MINISTÈRE
DE L'ÉCONOMIE,
DES FINANCES
ET DE L'INDUSTRIE
*Liberté
Égalité
Fraternité*

Direction générale
du Trésor

Ottawa, 2 décembre 2024

Ambassade de France au Canada
Service économique régional d'Ottawa

CANADA

L'Alberta, laboratoire canadien de la transition énergétique

Principale province productrice d'hydrocarbure au Canada, avec la découverte dès 1947 à Leduc d'un gisement d'importance et le développement plus récent du pétrole non conventionnel à partir des sables bitumineux, l'Alberta a engagé depuis une dizaine d'années différentes initiatives visant à réduire son empreinte carbone, la plus importante du pays avec près de 60 tonnes équivalent CO2 par habitant. Qu'il s'agisse de la fin anticipée du charbon, auquel a été substitué le gaz, du développement des énergies renouvelables, de l'ambition en matière d'hydrogène ou du lancement de nombreux projets de capture carbone, la province se présente comme un laboratoire à ciel ouvert de la transition énergétique.

Connue pour ses sables bitumineux et un mix énergétique très carboné, l'Alberta s'est efforcée depuis une dizaine d'années de baisser son empreinte carbone, en misant sur la substitution gaz-charbon et sur l'essor des renouvelables

Principale province productrice d'hydrocarbures, l'Alberta est la province la plus carbonée du pays. Avec 4,3 millions de barils jour en 2023, venant aux trois-quarts des sables bitumineux du nord de la province, et une production de gaz naturel de 10,9 milliards de pieds cube par jour, l'Alberta représente respectivement 84% et 61% de la production du Canada. Une situation qui se traduit par une empreinte carbone très dégradée : en 2022, la province émettait près de 270 mégatonnes d'équivalent CO2, soit 38% des émissions du Canada, en augmentation de 52% depuis 1990 et de 7% depuis 2005. Les émissions par habitant sont encore plus éloquentes puisqu'elles s'élèvent à 59,8 tonnes d'équivalent de CO2, contre une moyenne nationale, déjà très élevée, de 18,2 tonnes.

Consciente des efforts à fournir pour réduire son empreinte carbone, à l'aune notamment de l'objectif pris au niveau fédéral de réduire d'ici 2030 de 40 à 45% les émissions par rapport à 2005, la province s'est d'abord débarrassée du charbon. Si la production d'électricité, de près de 74 TWh en 2021, ne représente en 2022 que 8% des émissions de gaz à effet de serre (GES) (contre 59% pour le secteur pétrolier et gazier), ce secteur a été rapidement vue par la province comme un vivier substantiel de décarbonation. En effet, jusqu'au début des années 2010, le mix électrique albertain reposait encore en grande partie sur le charbon, ressource la plus polluante, qui assurait 37,6 TWh, soit plus de 53% de la production totale d'électricité. Aussi la province, qui dispose dans son sous-sol d'un gaz naturel abondant, a-t-elle mené une politique volontariste de substitution du gaz naturel au charbon, la production thermique à partir de gaz passant ainsi de 27,6 TWh en 2010 à 46,6 TWH en 2021. Cette politique s'est accélérée ces dernières années puisque, alors que les autorités s'étaient engagées à sortir du charbon uniquement en 2030, elles y sont parvenues dès juin 2024.

Parallèlement, les autorités, profitant du caractère dérégulé du marché électrique, ont encouragé le développement des renouvelables. Le marché albertain de production d'électricité est le seul du pays à être totalement dérégulé depuis le milieu des années 1990 : les prix sont définis à chaque heure en fonction de l'offre et de la demande. Aussi, en créant dès 2017 une taxe carbone de 30 CAD la tonne de CO2 sur les grands producteurs d'électricité et en encourageant les micro-installations (jusqu'à 5 MW) qui peuvent revendre leur production, les autorités ont non seulement favorisé la production à partir de gaz mais aussi des renouvelables : ceux-ci représentaient en 2021 15% de la production totale, à raison de 9% pour l'éolien, 3% pour l'hydroélectricité et 2% pour la biomasse. Avec une accélération certaine à partir de cette date : la province était cette année-là le foyer de 60 % des projets de construction d'installations solaires et éoliennes solaires au Canada, proportion qui est passée à 77 % en 2022, puis à 92 % en 2023. Face à cet engouement, qui a soulevé de plus en plus de difficultés (intermittence sur le réseau, concurrence dans l'emploi du foncier, responsabilité des producteurs en fin de vie des projets, etc.), la province a décrété en urgence un moratoire à l'été 2023, qui se prolonge encore aujourd'hui. Le ministre compétent a toutefois tenu à rassurer sur les intentions de la province de continuer à promouvoir les renouvelables, mais de manière mieux régulée (consultations en cours sur le nouveau cadre de marché, réflexions sur les interconnexions provinciales et avec les Etats-Unis). Avec un résultat certain puisque l'intensité des GES du

réseau électrique est passé de 910 grammes d'équivalent de dioxyde de carbone par kilowattheure (g d'éq. CO2 par kWh) en 2005 à 470 grammes en 2022, soit une baisse de 48%. A comparer, toutefois, à une moyenne nationale de 100 g d'éq. CO2\ par kWh.

