision relative à l'obligation de consultation va dépendre des faits de l'espèce. La structure de la transaction pourrait donner lieu à des considérations différentes, de sorte qu'une vente d'actifs, comme les approbations de la Couronne qui y sont associées, pourrait constituer une conduite de la Couronne susceptible de déclencher l'obligation de consultation. Toutefois, cela ne signifie pas qu'une vente d'actifs déclencherait en soi l'obligation de consultation. Si aucun changement n'est prévu dans l'exploitation du projet, des

arguments similaires pourraient être avancés sur l'absence d'effet sur les droits ancestraux ou issus de traités, étant donné qu'il n'y a pas d'effet nouveau susceptible de déclencher une obligation.

La consultation aux prises avec des revendications concurrentes et des chevauchements de territoires

Les tribunaux ont récemment constaté un nombre croissant de différends entre des groupes autochtones en ce qui concerne les obligations de consultation liées à des revendications concurrentes et à des territoires qui se chevauchent. Ces différends peuvent avoir diverses origines, notamment l'évolution des revendications territoriales et les différends qui y sont liés, les différends entre des Premières Nations et des groupes Métis, ainsi que les préoccupations relatives à la répartition des avantages du projet. Bien qu'il incombe à la Couronne de déterminer qui doit être consulté pour un projet donné, ces questions peuvent être source de défis importants pour les promoteurs lorsqu'ils traitent avec des groupes autochtones qui sont parties à de tels différends. En général, les tribunaux ont jusqu'à présent refusé de se prononcer sur ces différends dans le cadre d'une consultation, étant donné que la consultation n'est pas un exercice d'établissement des droits et que des droits revendiqués de manière crédible suffisent à déclencher l'obligation, même si chaque décision a été fondée sur les faits particuliers de l'espèce.

Un exemple récent de révision judiciaire d'un tel différend est l'affaire *McLeod Lake Indian Band v. West Moberly First Nations*, **2024 BCCA 187**, dans laquelle la BCCA s'est penchée sur le rejet d'une demande de la Bande indienne de McLeod Lake (*McLeod Lake Indian Band*, la « MLIB ») visant à être ajoutée en tant que partie défenderesse dans le cadre d'une demande de révision judiciaire présentée par les Premières Nations West Moberly (*West Moberly First Nations*, les « WMFN »). Les WMFN ont contesté l'adéquation de la consultation menée par la Province en ce qui concerne les activités forestières entreprises par des tiers promoteurs sur le territoire du Traité n° 8. La MLIB, une autre Première Nation du Traité n° 8, était satisfaite du caractère adéquat de la consultation qu'elle avait reçue concernant les activités forestières, mais faisait valoir que la procédure de révision judiciaire entreprise par les WMFN pourrait avoir un effet négatif sur l'exercice de ses droits issus du traité, et elle remettait en cause les droits que les WMFN disaient avoir sur le territoire où se situaient les activités proposées. La MLIB alléguait que les WMFN avaient revendiqué des droits qui empiétaient progressivement et de plus en plus sur le territoire traditionnel qu'elle revendiquait et s'inquiétait du fait que le juge saisi de la demande de révision judiciaire devrait, par nécessité, se pencher sur le bien-fondé de la revendication des droits ancestraux des WMFN, ce qui pourrait entraîner des conclusions ou des observations susceptibles de nuire à l'exercice par la MLIB de ses droits issus du traité.

La BCCA a confirmé la décision de la BCSC selon laquelle la MLIB ne devait pas être ajoutée en tant que partie défenderesse, car les effets éventuels indiqués par la MLIB étaient « au mieux, spéculatifs et indirects » et la demande de la MLIB était « avancée sur la prémisse erronée selon laquelle la consultation de la Couronne est une ressource finie qui ne peut être allouée que dans une mesure limitée ». La BCCA a confirmé que la consultation des WMFN par la Province est fondée sur les droits revendiqués par les WMFN et non sur la reconnaissance d'un titre ou de droits établis, et que toute conclusion relative à la consultation ne porterait pas préjudice à la revendication de la MLIB sur les mêmes terres.

Une contestation similaire a été présentée en Ontario par la Première Nation Netmizaaggamig Nishnaabeg (*Netmizaaggamig Nishnaabeg First Nation*, la « NNFN ») (auparavant connue sous le nom de Pic Mobert First Nation). La NNFN a récemment présenté une demande de révision judiciaire devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario des décisions prises par les fonctionnaires du ministère des Mines d'ajouter, d'ajouter et de refuser de retirer, deux autres Premières Nations des listes de consultation compilées et utilisées par la Couronne concernant les décisions réglementaires relatives à deux mines situées sur le territoire traditionnel revendiqué par la NNFN. La Première Nation allègue que la décision d'ajouter les deux Premières Nations supplémentaires à la liste de consultation permet de manière déraisonnable à ces Premières Nations de participer à des décisions minières qui ne concernent que la NNFN, portant ainsi préjudice aux droits de la NNFN. La décision de révision judiciaire n'a pas encore été rendue.

Cette question se pose également dans le contexte du règlement de revendications contestées par d'autres Premières Nations. Dans l'affaire *Cold Lake First Nations v. Canada (Attorney General)*, **2024 CF 925**, les Premières Nations de Cold Lake (*Cold Lake First Nations*, les « CLFN ») ont demandé une révision judiciaire de la décision du Canada de conclure un règlement avec la Buffalo River Dene Nation et la Birch Narrows Dene Nation concernant l'établissement du champ de tir aérien de Cold Lake. En 2002, les CLFN ont conclu une entente de règlement avec le Canada car l'établissement du champ de tir avait causé le déplacement de nombreux membres qui utilisaient les terres pour leur subsistance traditionnelle.

Dans le cadre du règlement de Cold Lake, les Nations se sont vu accorder l'accès à certaines parties du champ de tir et le Canada a accepté de consulter les CLFN avant d'accorder l'accès à qui que ce soit d'autre. Le récent règlement du Canada avec la Buffalo River Dene Nation et la Birch Narrows Dene Nation prévoyait également l'octroi à ces Nations d'un accès à certaines parties du champ de tir.

La Cour fédérale a rejeté la demande des CLFN, estimant que l'obligation de consultation ne leur confère pas le droit d'être consultées sur le *droit* d'une autre communauté autochtone d'accéder au champ de tir, ni de remettre en question les raisons sur lesquelles le Canada décide de régler la revendication d'une autre communauté. La Cour fédérale a noté que les observations des CLFN ne faisaient pas état de préoccupations particulières liées à la rareté des ressources ou à la perte de débouchés économiques pouvant résulter de l'accès des CLFN au champ de tir. Ainsi, bien que la Cour fédérale ait confirmé que la portée de l'obligation de consultation ne s'étend pas aux droits ou titres revendiqués par d'autres Premières Nations, elle a reconnu que, dans les cas où deux communautés autochtones revendiquent la même ressource limitée, l'obligation de consultation peut être déclenchée si la Couronne propose de reconnaître ou d'accorder des droits sur cette ressource à une communauté et que cette conduite est susceptible d'avoir un effet négatif sur l'exercice par l'autre communauté de ses droits.

La question de la remise en cause par des communautés autochtones de la reconnaissance par la Couronne des droits d'une autre communauté autochtone s'est également posée dans le contexte du projet de loi C-53, ***Loi sur la reconnaissance de certains gouvernements métis en Alberta, en Ontario et en Saskatchewan et sur l'autonomie gouvernementale métisse***. Le projet de loi C-53 a été présenté par le ministre des Relations Couronne-Autochtones en juin 2023 afin de donner effet aux traités conclus avec les gouvernements Métis de l'Alberta, de l'Ontario et de la Saskatchewan, en plus de fournir un cadre pour la mise en œuvre de ces traités. Le projet de loi a fait l'objet de nombreuses critiques de la part des Premières Nations et d'autres groupes Métis au Canada. En particulier, de nombreuses Premières Nations de l'Ontario rejettent la reconnaissance de certaines communautés Métis en Ontario et estiment que la législation dévalorise leurs droits et aura un effet négatif sur ceux-ci. Le projet de loi C-53 a également été critiqué par certains groupes Métis. Certains Métis de l'Alberta rejettent l'autorité du gouvernement de la Métis Nation of Alberta (la « MNA ») et affirment que le projet de loi les prive de leurs droits à l'autodétermination et à la consultation. La Métis Nation of Saskatchewan a retiré son soutien au projet de loi, car il s'agit d'une approche de type « taille unique » qui ne tient pas compte du contexte unique de la Métis Nation of Saskatchewan. Le gouvernement fédéral a récemment confirmé que le projet de loi, tel qu'il est actuellement rédigé, n'irait pas de l'avant, et l'on ne sait pas encore si le gouvernement fédéral tentera de modifier la législation.

Outre la critique du projet de loi C-53, les Premières Nations Dakota Tipi et Canupawakpa Dakota du Manitoba ont récemment demandé une injonction en lien avec le *Traité concernant la reconnaissance et la mise en œuvre de l'autonomie gouvernementale des Métis de la rivière Rouge* (le « Traité »), signé par la Fédération des Métis du Manitoba et le gouvernement du Canada. Les Nations Dakota ont affirmé que le Canada avait manqué à ses

obligations constitutionnelles et fiduciaires en signant le Traité, y compris l'obligation de consultation, bien que le Traité contienne une disposition particulière indiquant qu'aucune disposition du Traité n'a d'incidence sur les droits d'une autre communauté autochtone en vertu de l'article 35.

Ces différends ne se limitent pas aux groupes autochtones du Canada. À la suite de la décision de la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Desautel,* un certain nombre de groupes autochtones des États-Unis ont revendiqué des droits au titre de l'article 35 au Canada et ont fait valoir qu'ils devaient être consultés à l'égard de certains projets situés au Canada. Cela a conduit plusieurs Premières Nations au Canada à s'opposer à la consultation des tribus des États-Unis dans le cadre d'examens de projets particuliers, les Premières Nations contestant la légitimité des allégations de ces tribus au Canada.

Ces différends soulèvent des questions importantes et des nuances auxquelles les promoteurs doivent être attentifs lorsqu'ils consultent des groupes de Premières Nations et de Métis susceptibles d'être touchés par leurs projets, en particulier lorsqu'il s'agit de déterminer quels groupes doivent être consultés et de gérer les sensibilités liées à d'éventuelles revendications concurrentes ou à des territoires qui se chevauchent et qui peuvent être en jeu dans la zone concernée.

L'équité procédurale et les attentes légitimes, comme fondement à une consultation supplémentaire des Premières Nations

Dans l'affaire *Benga Mining Limited c. Canada (Environmental and Climate Change)*, **2024 CF 231**, la Cour fédérale a annulé les décisions du ministre de l'Environnement et du Changement climatique et du Cabinet refusant l'approbation du projet de mine de charbon de Grassy Mountain, estimant que la Nation Piikani et les Nations Stoney Nakoda auraient dû bénéficier d'une consultation supplémentaire. La Nation Piikani et les Nations Stoney Nakoda ont soutenu le projet parce qu'il apporterait des avantages économiques, sociaux et culturels, des emplois et des débouchés commerciaux, et qu'il permettrait aux Premières Nations d'agir en tant que responsables en matière de gérance environnementale en partenariat avec Benga Mining pour superviser le projet et la remise en état du site.

