

Ambassade de France au Canada
Service économique régional d'Ottawa

L'intégration des réseaux électriques : l'un des enjeux du « *Canada strong* »

Alors que M. Carney a promis de faire du Canada une « superpuissance énergétique », objectif au cœur de son slogan « Canada strong », la rénovation et l'intégration des réseaux électriques s'impose comme un des thèmes majeurs des prochains mois. Ceux-ci sont en effet aujourd'hui gérés de façon autonome par chaque province, tant du point de vue de la production d'électricité que de sa distribution, avec des interconnexions interprovinciales limitées et une logique nord-sud qui conduit à privilégier les exportations vers les États-Unis.

Développés dans une logique nord-sud, les réseaux électriques canadiens sont encore peu intégrés à l'échelle du pays

Faisant intervenir une multitude d'acteurs, les réseaux électriques canadiens se sont développés au fil du temps de manière autonome. Dans la plupart des provinces, des sociétés d'Etat ou de la Couronne ont le monopole de la distribution et des transports et un quasi-monopole (de fait) de la production (Hydro-Québec, Manitoba Hydro, SaskPower, NB Power...) – annexe 1. Seules deux provinces ont choisi l'ouverture à la concurrence : l'Alberta pour la production, la distribution et la vente - le transport étant réglementé et centralisé par Altalink, sous la supervision du gestionnaire du réseau, l'*Alberta Electric System Operator* (AESO) - et l'Ontario, de manière partielle. Dans celle-ci, la production est ouverte à la concurrence, même si *Ontario Power Generation* (OPG), producteur public détenu à 100 % par le gouvernement provincial et propriétaire des centrales nucléaires de la province, en est le principal acteur, produisant environ la moitié de l'électricité générée. Parallèlement, le gestionnaire ontarien, l'*Independent Electricity System Operator* (IESO), organisme public indépendant, administre le marché de gros concurrentiel, où les producteurs soumettent des offres « jour-avant » (Day-Ahead Market) et en « temps réel » (Real-Time Market). Enfin, l'OEB (Ontario Energy Board) joue un rôle de régulateur provincial, fixant les tarifs résidentiels, délivrant les licences (y compris à l'IESO), surveillant la concurrence et protégeant les consommateurs. Au niveau fédéral, la Régie de l'Énergie du Canada (REC) se limite principalement à réglementer l'exportation d'électricité vers les États-Unis, à travers l'approbation de la construction de lignes transfrontalières. Par ailleurs, depuis le *black-out* qui a affecté toute l'Amérique du Nord en 2003, la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) est responsable, via ses entités régionales (NPCC, WECC, MRO), pour faire respecter les normes de fiabilité aux États-Unis et au Canada (annexe 2).

Développés selon une logique essentiellement nord-sud, ces réseaux privilégient les échanges avec les États-Unis (73TWh échangés en 2023 à partir des 34 interconnexions) plutôt que vers les autres provinces du pays (47TWh d'échanges interprovinciaux en 2023). Le sous-continent nord-américain est divisé en plusieurs plaques, chacune comprenant des réseaux fonctionnant sur une même fréquence et phase, qui ne sont pas synchronisées entre elles. L'échange de l'électricité est ainsi uniquement possible via des liaisons à courant continu ou *High Voltage Direct Current* (HVDC)¹. Il existe trois principales interconnexions nord-américaines (cf. carte en annexe 2) : EST (incluant l'Ontario, le Manitoba et les Provinces Maritimes), OUEST (incluant la Colombie-Britannique et l'Alberta) et QUEBEC. La « Belle province » est ainsi la seule à disposer d'un réseau complètement autonome, lui conférant un contrôle stratégique sur ses flux énergétiques et ses échanges commerciaux. L'interconnexion québécoise repose sur des liaisons HVDC et d'autres liaisons asynchrones pour les seuls échanges interprovinciaux (Annexe 3), permettant une régulation technique indépendante des échanges transfrontaliers. Du fait de la répartition de la population et des contraintes géographiques, le réseau canadien s'est essentiellement structuré dans une logique nord-sud, les surplus de production étant naturellement orientés vers les marchés américains. D'importants échanges interprovinciaux existent toutefois, principalement entre le Labrador et le Québec (entre 30 TWh et 35 TWh par an) ou l'Île-du-Prince-Édouard, qui ne produit que 31,2 % de sa consommation électrique et dépend donc de deux câbles sous-marins la reliant au Nouveau-Brunswick.