La province parie désormais sur l'hydrogène, la capture carbone et peut-être demain le nucléaire pour réduire ses émissions tout en conservant son modèle économique

Avec 60% de la production canadienne d'hydrogène (2,5 millions de tonnes en 2023), destinée notamment à décarboner certaines applications industrielles, l'Alberta affiche des ambitions élevées dans le secteur. La province voit dans le développement de l'hydrogène un moyen de décarboner son industrie, mais également d'autres secteurs comme le transport, le chauffage ou la production d'énergie. Sa stratégie, résumée dans l'*Alberta's Hydrogen Roadmap* de novembre 2021, consiste en particulier à s'appuyer sur le gaz naturel de la province, qui fournit l'essentiel de la production d'hydrogène, pour développer un marché et de nouvelles applications. Si l'objectif est certes, à terme, d'aller vers un hydrogène plus sobre en carbone, en privilégiant d'ailleurs l'association à des mécanismes de capture carbone davantage que le développement d'hydrogène vert, la priorité immédiate est d'encourager la production, grâce notamment aux différentes incitations fiscales et budgétaires ainsi qu'à l'essor d'un écosystème (le Centre d'excellence sur l'hydrogène, géré par Alberta Innovate ; la convention annuelle qui se tient à Edmonton depuis 2022 ; etc.). Sans s'interdire, d'ailleurs, d'exporter cette production, notamment vers l'Asie (Corée, Japon), comme l'illustre le récent accord entre ATCO et l'entreprise japonaise Kansai.

La province fonde également de grands espoirs sur la capture carbone, vue comme un moyen de continuer à augmenter sa production d'hydrocarbure tout en réduisant l'empreinte carbone. Avant même que la capture soit reconnue par l'Agence Internationale de l'Energie comme un des leviers de l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone, la province, à travers le projet Quest lancé en 2015 (Shell), a massivement investi dans cette technologie (1,8 Md CAD). Outre ce démonstrateur, qui capture environ 1 Mt de CO2 par an (les émissions du secteur des sables bitumineux sont d'environ 70 Mt/an), la province a soutenu à hauteur de près de 500 M CAD le développement de l'*Alberta Carbon Trunk Line,* un vaste réseau de 240 km passant notamment par les nombreuses installations de l'*Alberta Industrial heartland* (notamment pétrochimie, engrais), capable d'acheminer 14,6 millions de tonnes par an. Elle a par ailleurs déjà agréé trois projets de séquestration de carbone (Atlas, Bison Meadowbrook et Enhance) et en considère une vingtaine d'autres, mettant en avant une capacité de stockage de 100 Md de tonnes et le contrôle effectif des usages du foncier (domaine public ou « crown land »). Afin d'accompagner le développement de ce secteur, la province s'appuie sur son propre dispositif d'incitation fiscale (*Alberta Carbon Capture Incentive Program*), en sus du crédit d'impôt fédéral, qui pourrait fournir de 3,2 Md CAD à 5,3 Md CAD entre 2024 et 2035. Elle réfléchit également à limiter dans le temps la responsabilité des gestionnaires des projets (une durée de 10 ans a été mentionnée), afin d'en accélérer le développement.

Enfin, la province regarde avec intérêt le développement en Ontario du nucléaire. Signataire en 2022 du Plan stratégique pour le déploiement des SMRs, aux côtés de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de la Saskatchewan, l'Alberta regarde avec beaucoup d'intérêt le projet de petit réacteur modulaire (GE Hitachi 300) menés par *Ontario Power Generation* (OPG) à Darlington. L'entreprise albertaine Capital Power Corporation a d'ailleurs signé début 2024 un accord avec OPG pour échanger sur le sujet, de même que la province a signé un MoU avec celle de la Saskatchewan pour collaborer. La Premier ministre de la province, D. Smith, a d'ailleurs expressément demandé en janvier 2023 à son ministre de l'Energie, Brian Jean, dans sa lettre de mission « *d'explorer et de promouvoir les technologies des petits et microréacteurs modulaires, et d'ouvrir la voie à leur utilisation dans l'exploitation des sables bitumineux et la production pétrochimique* ». A l'inverse toutefois de l'hydrogène ou de la capture carbone, où la province se veut leader à l'échelle du pays, l'Alberta semble à ce stade se contenter d'un rôle de suiveur, en attendant de voir si les projets ontariens prospèrent.