Les Premières Nations ont contesté les décisions de refus du projet en faisant valoir, entre autres, qu'elles auraient dû bénéficier d'autres occasions de consultation pour faire valoir leurs intérêts liés au projet, y compris des ententes sur les répercussions et les avantages. Plus précisément, elles ont fait valoir que leur droit à l'équité procédurale avait été violé parce qu'on leur avait promis une consultation supplémentaire, ce qui n'a pas été le cas. Leur argument se fonde sur un communiqué de presse publié par l'Agence d'évaluation d'impact du Canada, qui indique que : « [p] réalablement à la décision du gouvernement du Canada concernant le projet, l'Agence d'évaluation d'impact du Canada consultera les groupes autochtones au sujet du rapport de la commission d'examen conjoint ».

La Cour fédérale a convenu avec les Premières Nations demanderesses que, compte tenu du communiqué de presse, il était légitime qu'elles s'attendent à bénéficier

d'une consultation supplémentaire avant que les décisions de refus ne soient prises. La Cour a estimé que, dès lors que le communiqué de presse donnait lieu à une attente légitime qu'une telle procédure serait suivie, cette procédure était requise en vertu de l'obligation d'équité procédurale, de sorte que les Premières Nations étaient en droit de bénéficier de la possibilité offerte par cette procédure pour faire valoir leurs arguments fondés sur les débouchés économiques dans le but d'influencer l'issue des décisions. Étant donné que les Premières Nations n'ont pas eu la possibilité d'être consultées comme le communiqué de presse le prévoyait, leur droit à l'équité procédurale a été violé.

La Cour fédérale a refusé de procéder à une analyse au titre de l'obligation constitutionnelle de consultation, les arguments des Premières Nations fondés sur le droit administratif et le droit à l'équité procédurale ayant été déterminants pour l'issue du litige. La décision de la Cour fédérale rappelle que la consultation des groupes autochtones peut également être influencée par les principes d'équité procédurale et se fonder sur eux, et que des engagements à poursuivre la consultation peuvent conduire à l'annulation de décisions si cette consultation n'a pas eu lieu.

AFFAIRES À SUIVRE

Remise en cause du plan de mis en œuvre adopté dans le cadre de l'Accord de mise en œuvre de la rivière Blueberry

En juillet 2024, les Premières Nations de la rivière Blueberry (*Blueberry River First Nations*, les « BRFN ») ont intenté une poursuite contre la province de la Colombie-Britannique (*Blueberry River First Nations v. His Majesty the King in Right of the Province of British Columbia*), 9 juillet 2024, Vancouver 244500 (BCSC)) pour contester la décision de la Province d'aller de l'avant avec un plan de mise en œuvre sur l'exploitation des ressources. Après que la BCSC a conclu que la Province avait porté atteinte aux droits du Traité n° 8 de Blueberry River en raison des effets cumulatifs de décennies de développement industriel, la Province et les BRFN ont conclu un accord historique le 18 janvier 2023 pour la gestion future des effets cumulatifs et de l'exploitation, ainsi que pour la réparation des effets passés (l'« Accord de mise en œuvre »). L'Accord de mise en œuvre comprend une série de mesures visant la protection des droits issus de traités des BRFN, notamment des pouvoirs décisionnels importants pour les BRFN et la protection des terres dans les zones de grande valeur au moyen de limitations sur les nouvelles exploitations dans certaines zones — appelées plafonds relatifs aux nouvelles perturbations (*New Disturbance Caps*).

Le 30 mai 2024, la Province a annoncé qu'elle et les BRFN allaient de l'avant dans le cadre de l'Accord de mise en œuvre en procédant au « Plan Gundy de grande valeur 1 » (le « Plan Gundy »), qui établit des mécanismes plus détaillés de protection des terres et d'approbation des projets de développement qui seront mis à l'essai sur une période de trois ans. À l'heure où nous écrivons ces lignes, le Plan Gundy n'a pas encore été rendu public.

Toutefois, en juillet 2024, les BRFN ont déposé un avis de poursuite civile devant la BCSC alléguant que le Plan Gundy n'était pas dans l'intérêt des BRFN parce qu'il supprimait les plafonds relatifs aux nouvelles perturbations d'une manière qui nécessitait une modification de l'Accord de mise en œuvre, ce qui n'a pas eu lieu. La poursuite civile allègue également que le Plan Gundy a été approuvé sans l'autorisation de la majorité du chef et du conseil des BRFN, ce qui est contraire au modèle de gouvernance des BRFN et aux modalités de l'Accord de mise en œuvre. Les conseillers des BRFN ont par la suite démis leur chef de ses fonctions à la suite d'une enquête indépendante qui aurait confirmé que la chef avait approuvé unilatéralement cinq permis d'exploitation en juillet 2023, contrairement aux règlements des BRFN qui exigent une approbation à la majorité. La chef a depuis lors déposé une demande de révision judiciaire de la décision des BRFN auprès de la Cour fédérale.

Dans la poursuite civile, les BRFN cherchent à obtenir des mesures déclaratoires et injonctives contre la Province, y compris des mesures injonctives pour empêcher le BC Energy Regulator de prendre d'autres mesures concernant le Plan Gundy. Ce nouveau litige soulève d'importantes questions sur la gouvernance des BRFN et sur la capacité des BRFN et du gouvernement de la Colombie-Britannique à mettre en œuvre les arrangements et les initiatives complexes en matière de prise de décision prévues par l'Accord de mise en œuvre. Tout cela a encore accru l'incertitude déjà importante sur le plan de la réglementation dans cette région de la Colombie-Britannique, contrairement à la stabilité et à la certitude promises lors de l'annonce de l'Accord de mise en œuvre.

Développements liés aux demandes d'indemnisation fondées sur les effets cumulatifs dans l'ensemble du pays

Comme nous l'avons indiqué dans l'édition 2023 de **Perspectives pour le secteur de l'énergie** (en anglais

seulement), plusieurs Premières Nations à travers le Canada ont déposé des réclamations contre les gouvernements provinciaux et fédéraux alléguant une violation des droits issus de traités fondée sur les effets cumulatifs des développements industriels autorisés par le gouvernement sur les territoires traditionnels. Ces affaires cherchent à s'appuyer sur la décision de la BCSC, *Yahey v. British Columbia,* **2021 BCSC 1287**, dont nous avons parlé dans l'édition 2022 de **Perspectives pour le secteur de l'énergie** (en anglais seulement). Nous présentons ici les développements notables de ces affaires.

La Première Nation de Duncan (*Duncan's First Nation*, la « DFN ») a déposé en 2022 une action en dommages-intérêts concernant la violation des droits de récolte prévus au Traité nº 8 en raison d'effets cumulatifs. Il s'agit du même traité que celui qui était en cause dans l'affaire *Yahey*, mais l'action est déposée par une Première Nation de l'Alberta et, par conséquent, est portée devant le tribunal de l'Alberta et traite de la gestion des effets cumulatifs par le gouvernement de l'Alberta plutôt que par celui de la Colombie-Britannique. Elle reprend un grand nombre des mêmes allégations et demande une réparation similaire, notamment que les mécanismes d'évaluation des effets cumulatifs de l'Alberta sont insuffisants et ont contribué à la violation de ses obligations en vertu du Traité nº 8. Elle demande aussi une ordonnance interdisant à l'Alberta d'autoriser toute activité qui enfreint davantage les droits de traité de la DFN et contrevient aux obligations fiduciaires de l'Alberta à l'égard de la DFN. Les parties, actuellement engagées dans la production de documents, qui devrait être achevée en janvier 2025, ont convenu de discuter et de demander des dates de procès d'ici le 30 novembre 2024.

La Beaver Lake Cree Nation (la « BLCN ») a déposé une plainte en 2008 contre le gouvernement de l'Alberta et le gouvernement fédéral, affirmant que les effets cumulatifs du développement industriel sur leur territoire constituaient une violation du Traité nº 6. En 2024, après que la BLCN a réussi à obtenir une avance de frais auprès de la Cour suprême du Canada, la Cour du banc du roi de l'Alberta a accordé à la BLCN une avance de frais contre l'Alberta. La BLCN et le Canada ont réglé à l'amiable la demande d'avance de frais contre le Canada. Le procès dans cette affaire est prévu pour 2026.

LES INCITATIFS FISCAUX POUR L'ÉNERGIE PROPRE

Par Matt Kraemer et Adam Unick

Les incitatifs fiscaux pour l'énergie propre

Au cours des dernières années, le gouvernement fédéral du Canada (le « gouvernement ») a mis en place des crédits d'impôt à l'investissement pour promouvoir l'investissement dans les technologies propres au Canada (les « crédits d'impôt pour une économie propre »).

L'année 2024 a marqué une étape importante pour les crédits d'impôt pour une économie propre, alors que les projets de loi C-59 et C-69 ont reçu la sanction royale. Le Budget fédéral de 2024 a également introduit le nouveau crédit d'impôt à l'investissement dans la chaîne d'approvisionnement des véhicules électriques (« CII-VE »), des détails supplémentaires sur la mise en œuvre et la conception du crédit d'impôt à l'investissement dans l'électricité propre (« CII-EP »), et a apporté d'autres modifications aux crédits d'impôt pour une économie propre maintenant promulgués.

Le 12 août 2024, le ministère des Finances a publié un avant-projet de loi sur un certain nombre de propositions annoncées précédemment (les « Propositions du 12 août »), dont un avant-projet de loi relatif au CII-EP.

Le 16 décembre 2024, le gouvernement a présenté l'Énoncé économique de l'automne de 2024 (l'« Énoncé économique de l'automne ») à la Chambre des communes. L'Énoncé économique de l'automne comprenait des mises à jour importantes sur la conception et la prestation de certains des crédits d'impôt pour une économie propre dont le CII-EP, le CII-VE et le crédit d'impôt à l'investissement pour l'hydrogène propre (le « CII-HP »).

> **Note des éditeurs :** *En raison de la prorogation du Parlement fédéral le 6 janvier 2025, il y a une incertitude importante à savoir si certaines des propositions du Budget fédéral de 2024 ou de l'Énoncé économique de l'automne entreront en vigueur en tant que lois. Il y a un risque important que l'introduction proposée du CII-EP et du CII-VE ne fasse pas l'objet d'une loi de mise en œuvre et n'entre jamais en vigueur. En plus, on peut s'interroger à savoir si les propositions pour élargir les biens admissibles pour le crédit d'impôt à l'investissement pour les technologies propres, le crédit d'impôt à l'investissement pour la fabrication de technologies propres et le CII-HP feront l'objet d'une présentation législative. Au moment de publier, il n'est pas clair si ces propositions iront de l'avant dans la prochaine session parlementaire ni si elles seront éventuellement adoptées en tant que loi. Cette incertitude est accrue par le fait que 2025 est une année d'élections fédérales au Canada, avec la possibilité que le prochain gouvernement soit formé par un parti politique différent de celui qui était au pouvoir au moment de présenter ces propositions. Nous discutons ci-dessous de ces propositions.*

PROJET DE LOI C-59 ET PROJET DE LOI C-69

Le 20 juin 2024, les projets de loi C-59 et C-69 ont reçu la sanction royale, de sorte qu'est entrée en vigueur la législation mettant en œuvre le crédit d'impôt à l'investissement pour le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (le « CII-CUSC »), le crédit d'impôt à l'investissement pour les technologies propres (le « CII-TP »), le CII-HP, le crédit d'impôt à l'investissement pour la fabrication

de technologies propres (le « CII-FTP ») et les exigences en matière de salaire prévalant et d'apprentissage (les « Exigences en matière de main-d'œuvre ») qu'un contribuable doit remplir pour maximiser le taux applicable pour un CII-CUSC, un CII-TP, un CII-HP et un CII-EP. La législation adoptée est celle qui avait été présentée le 20 novembre 2023. Pour un résumé de l'avant-projet de loi, veuillez vous reporter à la publication de notre groupe national de droit fiscal, **Perspectives fiscales : Résumé de 2023 et aperçu de 2024**.

CRÉDIT D'IMPÔT À L'INVESTISSEMENT DANS LA CHAÎNE D'APPROVISIONNEMENT DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

Afin de soutenir les investissements dans le secteur canadien des véhicules électriques, le Budget de 2024 a annoncé l'instauration du CII-VE, soit un crédit d'impôt à l'investissement de 10 % applicable au coût des bâtiments utilisés dans les trois segments admissibles de la chaîne d'approvisionnement canadienne des véhicules électriques : 1) l'assemblage de véhicules électriques; 2) la production de batteries de véhicules électriques; et 3) la production de matériaux actifs de cathodes.

Le CII-VE serait offert à l'égard des biens acquis et devenant prêts à être mis en service à compter du 1er janvier 2024. L'Énoncé économique de l'automne confirme que le CII-VE serait progressivement supprimé, avec un taux abaissé à 5 % pour les biens qui deviennent prêts à être mis en service en 2033 ou 2034, et qu'aucun crédit ne serait offert pour les biens qui deviennent prêts à être mis en service après 2034.

L'Énoncé économique de l'automne comprenait des détails supplémentaires sur la conception et la mise en œuvre du CII-VE et indiquait que d'autres éléments de conception seraient généralement fondés sur ceux du CII-FTP en vertu de l'article 127.49.

Biens admissibles

Les biens admissibles au CII-VE comprendraient les bâtiments et les structures, y compris leurs composantes, décrits à l'alinéa q) de la catégorie 1 des déductions pour amortissement de l'annexe II du *Règlement de l'impôt sur le revenu*. Les biens admissibles doivent être utilisés dans l'un des trois segments déterminés de la chaîne d'approvisionnement définis comme suit dans l'Énoncé économique de l'automne :

- l'assemblage de véhicules électriques, ce qui inclut l'assemblage final d'un véhicule entièrement électrique ou hybride rechargeable dont la capacité de la batterie est d'au moins 7 kWh;
- la production de batteries de véhicules électriques, qui comprend la fabrication de cellules de batteries ou de batteries utilisées dans les groupes motopropulseurs des véhicules entièrement électriques ou hybrides rechargeables;
- la production de matériaux actifs de cathode, qui comprend la production de matériaux actifs cathodiques qui servent de matière première pour la fabrication de cellules de batteries utilisées dans les groupes motopropulseurs de véhicules entièrement électriques ou hybrides rechargeables, mais exclut les activités de transformation préliminaire, comme celles qui pourraient généralement permettre à des biens d'être admissibles au CII-FTP.

Exigences en matière d'investissement

Tel qu'initialement indiqué dans le Budget de 2024, pour avoir droit au CII-VE, une société doit avoir investi dans chacun des trois segments admissibles et avoir réclamé le CII-FTP à l'égard de chacun de ces segments. L'Énoncé économique de l'automne prévoit que, pour satisfaire à cette exigence, une société ou un groupe de sociétés liées dont la société fait partie doit, selon le cas :

– acquérir au moins 100 millions $ en biens admissibles au CII-FTP qui deviennent prêts à être mis en service dans chacun des trois segments,

– acquérir au moins 100 millions $ en biens admissibles au CII-FTP qui deviennent prêts à être mis en service dans deux des trois segments, et détenir des actions d'une autre société non liée, lui conférant au moins 10 % des droits de vote et représentant 10 % de la valeur totale des actions de cette autre société, qui acquiert au moins 100 millions $ en biens admissibles au CII-FTP dans le segment admissible restant.

Règles sur la récupération

Il est proposé que le CII-VE soit assujetti à des obligations de remboursement semblables aux règles actuelles sur la récupération établies pour le CII-FTP.

CRÉDIT D'IMPÔT À L'INVESTISSEMENT DANS L'ÉLECTRICITÉ PROPRE

Annoncé dans le Budget de 2023, le CII-EP est un crédit d'impôt à l'investissement remboursable de 15 % applicable aux investissements dans des « biens pour l'électricité propre » (tels que définis au paragraphe 127.491(1)). L'objectif déclaré du CII-EP est « d'encourager l'investissement de capitaux dans le déploiement de biens pour l'électricité propre au Canada ». Les Propositions du 12 août comprennent un avant-projet de loi de mise en œuvre du CII-EP. Le Budget de 2024 indiquait que le gouvernement avait l'intention de déposer à la Chambre des communes un projet de loi visant à établir le CII-EP à l'automne 2024. Ce délai étant désormais dépassé, l'Énoncé économique de l'automne prévoit qu'un projet de loi visant à établir le CII-EP devrait être déposé à la Chambre des communes « bientôt ».

Le CII-EP est disponible à compter du jour du Budget de 2024 pour les projets dont la construction a commencé à compter du jour du Budget de 2023 et avant le 1er janvier 2034.

Il existe un chevauchement important (bien qu'imparfait) entre les types de biens pouvant faire l'objet du CII-EP et du CII-TP. Notamment, sont admissibles au CII-EP, mais non au CII-TP, le « matériel d'énergie nucléaire », le « matériel d'énergie alimenté au gaz naturel admissible », le « matériel de transmission interprovinciale admissible » et les biens liés à l'hydroélectricité qui dépassent la limite de capacité théorique maximale de 50 mégawatts prévue au sous-alinéa d)(ii) de la catégorie 43.1.

La différence la plus importante entre le CII-EP et le CII-TP est que le CII-EP est disponible à la fois pour les sociétés canadiennes imposables et pour certaines entités exonérées d'impôt. Plus précisément, le CII-EP peut être demandé par les sociétés d'État provinciales désignées; les sociétés visées à l'alinéa 149(1)d.5) dont au moins 90 % des actions ou du capital appartiennent à une ou

plusieurs municipalités du Canada ou à un « gouvernement autochtone » (au sens du paragraphe 241(10)) ou à un organisme gouvernemental autochtone similaire visé à l'alinéa 149(1)c); les sociétés visées à l'alinéa 149(1) d.6) dont l'ensemble des actions (sauf les actions conférant l'admissibilité aux postes d'administrateurs) appartiennent à une ou plusieurs municipalités du Canada ou à un « gouvernement autochtone » (au sens du paragraphe 241(10)) ou à un organisme gouvernemental autochtone similaire visé à l'alinéa 149(1)c); et les sociétés dont l'ensemble des actions (sauf les actions conférant l'admissibilité aux postes d'administrateurs) ou du capital appartiennent à une ou plusieurs des entités susmentionnées.

Est également admissible au CII-EP une société de gestion de pensions à laquelle s'applique l'alinéa 149(1) o.2) ou une fiducie dont, au moment pertinent, chaque bénéficiaire est une société de gestion de pensions visée à l'alinéa 149(1)o.2), qui est un commanditaire d'une société de personnes et dont la seule activité consiste à détenir des participations dans la société de personnes.

Les Propositions du 12 août comprennent un avant-projet de loi précisant que, lorsqu'une société de personnes acquiert un bien admissible à la fois au CII-EP et au CII-TP, un associé pourra demander sa part raisonnable de l'un ou l'autre des crédits auxquels il a droit par ailleurs (mais non les deux crédits pour le même bien). Par exemple, si une société de personnes détenue à 50 % par une société exemptée d'impôt et à 50 % par une société canadienne imposable engage des dépenses pour acquérir un bien admissible au CII-EP et au CII-TP (et que les Exigences en matière de main-d'œuvre sont respectées), la société exemptée d'impôt devrait avoir le droit de demander un crédit égal à sa part raisonnable du CII-EP de 15 % auquel la société de personnes aurait droit si elle était une entité admissible aux fins du CII-EP et la société canadienne imposable devrait avoir le droit de demander un crédit égal à sa part raisonnable du CII-TP de 30 % auquel la société aurait droit si elle était un contribuable admissible aux fins du CII-TP.

Si une entité admissible ne choisit pas de satisfaire aux Exigences en matière de main-d'œuvre, le montant du CII-EP est réduit de 10 %. Notre examen détaillé des Exigences en matière de main-d'œuvre est disponible **ici** (en anglais seulement). L'examen plus détaillé comprend une description des pénalités et des conséquences pour un demandeur qui fait le choix de satisfaire aux Exigences en matière de main-d'œuvre, mais qui n'y parvient pas. Veuillez vous reporter à l'examen détaillé pour un résumé de ces conséquences.

CII-EP pour les gouvernements provinciaux et territoriaux

Le Budget de 2023 comprenait la déclaration suivante concernant les conditions qui devraient être remplies pour accéder au crédit :

> *« Pour avoir droit au crédit d'impôt dans chaque province et territoire, il faudra satisfaire à d'autres exigences. Une autorité compétente devra notamment s'engager à voir à ce que le financement fédéral soit utilisé pour réduire le montant des factures d'électricité, et à se doter d'un secteur de l'électricité carboneutre d'ici 2035. »*

Cette déclaration a suscité une grande incertitude, car il n'était pas évident, à l'époque, que ces conditions ne s'appliqueraient qu'aux sociétés d'État provinciales et territoriales, ni ce qui serait précisément requis pour respecter ces conditions.

Le Budget de 2024 a indiqué que les sociétés d'État provinciales et territoriales ne pourraient demander le CII-EP qu'à l'égard des investissements effectués dans des biens admissibles situés dans des juridictions désignées. Dans l'Énoncé économique de l'automne, le gouvernement précise les conditions proposées qui doivent être remplies par les gouvernements provinciaux et territoriaux pour qu'une juridiction puisse être considérée comme désignée aux fins d'une demande de CII-EP par les sociétés d'État, ainsi que les exigences de déclaration pour les sociétés d'État provinciales et territoriales qui demandent le CII-EP. Pour plus d'information sur les conditions proposées et les exigences de déclaration, veuillez vous reporter à notre **examen détaillé** (en anglais seulement) des mesures de crédit d'impôt à l'investissement dans l'économie propre annoncées dans l'Énoncé économique de l'automne.

Élargissement de l'admissibilité au CII-EP pour la Banque de l'infrastructure du Canada

L'Énoncé économique de l'automne propose d'élargir l'admissibilité au CII-EP pour inclure la Banque de l'infrastructure du Canada comme entité admissible aux fins du CII-EP.

Selon les Propositions du 12 août, aux fins du CII-EP, le coût en capital d'un bien pour l'électricité propre pour une entité admissible est réduit du montant de toute aide gouvernementale ou non gouvernementale reçue par l'entité admissible pendant ou avant l'année d'imposition au cours de laquelle le bien a été acquis. L'Énoncé économique de l'automne propose d'instaurer une exception, de sorte que le financement octroyé par

la Banque de l'infrastructure du Canada ne réduise pas le coût en capital d'un bien admissible pour l'électricité propre pour une entité admissible aux fins du calcul du CII-EP.

L'Énoncé économique de l'automne propose que les mesures relatives à la Banque de l'infrastructure du Canada et au CII-EP s'appliquent aux biens admissibles pour l'électricité propre qui sont acquis et deviennent prêts à être mis en service à compter du 16 décembre 2024.

CERTAINES MODIFICATIONS PROPOSÉES AUX CRÉDITS D'IMPÔT POUR UNE ÉCONOMIE PROPRE

Projets polymétalliques

Le Budget de 2024 proposait de modifier le CII-FTP afin d'élargir l'admissibilité à ce crédit aux entreprises engagées dans des projets polymétalliques. Les Propositions du 12 août comprennent un avant-projet de loi mettant en œuvre cette proposition en modifiant la définition d'« utilisation pour la FTP » du paragraphe 127.49(1) en remplaçant l'exigence de produire « en totalité ou presque des matériaux admissibles » (généralement 90 % ou plus) par le critère « produire principalement des matériaux admissibles » qui sera mesuré en fonction de la juste valeur marchande de tous les extrants commerciaux pertinents pour le CII-FTP du contribuable. Le Budget de 2024 indique que le terme « principalement » correspond généralement à un seuil égal ou supérieur à 50 %; toutefois, les notes explicatives accompagnant les Propositions du 12 août ne contiennent aucun commentaire sur la signification de ce terme.

Pour étayer une demande de CII-FTP au titre d'un projet polymétallique, un contribuable doit soumettre à l'Agence du revenu du Canada une attestation d'un ingénieur ou d'un géoscientifique professionnel qualifié n'ayant aucun lien de dépendance pour chaque mine ou site de puits donné. Si un contribuable ne remet pas une telle attestation, son CII-FTP au titre d'un projet polymétallique est réputé nul.

Admissibilité pour les déchets de biomasse

Les Propositions du 12 août comprennent également un avant-projet de loi reflétant les propositions de l'Énoncé économique de l'automne 2023 visant à élargir les biens admissibles au CII-TP pour soutenir la production d'électricité, de chaleur ou à la fois d'électricité et de chaleur à partir de déchets de biomasse comprenant des « déchets déterminés » au sens du paragraphe 1104(13) du *Règlement de l'impôt sur le revenu*. Les systèmes admissibles visés par cette admissibilité élargie au CII-TP :

- doivent utiliser des matières premières, dont la totalité ou presque, du contenu énergétique (exprimé en fonction de son pouvoir calorifique supérieur) constitue des déchets déterminés, selon une utilisation établie sur une base annuelle;
- ne doivent pas utiliser un combustible dont la production ne fait pas partie intégrante du système (même s'il est produit à partir de déchets déterminés);
- ne doivent pas dépasser un rendement thermique de 11 000 unités thermiques britanniques par kilowattheure.

Les Propositions du 12 août comprennent également la proposition de l'Énoncé économique de l'automne 2023 visant à modifier le paragraphe 1104(17) du Règlement de l'impôt sur le revenu afin de préciser que les biens qui seraient autrement admissibles à l'inclusion sous la catégorie 43.1 ou 43.2 ne seront réputés non admissibles que si le contribuable ne respecte pas, dans une grande mesure, les lois, les règlements administratifs et les règlements en matière environnementale au moment où le bien devient prêt à être mis en service pour la première fois.

Travaux préliminaires

Les Propositions du 12 août introduisent une nouvelle réduction du coût en capital des biens de technologie propre pour tout montant se rapportant à une dépense engagée pour des travaux préliminaires (la « Réduction

pour travaux préliminaires »). Un ajustement équivalent du coût en capital des biens liés à l'électricité propre aux fins de la définition du « crédit d'impôt à l'investissement pour l'électricité propre » au paragraphe 127.491(1) est également proposé.

La définition proposée du terme « travaux préliminaires » d'activités préalables à l'acquisition, à la construction, à la fabrication ou à l'installation, par un contribuable ou pour son compte, d'un bien, comprend, notamment, les activités préalables ci-après :

- l'obtention de droits d'accès à l'emplacement des travaux ou des permis ou des autorisations réglementaires (incluant des évaluations environnementales);
- la réalisation de travaux préliminaires de conception ou d'ingénierie, notamment les études initiales d'ingénierie et de conception, ou des études d'ingénierie des procédés pour les travaux, y compris (i) la collecte et l'analyse de données de données concernant l'emplacement des travaux, (ii) l'établissement des bilans énergétique, massique et hydrique et du bilan en matière de ventilation, (iii) les simulations et l'analyse relatives à l'efficacité et au coût des modèles proposés dans l'étude technique, (iv) la sélection du modèle optimal, et (v) des études de faisabilité ou de préfaisabilité;
- le nettoyage ou l'excavation des terrains;
- la construction d'une route d'accès temporaire menant à l'emplacement des travaux;
- le forage d'un puits.

Bien que des dispositions analogues à celles de la Réduction pour travaux préliminaires aient été proposées pour leur application au CII-CUSC et au CII-HP depuis la publication par le ministère des Finances de l'avant-projet de loi initial relatif à ces crédits, cette réduction du coût en capital des biens admissibles au CII-TP et au CII-EP n'a pas été proposée avant les Propositions du 12 août. Malgré cela, il est proposé que la définition de la Réduction pour travaux préliminaires s'applique rétroactivement à la date d'entrée en vigueur initiale du CII-TP et du CII-EP. Elle devrait donc être prise en compte dans l'établissement du coût en capital des biens de technologie propre pour tout projet faisant l'objet d'une demande de CII-TP ou de CII-EP, quel que soit le moment de la demande.

ÉLARGISSEMENT DE L'ADMISSIBILITÉ AU CII-HP POUR LES PROJETS DE PYROLYSE DU MÉTHANE

Le CII-HP est devenu loi le 20 juin 2024 lorsque le projet de loi C-69 a reçu la sanction royale. Le CII-HP est actuellement disponible pour l'hydrogène produit à partir de l'électrolyse de l'eau, ou du reformage ou de l'oxydation partielle du gaz naturel ou d'autres hydrocarbures admissibles (pourvu que les émissions soient atténuées au moyen d'un procédé de captage, d'utilisation et de stockage du carbone « CUSC »). L'Énoncé économique de l'automne a proposé d'élargir l'admissibilité au CII-HP pour inclure la production d'hydrogène à partir de la pyrolyse du méthane parmi les filières de production admissibles et le gouvernement indique qu'il continuera à examiner l'admissibilité d'autres modes de production d'hydrogène à faible intensité carbonique.

Le CII-HP ne sera disponible que pour l'hydrogène produit à partir de la pyrolyse du gaz naturel ou d'autres hydrocarbures admissibles à compter du 16 décembre 2024.

Projets de pyrolyse du méthane admissibles

L'Énoncé économique de l'automne propose d'étendre l'admissibilité au CII-HP aux projets qui produisent de l'hydrogène à partir de la pyrolyse du gaz naturel et d'autres hydrocarbures admissibles. La législation existante concernant le CII-HP s'appliquera généralement à ces projets, sous réserve de certaines modifications :

- un procédé de pyrolyse n'est pas tenu de capter les émissions de dioxyde de carbone au moyen d'un procédé de CUSC; toutefois, le matériel de chauffage et d'alimentation à double emploi devra toujours capter le dioxyde de carbone au moyen d'un procédé de CUSC;
- l'aide pour le coût en capital du système de réacteur de pyrolyse est limitée à 3 000 $ par tonne de capacité annuelle de production d'hydrogène;
- le contribuable devra suivre l'utilisation finale de son carbone solide produit dans le cadre d'un projet de pyrolyse du méthane au moyen d'un plan d'utilisation finale. Ce plan comptabiliserait la totalité du carbone solide produit et son utilisation finale sur une période de sept ans, à compter du début de la production d'hydrogène du projet (l'« exigence du plan d'utilisation finale »);

– le contribuable qui entreprend un projet de pyrolyse du méthane sera tenu de conclure des contrats avec leurs distributeurs de carbone solide avant le début de la période de conformité pour le CII-HP. Les contrats devront lier l'acheteur pour qu'il utilise le carbone solide de la manière prévue par son plan d'utilisation finale et faciliter l'échange d'information pour confirmer l'utilisation finale du carbone solide;

– les projets de pyrolyse du méthane ne seront pas autorisés à évacuer ou à torcher l'hydrogène produit, sauf l'évacuation ou le torchage qui vise l'intégrité et la sécurité du système (la « restriction relative à l'évacuation et au torchage »).

L'Énoncé économique de l'automne indique que des détails supplémentaires concernant l'information requise pour satisfaire à l'exigence du plan d'utilisation finale et les modalités d'application de la restriction relative à l'évacuation et au torchage seront fournis ultérieurement.

Matériel de pyrolyse du méthane admissible

L'Énoncé économique de l'automne élargit la liste du matériel admissible au CII-HP pour inclure, lorsqu'ils font partie d'un procédé de pyrolyse admissible, les biens servant à produire en totalité, ou presque, de l'hydrogène à partir de la pyrolyse du méthane, sans tenir compte du carbone solide produit. Ce matériel admissible comprend les réacteurs de pyrolyse, les échangeurs thermiques, le matériel de séparation et les purificateurs, ainsi que le matériel de compression et de stockage sur place. Le matériel en aval ne sera pas admissible, notamment les séchoirs, les pulvérisateurs, les séparateurs à tissus filtrants, les épaississeurs et les malaxeurs à broches.

Intensité carbonique

Les projets de pyrolyse du méthane devront généralement suivre les règles actuelles pour la mesure de l'intensité carbonique de l'hydrogène produit ou devant être produit à l'aide du Modèle ACV des combustibles. Le gouvernement a l'intention d'élargir les lignes directrices sur la mesure de l'intensité carbonique énoncées dans le document *Crédit d'impôt à l'investissement pour l'hydrogène propre — Guide sur la modélisation de l'intensité carbonique*, afin d'inclure les projets de pyrolyse du méthane.

En plus des règles existantes concernant la mesure de l'intensité carbonique, l'intensité carbonique d'un projet de pyrolyse du méthane dépendra de l'utilisation finale du carbone solide produit par le projet :

– si le carbone solide est converti ou intégré dans un produit qui n'est pas destiné à être utilisé comme source de combustible par le contribuable ou un acheteur, le projet pourra alors affecter les émissions du projet entre les coproduits d'hydrogène et de carbone solide en fonction de la production relative rajustée pour le contenu énergétique;

– si le carbone solide est traité comme un déchet et envoyé à des sites d'enfouissement, le projet ne sera pas autorisé à affecter des émissions de carbone au carbone solide (c.-à-d. que toute l'intensité carbonique sera affectée à la production d'hydrogène);

– si le carbone solide est utilisé à d'autres fins, ou si l'utilisation du carbone solide n'est pas comptabilisée, le projet sera alors réputé en avoir disposé d'une manière qui entraîne la conversion du carbone solide en dioxyde de carbone et la libération subséquente dans l'atmosphère, et toute émission de carbone sera prise en compte dans le calcul de l'intensité carbonique du projet.

L'utilisation finale du carbone solide d'un projet, telle qu'elle est indiquée dans le plan d'utilisation finale du contribuable (décrit ci-dessus), sera prise en compte dans le calcul de l'« intensité carbonique réelle » et de l'« intensité carbonique attendue » du projet (chacune étant définie au paragraphe 127.48(1)).

MISE À JOUR DU CALENDRIER DE LA LÉGISLATION SUR LES CRÉDITS D'IMPÔT POUR UNE ÉCONOMIE PROPRE

Les Propositions du 12 août comprenaient un avant-projet de loi visant le CII-EP, l'élargissement proposé du CII-TP pour soutenir la production d'électricité et/ou de chaleur à partir de déchets de biomasse, ainsi que l'élargissement proposé du CCI-FTP pour soutenir certains projets d'exploitation minière polymétalliques.

Depuis l'Énoncé économique de l'automne 2023, le calendrier du gouvernement indiquait qu'une telle législation serait présentée au Parlement d'ici à l'automne 2024. Comme ce délai est dépassé, l'Énoncé économique de l'automne indique que le gouvernement présentera un projet de loi visant à mettre en œuvre le CII-EP et le CII-TP élargi et publiera « sous peu » un avant-projet de loi concernant le CII-VE.

FINANCEMENT RELAIS LIÉ AUX CRÉDITS D'IMPÔT POUR UNE ÉCONOMIE PROPRE

Liezl Behm et Josh Friedman

Parallèlement au déploiement des crédits d'impôt pour une économie propre, le marché canadien connaît une croissance considérable dans l'élaboration de projets d'électricité propre qui sont admissibles à un CII-CCUS, CII-TP, CII-HP, CII-FTP et CII-EP (les « CII »). Le flux relativement prévisible de remboursements liés aux CII qu'un promoteur peut s'attendre à recevoir au titre des dépenses admissibles engagées dans un projet représente une source de revenu supplémentaire qui peut être modélisée et financée. Les promoteurs peuvent tirer parti des créances de CII pour ajouter le financement lié aux CII à la structure de capital de leurs projets d'énergie propre, de sorte qu'elles constituent une source attrayante de financement pour de tels projets. Ce genre de financement relais lié aux CII commence à prendre forme en tant que source de financement disponible pour les projets d'énergie propre dans tout le pays.

McCarthy Tétrault a agi en tant que conseillers principaux du groupe de promoteurs du projet de parc éolien de Higgins Mountain en Nouvelle-Écosse, un financement réalisée en 2024 à laquelle plusieurs banques ont participé et qui a été l'un des premiers financements relais liés aux CII visant un projet d'énergie propre au Canada. Depuis, le financement relais lié aux CII a pris beaucoup d'expansion au sein du secteur de l'énergie propre au Canada. Voici quelques caractéristiques notables des structures de financement relais lié aux CII qui ont commencé à être utilisées :

— **Structure corporative :** En règle générale, les CII ne sont disponibles que pour les contribuables admissibles. Pour bon nombre de CII, les contribuables admissibles sont des sociétés canadiennes imposables (voir le résumé ci-dessus concernant les entités supplémentaires admissibles au CII-EP). Cependant, la législation sur les crédits d'impôt pour une économie propre comprend des règles qui s'appliquent aux sociétés de personnes et permettent aux associés qui sont des sociétés canadiennes imposables de réclamer leur quote-part raisonnable, limitée à la fraction à risque revenant à l'associé pour les CII liés aux dépenses admissibles engagées par la société de personnes pour l'acquisition de biens admissibles. Ainsi, les emprunteurs dans le cadre d'ententes de financement relais lié aux CII peuvent prendre la forme d'une société par actions ou d'une société en commandite dont les associés sont des sociétés. Pour tirer le meilleur parti des avantages des CII dans une structure de société en commandite, un certain nombre de considérations fiscales complexes doivent être soigneusement examinées.

— **Propriété autochtone :** Comme pour d'autres projets avec une participation autochtone, lorsque des structures de société en commandite sont utilisées pour un financement relais lié aux CII et qu'elles comprennent au moins un commanditaire autochtone, la participation du partenaire autochtone dans la

société en commandite doit être détenue par une société par actions et non par la Première Nation directement. Cela aide à dissiper les préoccupations des prêteurs concernant la prise de sûretés sur les parts de société en commandite et à atténuer les incidences fiscales qui pourraient compromettre l'admissibilité d'un projet aux CII.

— **Assurance liée aux CII :** Selon la structure utilisée pour le financement relais lié aux CII, les prêteurs peuvent exiger des mécanismes de protection supplémentaires. L'un de ces mécanismes est l'obligation pour l'emprunteur de souscrire une assurance liée aux CII. L'assurance liée aux CII est structurée de manière à couvrir le risque de non-paiement, ou de paiement inférieur aux montants attendus, des créances de CII en raison de certains événements assurés. De telles polices d'assurance sont offertes, mais elles sont coûteuses, leur portée peut être limitée et elles font souvent l'objet de négociations serrées avec les assureurs.

— **Protections supplémentaires :** Outre l'assurance liée aux CII, d'autres protections que les prêteurs recherchent souvent dans le cadre des financements relais liés aux CII incluent notamment (i) l'obligation de désigner un « consultant en CII » (qui prépare un rapport initial décrivant les biens admissibles au CII) et qui exerce des fonctions semblables à celles d'un ingénieur indépendant; (ii) l'obligation pour l'ingénieur indépendant (ou un autre conseiller) d'évaluer le rapport du consultant CII pour chaque déboursement du financement, afin de certifier que les déboursements visent des biens admissibles dans la mesure où il s'agit de déboursements au titre du financement relais lié à des CII; (iii) l'obligation de nommer un conseiller indépendant pour valider le respect des exigences relatives à la main-d'œuvre (dans la mesure où l'emprunteur prévoit tirer parti de la totalité de la créance de 30 % liée aux CII dans le cadre de son financement relais lié aux CII; et (iv) un avis professionnel sur la structure fiscale (émanant d'un cabinet comptable ou d'un cabinet d'avocats).

Ainsi, même si le régime des crédits d'impôt pour une économie propre n'en est qu'à ses débuts et qu'il fera probablement l'objet de modifications d'ordre structurel à mesure que le marché prendra de l'expansion et que la législation sera affinée au fil du temps, les professionnels du droit et de la finance dans ce domaine sont en mesure de tirer parti de leur expertise initiale afin de faciliter les financements relais liés aux CII pour les promoteurs de projets d'énergie propre.

ALIMENTER LES CENTRES DE DONNÉES À TRAVERS LE CANADA

Par Kimberly Howard, Stephen Furlan, Jacob Stone, Rachael Carlson et Riley Thackray

Alimenter les centres de données à travers le Canada

La prévalence des services basés sur l'infonuagique, des applications informatiques et mobiles, de l'intelligence artificielle (l'« **IA** ») et des technologies d'apprentissage automatique, ainsi que d'autres secteurs axés sur les données, stimule la demande mondiale exponentielle en infrastructures de stockage de données. Au Canada, le marché des centres de données a connu une croissance constante et devrait atteindre une valeur de 9,04 milliards $ CA d'ici 2029[1].

Qu'est-ce qu'un centre de données ?

Expliqué simplement, un centre de données est une installation physique dotée de ressources informatiques et de stockage qui est utilisée pour héberger des données et des applications logicielles. Dans un passé récent, les organisations disposaient de serveurs physiques sur place pour remplir cette fonction.

Plus récemment, les centres de données sont devenus des plaques tournantes centralisées de serveurs informatiques en réseau utilisés pour le stockage, le traitement et la distribution à distance de volumes importants de données. Ces données doivent pouvoir être connectées entre plusieurs centres de données.

Les centres de données comportent trois éléments clés :
a) l'infrastructure de réseau, b) l'infrastructure de stockage et
c) les ressources informatiques.

Figure 1 — Rocky View (centre de données de Beacon Data Centers)

1 Encor Advisors, *The State of Data Centers in Canada* [2024] (25 oct. 2024), en ligne : **https://encoradvisors.com/data-centres-canada/**.

Alors que les provinces canadiennes aspirent à attirer les investissements dans des centres de données, elles se heurtent à un défi majeur : l'alimentation électrique. Les centres de données requièrent une quantité considérable d'énergie pour stocker, traiter les données, et refroidir les nombreux serveurs qu'ils abritent. Ce secteur florissant, à forte consommation d'énergie, veut se raccorder aux réseaux électriques provinciaux, eux-mêmes en transition vers des sources d'énergie verte. Cela engendre, sans surprise, des complexités tant sur le plan pratique qu'au niveau de l'exploitation et de la réglementation.

Cet article offre un aperçu des tendances du marché des centres de données dans les principales régions du Canada et décrit le profil de risque réglementaire auquel il faut s'attendre lorsqu'on envisage d'alimenter un centre de données en électricité (que ce soit en se connectant au réseau électrique ou en avec sa propre production d'électricité).

L'incidence de l'IA sur la demande en électricité des centres de données

Le stockage des données exige beaucoup d'énergie, et la prolifération des applications d'IA est l'un des principaux facteurs de cette augmentation. Par exemple, une requête de ChatGPT consomme environ 10 fois plus d'électricité qu'une recherche ordinaire sur Google. On prévoit que d'ici à 2030, l'IA entraînera une augmentation de 160 % de la consommation d'énergie des centres de données dans le monde.[2]

POURQUOI LE CANADA?

Le Canada abrite actuellement plus de 240 centres de données, la grande majorité d'entre eux étant situés en Ontario[3]. De nombreux centres de données sont en cours de planification et d'approbation réglementaire.

Le Canada est un pays attrayant pour les investissements dans les centres de données pour diverses raisons. Les provinces et territoires canadiens peuvent offrir de l'électricité à faible coût, une infrastructure électrique fiable, des ressources énergétiques renouvelables et propres (qui peuvent correspondre aux initiatives de développement durable de certains investisseurs), ainsi que des climats frais qui aident à réduire les coûts de refroidissement[4].

De plus, le Canada est particulièrement favorable au stockage de renseignements sensibles. Il bénéficie d'un environnement politique stable et de lois strictes en matière de protection de la vie privée et de sécurité, applicables aux renseignements personnels.

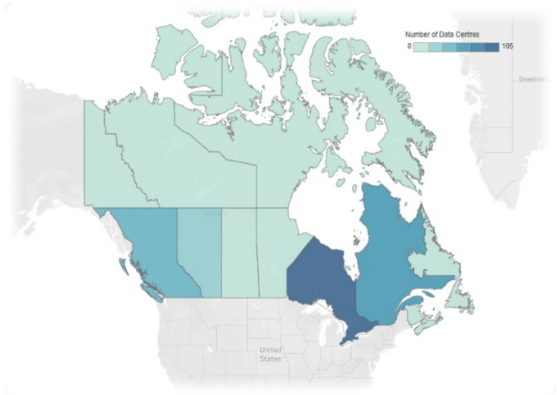


Figure 2 — Aperçu du marché (gouvernement du Canada)

Financement fédéral des centres de données — le Défi de la capacité de calcul pour l'IA

Le gouvernement fédéral investit également dans des centres de données pour soutenir l'avantage du Canada en matière d'IA. Le 5 décembre 2024, le ministre de l'Innovation, des Sciences et de l'Industrie a lancé la Stratégie canadienne sur la capacité de calcul souveraine pour l'IA, qui vise l'accès à une infrastructure de calcul de pointe pour l'IA. Dans le cadre de cette stratégie, entre autres, jusqu'à 700 millions $ CA « seront investis pour créer des champions canadiens en IA, en soutenant la création ou l'expansion de centres de données par l'entremise du Défi de la capacité de calcul pour l'IA ». Le Défi de la capacité de calcul pour l'AI offre un financement pour, entre autres, soutenir l'établissement de centres de données sur l'IA.[5]

2 Gouvernement du Canada, « Aperçu du marché : Le développement de l'intelligence artificielle contribue considérablement à l'augmentation constante de la demande d'énergie des centres de données » (2 oct. 2024).

3 Voir Data Center Map, Canada Data Centers (dernière visite le 4 déc. 2024), en ligne : https://www.datacentermap.com/canada/.

4 Gouvernement du Canada, « Aperçu du marché : Le développement de l'intelligence artificielle contribue considérablement à l'augmentation constante de la demande d'énergie des centres de données » (2 oct. 2024).

5 Gouvernement du Canada, « Le Canada attirera des milliards de dollars en investissements afin d'établir une capacité de calcul nationale pour l'IA » (December 5, 2024) et Gouvernement du Canada, « Le Défi de la capacité de calcul pour l'IA ».

APERÇU DU MARCHÉ — LES DÉVELOPPEMENTS EN 2024 PAR PROVINCE

Comme dans tout domaine d'investissement, les provinces canadiennes ne sont pas toutes positionnées également s'agissant des investissements dans les centres de données. La rubrique suivante examine la position générale des gouvernements provinciaux vis-à-vis des centres de données, illustrée par les annonces et développements survenus au cours de l'année écoulée.

Colombie-Britannique

Il existe actuellement plus de 30 centres de données dans la province de la Colombie-Britannique (la « C.-B. »), gérés par des chefs de file du secteur tels que Cologix, Cyxtera, eStruxture et Equinix[6]. Le plus grand centre de données en C.-B. est une installation de 80 mégawatts (« MW ») située à Mackenzie.

La C.-B. n'a pas publié de stratégie particulière en matière de centres de données ni donné de signal clair aux investisseurs à savoir si de nouveaux centres de données étaient les bienvenus dans la province. La C.-B. a décrété une interdiction totale de raccorder au réseau électrique les projets de minage de cryptomonnaie (voir l'encadré à droite). De plus, la C.-B. vient d'achever un appel d'offres pour l'électricité (qui vise à répondre aux demandes d'énergie prévues). Compte tenu de cette approche du minage de cryptomonnaie et des contraintes générales liées à la demande, ainsi que de l'absence de signal clair aux investisseurs de la part de la province, il est difficile de cerner la position précise de la C.-B. à l'égard des connexions de grandes charges pour desservir les centres de données à l'avenir.

Contrairement au gouvernement provincial, BC Hydro, une société d'État provinciale qui est le principal distributeur d'électricité en C.-B., semble encourager activement la connexion des centres de données. La position déclarée de BC Hydro est que « les centres de données qui s'établissent en C.-B. améliorent la fiabilité et la redondance du système en tirant parti du réseau intégré de BC Hydro »[7] et ont un « avantage concurrentiel par rapport à d'autres territoires nord-américains » en raison de la législation sur la souveraineté des données de la C.-B., de l'accès aux réseaux de fibre optique et aux câbles sous-marins (le câble sous-marin Topaz de Google améliore la connectivité des centres de données en fournissant un lien direct par fibres entre Vancouver et l'Asie), de l'hydroélectricité propre, de l'accès à l'eau pour le refroidissement, ainsi que de la sécurité et de la fiabilité géopolitiques. En outre, les centres de données sont admissibles à certains crédits d'impôt ou exonérations fiscales dans le cadre de programmes provinciaux. Qui plus est, la C.-B. a des tarifs énergétiques parmi les plus bas d'Amérique du Nord, et un approvisionnement en énergie stable et propre. BC Hydro encourage les propriétaires de projets et les promoteurs de centres de données à prendre contact avec elle pour les aider à repérer les sites industriels adaptés à leurs activités[8]. L'objectif de BC Hydro est de discuter de l'admissibilité aux tarifs réduits pour les grandes charges électriques, de l'étude de connexion et du financement du projet, du financement du remplacement de combustible et du cumul des incitatifs.

Dans un tel contexte, il n'est peut-être pas surprenant que les annonces faites par le secteur au sujet d'investissements dans les centres de données de la C.-B. au cours de l'année écoulée aient été rares, éclipsées par l'activité importante observée dans la province voisine à l'est, l'Alberta.

Pour l'instant, c'est non ! Projets de minage de cryptomonnaie en C.-B.

Le 7 mai 2024, la C.-B. a adopté le Projet de loi 24, l'*Energy Statutes Amendment Act, 2024*, qui a modifié l'*Utilities Commission Act* (l'« UCA ») pour permettre à la province d'adopter des règlements sur la fourniture par les services publics d'électricité aux mineurs de cryptomonnaie. Cette promulgation fait suite à un rapport de BC Hydro suggérant que le minage de cryptomonnaie pourrait compromettre la transition énergétique propre de la C.-B. ainsi qu'à une directive de décembre 2022 de la province ordonnant à la British Columbia Utilities Commission (la « BCUC ») de suspendre effectivement les nouvelles connexions au réseau électrique pour les projets de minage de cryptomonnaie pendant 18 mois (jusqu'en juin 2024).

Dans une contestation judiciaire infructueuse de la suspension de 18 mois (*Conifex Timber Inc. v. British Columbia (Lieutenant Governor in Council)*, 2024 BCSC 177), la Cour suprême de la C.-B. a statué que la différenciation fondée sur des raisons

6 BC Hydro, ***Why is British Columbia a growing market for data centers?*** (dernière visite le 8 déc. 2024), en ligne : **https://choose.bchydro.com/why-choose-bc/key-industries/data-centers/offer**.

7 Voir *Data Centers: Establishing Operations in BC* (dernière visite le 17 déc. 2024), en ligne : **https://choose.bchydro.com/why-choose-bc/key-industries/data-centers**.

8 BC Hydro, ***Why is British Columbia a growing market for data centers?*** (dernière visite le 8 déc. 2024), en ligne : en ligne : **https://choose.bchydro.com/why-choose-bc/key-industries/data-centers/offer**.

économiques ou de coût du service, qui peut inclure des caractéristiques uniques de consommation d'électricité, ne constitue pas une discrimination indue et que la directive de la province était conforme aux objectifs de l'UCA (dont la réglementation des services publics de sorte que le grand public soit bien desservi par ces services publics).

En juin 2024, la suspension de 18 mois a été prolongée jusqu'en décembre 2025 par le règlement *Cryptocurrency Power Regulation*, afin de prévoir plus de temps pour l'élaboration de politiques et les consultations en matière de connexions du secteur du minage de cryptomonnaie.

Alberta

Le 4 décembre 2024, le gouvernement de l'Alberta a lancé sa stratégie intitulée « **Artificial Intelligence (AI) Data Centers Strategy** »[9] (la « Stratégie ») pour attirer 100 milliards $ CA d'investissements sur cinq ans et faire de la province un chef de file des centres de données axés sur l'IA. La Stratégie repose sur trois piliers stratégiques : une production d'énergie modulable, des technologies de refroidissement efficaces et une fiscalité concurrentielle. Pour soutenir les piliers stratégiques, l'Alberta exploitera ses abondantes ressources naturelles et son infrastructure énergétique innovante afin de soutenir l'aménagement de solutions d'alimentation électrique de grande capacité, fiables et abordables pour les centres de données axés sur l'IA. Des taux d'imposition concurrentiels, une réglementation simplifiée et des options énergétiques hors réseau visent à soutenir une infrastructure évolutive et rentable.

Cette stratégie fait suite à des indicateurs importants d'investissements souhaités en Alberta au cours des dernières années. Après un investissement de 2,57 milliards $ CA au Canada entre 2016 et 2021, Amazon Web Services (« AWS ») Canada West a lancé, le 20 décembre 2023, son deuxième centre de données au Canada, connu sous le nom de Canada West (Calgary) Region[10]. Ce centre de données devrait créer 1 000 emplois et ajouter environ 4,9 milliards $ CA au produit intérieur brut (le « PIB ») du Canada au cours des 15 prochaines années[11]. Avec la première région AWS au Canada, AWS Canada (Centre), lancée en 2016, AWS prévoit que l'investissement prévu ajoutera 43,02 milliards $ CA au PIB du Canada et soutiendra plus de 9 300 emplois équivalents temps plein dans l'économie canadienne[12].

Entre le 8 avril 2024 et le 10 mai 2024, Beacon AI Data Centers, une société privée de développement, a soumis des demandes pour cinq grands centres d'IA afin qu'ils soient inscrits sur la liste de connexion de l'Alberta Electricity Service Operator (l'« AESO »), ce qui nécessiterait une demande en électricité de l'ordre de 200 MW à 400 MW par installation[13]. Le 29 octobre 2024, le plus grand fournisseur de centres de données détenu et exploité par des Canadiens, eStruxture, **a annoncé** qu'il prévoyait d'investir plus de 750 millions $ CA dans la construction de CAL-3, un centre de données de 90 MW dans le comté de Rocky View, juste au nord de Calgary[14].

Figure 3 — Le projet **Wonder Valley (O'Leary Ventures)**

9 Gouvernement de l'Alberta, ***Alberta's AI Data Center Strategy: Powering the future of artificial intelligence*** (4 déc. 2024), en ligne : **https://open.alberta.ca/dataset/f6fe5816-12ac-4ba6-805c-d0a0dd5aebf9/resource/26d62103-ff38-4310-a98f-ab4595a4af74/download/ti-albertas-ai-data-center-strategy.pdf**.

10 Amazon Web Services, *The AWS Canada West (Calgary) Region is now available*, en ligne : **https://aws.amazon.com/blogs/aws/the-aws-canada-west-calgary-region-is-now-available/**.

11 Amazon Web Services, ***AWS Announces Plans to Open Second Region in Canada*** (8 nov. 2021), en ligne : **https://press.aboutamazon.com/2021/11/aws-announces-plans-to-open-second-region-in-canada**.

12 Amazon Web Services, *The AWS Canada West (Calgary) Region is now available,* en ligne : **https://aws.amazon.com/blogs/aws/the-aws-canada-west-calgary-region-is-now-available/**.

13 Voir la liste des connexions de l'AESO, *Connection Project List*, de juillet 2024.

14 eStruxture Data Centers, ***eStruxture Announces Alberta's Largest Data Center: Introducing the Groundbreaking CAL-3 Facility*** (15 nov. 2024), en ligne : **https://www.estruxture.com/press-releases/estruxture-announces-albertas-largest-data-center-introducing-the-groundbreaking-cal-3-facility**.

Enfin, en décembre 2024, O'Leary Ventures et le district municipal de Greenview ont conclu un partenariat pour construire le plus grand centre de données artificielles du monde — baptisé Wonder Valley — dans le district de Greenview, près de Grande Prairie, en Alberta. Le centre de données sera alimenté par du gaz naturel hors réseau et de l'énergie géothermique. À propos de cette initiative, Kevin O'Leary déclare : « [traduction] [n]ous allons concevoir et construire une solution d'alimentation électrique redondante qui répond aux normes de fiabilité de la capacité de calcul pour l'IA moderne ». La première phase de 1,4 GW coûtera environ 2 milliards $ US, avec un déploiement annuel ultérieur de l'alimentation électrique redondante par ajouts successifs de 1 GW. L'investissement total sur la durée de vie du projet s'élèvera à plus de 70 milliards $ US si l'on tient compte de l'infrastructure, de l'alimentation électrique, des centres de données et des structures auxiliaires[15].

Ontario

En 2021, l'Ontario a lancé sa stratégie **Créer un Ontario numérique**, qui prépare le terrain pour que l'Ontario devienne « la meilleure administration numérique au monde ». L'Ontario héberge actuellement le plus grand nombre de centres de données au Canada. Elle compte plus de 80 centres de données, dont la majorité sont situés à Toronto en raison de la densité de son infrastructure de réseau. 16 nouveaux centres de données devraient être mis en service en Ontario d'ici 2035.

En mars 2024, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (*Independent Electricity System Operator* ou *IESO*, la « SIERE ») **a publié** ses perspectives annuelles de planification concernant les besoins du réseau électrique de l'Ontario pour la période 2025-2050. Dans ce rapport, la croissance de la demande d'électricité des centres de données est reconnue comme un facteur contribuant à l'augmentation prévue de la consommation d'électricité dans le secteur commercial de l'Ontario. Plus tard dans l'année, le 16 octobre 2024, la SIERE **a annoncé** une nouvelle prévision d'augmentation de 75 % de la demande d'électricité de l'Ontario d'ici 2050, qui passerait de 151 térawattheures (« TWh ») en 2025 à 263 TWh en 2050, les centres de données figurant parmi les activités industrielles à l'origine de l'accélération de la croissance de la demande[16]. La SIERE a également noté que les centres de données représentent 13 % de la nouvelle demande d'électricité et 4 % de la demande totale prévue pour l'Ontario en 2035.

Québec

Le Québec est un territoire convoité pour les centres de données, avec de nombreux projets en cours ou annoncés ces dernières années. Les tarifs d'électricité attractifs et le climat favorable du Québec sont des facteurs importants pour les exploitants de centres de données lorsqu'ils envisagent de s'y implanter. Les hivers froids du Québec offrent un refroidissement naturel pour les serveurs, ce qui permet de réaliser des économies d'énergie allant jusqu'à 25 % pendant les mois les plus froids. Cet avantage du refroidissement naturel déplace le pic de consommation d'électricité vers l'été, principalement en raison de la demande de climatisation.

Malgré certaines restrictions concernant le raccordement au réseau des projets de plus de 5 MW, Hydro Québec **continue** de prévoir une augmentation de 4,1 TWh de la demande provenant des centres de données entre 2023 et 2032 dans son plan d'approvisionnement en électricité[17], ce qui représente une augmentation de 14 % de la demande d'électricité au Québec. Les projets qui ont réussi à s'approvisionner en énergie avant 2023 poursuivent leur expansion, et des centres supplémentaires étaient en préparation en 2024 :

— En juin 2024, Microsoft a amorcé la construction d'un nouveau centre de données à L'Ancienne-Lorette, une banlieue à l'ouest de la ville de Québec[18]. Le projet devrait être achevé au début de l'année 2026.

— En novembre 2024, QScale, une société desservant le marché des charges de travail à haute densité, **a annoncé** qu'elle avait obtenu une facilité de crédit syndiquée de 320 millions $ CA pour soutenir les phases 3 et 4 de l'aménagement de son campus QScale Q01 à Lévis, au Québec, lesquelles devraient être complétées en 2026. Une fois achevé, le Campus Q01 devrait disposer d'une capacité de TI de 142 MW.

15 Cision, *Kevin O'Leary in cooperation with the Municipal District of Greenview to develop the world's largest AI Data Center Industrial Park 'Wonder Valley' in the Greenview Industrial Gateway ("GIG") near Grande Prairie in North West Alberta, Canada*, (9 déc.2024), **https://www.newswire.ca/news-releases/kevin-o-leary-in-cooperation-with-the-municipal-district-of-greenview-to-develop-the-world-s-largest-ai-data-centre-industrial-park-wonder-valley-in-the-greenview-industrial-gateway-gig-near-grande-prairie-in-north-west-alberta-canada-805286280.html.**

16 Independent Electricity System Operator, ***Electricity Demand in Ontario to Grow by 75 per cent by 2050*** (16 oct. 2024), en ligne : **https://www.ieso.ca/Corporate-IESO/Media/News-Releases/2024/10/Electricity-Demand-in-Ontario-to-Grow-by-75-per-cent-by-2050**.

17 Plan d'approvisionnement en électricité 2023-2032 déposé à la Régie de l'énergie, (1er nov. 2022**) https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/plan-dapprovisionnement-2023-2032.pdf** Hydro-Québec, *La croissance de la demande d'électricité se poursuivra au Québec,* (3 nov. 2022) en ligne **: https://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/1884/la-croissance-de-la-demande-delectricite-se-poursuivra-au-quebec/**.

18 Data Center Dynamics, *Microsoft breaks ground on data center in Quebec City, Canada* (12 sept. 2024) en ligne : **https://www.datacenterdynamics.com/en/news/**

CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE

Si les gouvernements et les investisseurs souhaitent des investissements dans les centres de données, les régimes de réglementation relatifs à la production d'électricité et aux raccordements pourraient entraver ou faciliter la création d'un centre de données. Un centre de données peut être alimenté en électricité de deux façons : soit il est alimenté exclusivement par le réseau, soit il est alimenté, en tout ou en partie, par sa propre production. Chaque analyse provinciale ci-après présente la disponibilité de chacune de ces options pour les centres de données, en fonction des régimes de réglementation actuels.

Colombie-Britannique

En règle générale, pour construire ou exploiter une usine ou un réseau de service public en C.-B. (ou un prolongement de l'un ou l'autre), un promoteur doit obtenir un certificat de commodité ou de nécessité publique de la part de la BCUC.

Un service public est défini dans la loi *Utilities Commission Act* (l'« UCA ») et renvoie à ceux qui possèdent et/ou exploitent de l'équipement ou des installations en C.-B. qui fournissent de l'énergie au public ou à une société, pour leur compte, ou contre rémunération. Une personne qui n'est pas déjà classée n'inclut pas une personne qui a) fournit un service ou une marchandise « [traduction] uniquement à la personne ou à ses employés ou locataires »; et b) le service ou la marchandise n'est pas revendu ni utilisé par d'autres personnes. Ainsi, la production d'électricité à l'extérieur du réseau est exclue de la réglementation générale des services publics en C.-B.[19]. Il existe également une exemption générale du champ d'application de la majorité des dispositions de l'UCA pour les personnes qui, à condition qu'elles ne soient pas par ailleurs un service public, vendent un service d'électricité à BC Hydro, ce qui signifie qu'un promoteur de centre de données pourrait produire sa propre énergie et vendre la production excédentaire à BC Hydro sans être assujetti à la réglementation de l'UCA.

Il faut toutefois noter qu'il existe un **litige** en cours à savoir si la fourniture d'électricité entre sociétés du même groupe est exclue de la définition des services publics. Par conséquent, en cas de vente d'électricité entre sociétés du même groupe (même à l'extérieur du réseau), il n'est pas certain que ces activités seraient assujetties à l'UCA. En outre, malgré l'exclusion en vertu de l'UCA, les promoteurs de centrales électriques seront assujettis à la réglementation dans le cadre de divers autres régimes de réglementation en C.-B. (c.-à-d. environnementaux et municipaux, par exemple).

L'UCA est la législation de base qui régit la surveillance par la BCUC de la sécurité des services publics dans la province. Les services publics sont tenus de fournir et d'entretenir leurs biens et leurs équipements d'une manière que la BCUC considère à tous égards comme adéquate, sûre, efficace, juste et raisonnable. En vertu de l'UCA, un service public est tenu de desservir les locaux situés dans un rayon de 200 mètres de sa ligne d'approvisionnement, à moins que la BCUC ne le dispense de cette obligation à l'issue d'une audience et pour une raison valable. La BCUC peut ordonner à un service public de fournir un service à un demandeur si une ligne d'approvisionnement se trouve à plus de 200 mètres des locaux du demandeur (y compris

microsoft-breaks-ground-on-data-center-in-quebec-city-canada/.

19 FortisBC et BC Hydro, les plus grandes entreprises de services publics de la Colombie-Britannique, ont des programmes de facturation nette pour l'énergie renouvelable, qui permettent aux consommateurs de produire leur propre électricité. Toutefois, ces programmes sont limités à une capacité nominale maximale de 100 kW.

en procédant aux prolongements nécessaires pour fournir ce service)[20]. En outre, moyennant un préavis raisonnable, un service public doit fournir un service adéquat sans discrimination ou retard injustifié à toutes les personnes qui en font la demande, qui y ont raisonnablement droit et qui paient, ou acceptent de payer, les tarifs prévus par l'UCA[21]. Bien qu'un demandeur soit généralement en mesure de recevoir le service, il est important de noter qu'il n'a le droit d'être desservi que s'il est raisonnablement en droit de l'être, et qu'il doit obtenir une ordonnance de la BCUC pour une extension du service s'il n'est pas à moins de 200 mètres d'une ligne d'approvisionnement existante. La BCUC est chargée de la supervision générale des services publics « [traduction] afin que le grand public soit bien desservi par ces services publics », de sorte que toute décision relative à une demande de raccordement sera prise dans cette optique[22]. De plus, le décret **Order in Council n° 692** et l'ordonnance **BCUC Order G-390-22A**, qui ont dispensé BC Hydro de fournir des services aux projets de minage de cryptomonnaie pendant 18 mois, peuvent laisser présager des restrictions concernant la fourniture de services à d'autres projets à forte intensité de charge[23].

Alberta

Les exploitants de centres de données qui souhaitent se raccorder au réseau énergétique de l'Alberta doivent obtenir une ordonnance de raccordement en vertu de la loi *Hydro and Electric Energy Act* (l'« HEEA »)[24] et doivent soumettre une demande de service d'accès au réseau à l'AESO. L'AESO évaluera les besoins et concevra toute infrastructure de transport nécessaire pour soutenir le raccordement. L'AESO est seulement tenue de fournir une « occasion raisonnable »[25] aux centres de données de se raccorder et elle n'est pas tenue de fournir le raccordement dans un délai précis. L'AESO est également tenue d'assurer un fonctionnement sûr, fiable et économique du réseau électrique interconnecté, et tiendra compte de cette obligation lors de l'examen de toute nouvelle demande de connexion[26]. Par conséquent, lorsqu'une demande de raccordement peut entraîner des contraintes de transport ou d'autres enjeux, la capacité d'obtenir un raccordement, ou d'obtenir un raccordement rapidement, est assujettie à la discrétion inscrite dans la loi de l'AESO.

20 Voir l'art. 29 de l'UCA. La BCUC peut également, à la suite d'une audience :

a) [traduction] ordonner à un service public d'étendre ses services existants dans une zone générale dont le développement peut, de manière raisonnable, être considéré comme relevant de la responsabilité de ce service public, dans la mesure où cette extension est faisable et nécessaire dans l'intérêt public, lorsque la construction et l'entretien de l'extension ne nécessitera pas une augmentation substantielle des tarifs facturés ou une diminution des services fournis par le service public ailleurs (art. 30 de l'UCA);

b) [traduction] ordonner à un service public d'étendre son service dans la mesure jugée raisonnable et appropriée par la BCUC, dans la mesure où cette dernière a conclu qu'une extension par un service public de son service existant fournirait une activité suffisante pour justifier la construction et l'entretien de l'extension, et que la situation financière du service public justifie raisonnablement les dépenses d'investissement requises (art. 35 de l'UCA).

21 Art. 39 de l'UCA. Récemment, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a décrit l'objectif de l'art. 38 dans l'affaire ***Conifex Timber Inc. v British Columbia (Lieutenant Governor in Council)*, 2024 BCSC 177** (« *Conifex* ») :

a) [Traduction] [21] … Les art. 38 et 39 sont une codification partielle de ce que l'on appelle « le pacte réglementaire » (*regulatory compact*) entre le consommateur et le service public. Ce pacte garantit à tous les clients l'accès au service public à un prix équitable. L'entreprise de service public, qui se voit accorder le droit exclusif de vendre ses services dans une région donnée, a l'obligation de fournir un service adéquat et fiable à tous les clients de cette région et voient leurs tarifs et certaines de leurs activités assujettis à la réglementation : *ATCO & Gas Pipelines Ltd. c. Alberta (Energy & Utilities Board),* 2006 CSC 4, au para. 63.

b) [Traduction] [22] Le pacte réglementaire a également été considéré comme englobant l'obligation du service public « [traduction] de fournir son produit à tous ceux qui le demandent à un prix raisonnable et sans discrimination indue entre ceux qui sont dans une situation similaire ou qui appartiennent à une catégorie de consommateurs » : *Chastain et al. v. British Columbia Hydro and Power Authority,* 1972 CanLII 985 (BCSC), 32 D.L.R. (3d) 443, p. 454.

22 *Conifex*, par. 48.

23 Dans l'affaire *Conifex,* Conifex Timber Inc. n'a pas réussi à faire valoir que l'ordonnance enjoignant à la BCUC de dispenser BC Hydro de fournir des services aux projets de minage de cryptomonnaie était inadmissible parce qu'elle visait à ordonner à la BCUC d'exercer un pouvoir qu'elle ne possédait pas (c'est-à-dire autoriser la discrimination entre les clients en fonction de l'utilisation prévue de l'électricité). Entre autres raisons, le tribunal a estimé que l'ordonnance était justifiée par le « coût du service », ce qui était admissible.

24 **RSA 2000, c H-16**.

25 Art. 16(1) de la loi *Electric Utilities Act* (« EUA ») SA 2003, c E-5.1.

26 Art. 29 de l'EUA.

En Alberta, la production d'électricité à l'extérieur du réseau est autorisée au moyen d'un certain nombre de mécanismes[27]. En fait, le ministre de la Technologie de l'Alberta, Nate Glubish, a déclaré : « si vous voulez obtenir les délais d'approbation les plus rapides et le plus de certitude et de contrôle possible à l'égard de votre projet, allez hors réseau, à l'extérieur du réseau et apportez votre propre énergie »[28]. Les promoteurs de centres de données peuvent bénéficier de la nouvelle exemption prévue à l'art. 2(1)(b) de la loi *Electric Utilities Act*, qui autorise l'autoproduction d'électricité sur une propriété dont le producteur est le propriétaire ou le locataire et qui est consommée uniquement sur cette propriété par ce propriétaire ou ce locataire. Comme dans les autres provinces mentionnées dans cet article, l'exemption de l'application de la législation relative à la production ne dispense pas le demandeur de l'application de la législation municipale, environnementale et autre.

Ontario

S'ils veulent se raccorder au réseau électrique de l'Ontario, les promoteurs de centres de données doivent satisfaire aux exigences suivantes : 1) l'évaluation de l'impact sur le réseau par la SIERE; 2) l'évaluation de l'impact sur les clients du transmetteur; et 3) l'approbation de l'installation par la Commission de l'énergie de l'Ontario (*Ontario Energy Board*, la « CEO »).

Dans le cadre de l'évaluation de l'impact sur le réseau, la SIERE examine si le raccordement de la charge proposée aura un effet négatif important sur la fiabilité du réseau électrique intégré (soit l'analyse de l'impact de la charge proposée sur celle des installations de transport, les tensions du système, la stabilité des tensions, la sécurité et le rétablissement de la charge, et la vérification que les normes de fiabilité et les autres critères du marché sont respectés). En fonction de ces critères, la SIERE peut délivrer un avis de refus ou d'approbation conditionnelle (les conditions peuvent inclure, par exemple, l'obligation d'installer des dispositifs de mesures correctives). Un récent rapport d'évaluation de l'impact sur le réseau pour une charge de centre de données peut être consulté **ici**[29].

Essentiellement, les transmetteurs sont tenus, en vertu du **Transmission System Code** (en anglais seulement) de vérifier que les nouveaux raccordements ne réduisent pas sensiblement la fiabilité ou le rendement du réseau de transport. L'évaluation de l'impact sur les clients du transmetteur consiste à évaluer l'impact des raccordements proposés sur les clients existants, y compris l'impact du projet sur les courts-circuits, les tensions, la fiabilité de l'approvisionnement et la capacité d'approvisionnement.

La construction, l'extension ou le renforcement d'une ligne de transport, d'une ligne de distribution d'électricité, ou l'établissement d'une interconnexion, requièrent une autorisation de la CEO en vertu de la ***Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario***. Lorsqu'elle examine la possibilité d'accorder une telle autorisation, la CEO détermine si le projet sert l'intérêt public, en tenant compte des intérêts des consommateurs en ce qui concerne les prix ainsi que la fiabilité et la qualité du service d'électricité[30].

Lorsqu'un centre de données demande à être raccordé au réseau d'électricité de l'Ontario et que la charge particulière du centre pourrait compromettre le service aux autres clients de l'Ontario, le raccordement peut être refusé ou accordé sous conditions. Pour atténuer ce risque, le promoteur d'un centre de données peut souhaiter produire sa propre énergie plutôt que d'être desservi par le réseau. Or la voie à suivre en matière de réglementation sur l'autoproduction dépendra en grande partie de la question de savoir si le promoteur du centre de données propose que le centre de données et l'installation de production appartiennent à la même entité ou non. Pour produire de l'électricité en Ontario aux fins de vente à une autre personne, un permis de production d'électricité est nécessaire[31], et la vente de cette électricité suppose un certain nombre d'autres exigences en matière de permis[32]. En revanche, la production d'électricité pour son propre usage n'est pas assujettie à ces mêmes exigences[33]. Dans l'un ou l'autre de ces cas, les projets de production d'électricité en Ontario sont assujettis à d'autres exigences réglementaires, environnementales ou autres, qui doivent être soigneusement prises en compte au moment de la conception d'une approche hors réseau.

27 Ces exemptions comprennent la désignation d'un « réseau industriel », les exemptions législatives prévues à l'art. 2 de l'EUA et les micro-installations de production.

28 Calgary Herald, ***Varcoe: TransAlta eyes data center potential, prepares Alberta sites to be 'turnkey ready'*** (6 nov. 2024) en ligne **: https://calgaryherald.com/opinion/columnists/varcoe-transalta-data-center-potential-alberta**.

29 NTD à Marketing : Nous ne parvenons pas à relier le Rapport final du SIERE - GBE TOR1 à l'ID CAA ID : 2024-795 **Application Status**

30 Par exemple, voir HydroOne, Transmission Connection Procedures, 18 nov. 2015, en ligne **: https://www.hydroone.com/businessservices_/Documents/Transmission%20Connection%20Procedures_Updated%20-%20Nov%2018%202015.pdf**

31 Art. 57(c) de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*.

32 Par exemple, les permis de grossiste d'électricité et les permis de détaillant d'électricité.

33 Grâce au *Net Metering Regulation*, il est également possible de produire de l'électricité renouvelable pour sa propre consommation tout en transférant l'électricité excédentaire au réseau, ce qui permet de compenser la consommation future d'électricité.

Québec

En réponse à l'évolution de la demande énergétique, le gouvernement du Québec, aux côtés d'Hydro-Québec, est désormais habilité à approuver les projets à forte consommation d'une puissance de 5 MW et plus, ce qui constitue un changement par rapport au seuil précédent qui permettait aux projets de moins de 50 MW d'être automatiquement raccordés au réseau. Tant les nouveaux projets que les projets existants dont l'expansion est envisagée sont assujettis à ce processus d'autorisation, qui a été précisé à la suite de l'adoption du **projet de loi n° 2**[34] en 2023. Ce processus révisé de distribution d'électricité, qui est lancé sur demande du promoteur du projet à Hydro-Québec, est le résultat de l'incapacité du gouvernement à satisfaire toutes les demandes de raccordement au réseau d'électricité du Québec.

Les projets à l'étude sont évalués en fonction d'un ensemble de critères précis, notamment la faisabilité technique du raccordement, l'effet global sur le réseau électrique du Québec, les retombées potentielles en matière de développement économique et régional, les impacts environnementaux et sociaux, ainsi que leur cohérence avec les orientations gouvernementales établies. Cette démarche s'inscrit dans le cadre de l'engagement continu du gouvernement en faveur d'une analyse stratégique des projets et de l'engagement d'Hydro-Québec à favoriser un avenir écoénergétique, dynamique sur le plan économique et respectueux de l'environnement pour le Québec. Vous pouvez consulter la liste des plus récents octrois de raccordement d'une puissance de 5 MW et plus **ici**.

Conclusion

La croissance de la demande pour des centres de données au Canada est portée par les avancées de l'IA et des services basés sur l'infonuagique. La compréhension des besoins importants en énergie des centres de données et la connaissance des divers régimes de réglementation provinciaux et des stratégies fédérales, ouvrent des débouchés et présentent des défis uniques dans chaque province.

34 *Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité*

POUR PLUS D'INFORMATIONS, VEUILLEZ COMMUNIQUER AVEC :

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

Robin Sirett
rsirett@mccarthy.ca
604-643-7911
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

VISITEZ NOTRE BLOG McCARTHY TÉTRAULT PERSPECTIVES CANADIENNES SUR L'ÉNERGIE

À propos du groupe national Énergie de McCarthy Tétrault

Notre groupe national Énergie comprend plus de 70 avocats à l'échelle nationale, dont ceux ayant le plus d'expérience dans le secteur de l'énergie au Canada. Nos principaux domaines de pratique incluent le développement de projets, le financement de projets, les fusions et acquisitions, les conseils réglementaires, 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.

Notre groupe national Énergie est à l'avant-garde de la transition énergétique. Nous avons constitué des équipes de soutien juridique et stratégique dans tous les secteurs émergents de l'énergie, composées de spécialistes à travers le Canada. Grâce à leur expertise solide et variée, dans de nombreux domaines de pratique, nous offrons à nos clients des équipes de conseillers compétents, qualifiés et expérimentés.

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 au développement, à la structuration, au financement, à l'autorisation et à l'exploitation de différents 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 d'énergie, les principaux investisseurs et promoteurs de projets d'énergie, des prêteurs pour les projets d'énergie, de même que des fournisseurs de carburant et d'équipement pour le secteur de l'énergie.

À propos de McCarthy Tétrault

McCarthy Tétrault propose une vaste gamme de services juridiques, avec des conseils et solutions stratégiques et sectoriels pour des mandats portant sur 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 aux clients innovants, le cabinet met ses compétences juridiques, ses connaissances sectorielles et son expérience pratique au service de ses clients pour les aider à atteindre les résultats qui sont importants pour eux. Avec nos valeurs solides et notre engagement en matière de diversité, d'équité et d'inclusion, nous nous assurons en permanence de former et de présenter une équipe diversifiée et talentueuse de conseillers, capable de relever les défis juridiques de nos clients.

mccarthy tétrault

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

MONTRÉAL
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