Veillissants et confrontés à des enjeux nouveaux de décarbonation et de sécurité, les réseaux canadiens nécessitent des investissements massifs

Veillissantes, les infrastructures canadiennes font de surcroît face à de nouveaux enjeux sécuritaires. De nombreuses lignes de transmission datent d'avant 1980 et ne correspondent plus aux standards actuels de performance et de sécurité. L'expansion massive de nouvelles liaisons HVDC et de connexions interprovinciales représente ainsi un investissement colossal, estimé à environ 400 Mds CAD [250 Mds €] d'ici 2050. De surcroît, les réseaux de distribution électriques canadiens sont de plus en plus confrontés à des risques physiques, comme l'intensification des événements climatiques extrêmes (tempêtes hivernales, feux de forêt, inondations) qui menacent directement l'intégrité des infrastructures ; les pertes assurées dues aux catastrophes climatiques ont été multipliées par 5 au Canada entre 1983 et 2023 selon le Bureau d'assurance du Canada. De même, les cyberattaques représentent désormais une menace stratégique majeure pour la sécurité énergétique. Les systèmes de commande et de télégestion (SCADA) constituent en effet des cibles privilégiées : selon *IBM X-Force Threat Intelligence Index 2024*, le secteur de l'énergie est le 4^{ème} secteur le plus ciblé au niveau mondial en 2023. L'intégration croissante de sources d'énergie intermittentes, de compteurs intelligents et de producteurs distribués multiplie à cet égard les points d'entrée potentiels pour des attaques informatiques ou des défaillances techniques.

L'électrification accrue des transports, de l'industrie et des usages résidentiels, quel que soit le scénario climatique, nécessitera une flexibilité accrue et autonome des réseaux. L'électricité représente aujourd'hui environ 22 % de la consommation

¹ Soit en français courant continu haute tension (CCHT), technologie utilisée pour le transport de l'électricité sur de longues distances à l'aide de courant continu.

énergétique finale du pays mais devrait atteindre entre 40 % et 50 % en fonction du scénario choisi, soit une augmentation de la production électrique de 660 TWh à 750TWh au Canada d'ici 2050. Si l'augmentation de la capacité de la production est cruciale (entre 140 et 190 GW de capacités installées supplémentaire d'ici 2050), le véritable enjeu réside dans l'adaptation des infrastructures de distribution pour absorber un quasi-doublement de la demande électrique, ainsi que l'arrivée massive de sources intermittentes comme le solaire et l'éolien, impliquant des solutions de stockage et d'équilibrage. Selon la Régie de l'énergie du Canada, la capacité de stockage électrique devra ainsi atteindre 52 GW d'ici 2050, ce qui représente un défi technologique et financier considérable (estimé entre 16 et 40 Mds CAD [10 à 25 Mds €]). Cette flexibilité accrue des réseaux passera également par de nouvelles interconnexions, alors que celles existantes conduisent majoritairement vers les États-Unis (voir Annexe 4). Celles-ci constituent un élément essentiel de la sécurité énergétique du pays, la surproduction hydroélectrique historique du Canada impliquant souvent des exportations vers les États-Unis afin d'équilibrer instantanément le réseau. La balance commerciale électrique (voir annexe 5) du pays se dégrade toutefois depuis plusieurs années, étant passée de 60 TWh en 2015 à moins de 20 en 2023, en particulier à cause des périodes de sécheresse plus fréquentes et intenses qui assèchent la production hydroélectrique (environ 60% du mix électrique canadien). Ainsi, en 2023, le Québec n'a exporté que 13,3 TWh, contre 25,9 TWh en 2019, tandis que la Colombie-Britannique a dû importer 16,8 TWh cette même année. Un constat confirmé en 2024 : pour la première fois en huit ans, le Canada est devenu importateur net d'électricité entre février et avril, à cause des sécheresses exceptionnelles.

Ces différents enjeux justifient le choix fait par le gouvernement Carney de placer la question de ces infrastructures au cœur de son programme, même si les expériences passées invitent à la prudence

La modernisation de ces réseaux pourrait bénéficier du volontarisme accru du gouvernement Carney, élu en promettant une économie forte, plus indépendante des États-Unis. Alors que les enjeux de diversification par rapport au marché américain sont plus importants que jamais, la loi C-5 *pour une Unité de l'économie canadienne* adoptée fin juin 2025, qui a pour objectif de faire du Canada une superpuissance énergétique à travers une augmentation des échanges entre provinces et en accélérant la réalisation de grands projets d'intérêt national (infrastructures, énergie, ressources), pourrait offrir le cadre légal nécessaire au développement de ces grands projets de modernisation et d'intégration du réseau. En effet, un Programme fédéral des énergies renouvelables intelligentes et de trajectoires d'électrification (ERITE), à hauteur de 4,5 Mds CAD [2,8Mds €], avait été lancé en 2021 pour appuyer le déploiement de la modernisation du réseau, du stockage de l'énergie et des énergies renouvelables. La Banque de l'infrastructure du Canada (BIC) y apporte un financement complémentaire de 10 Mds CAD (6,3 Mds€) par des prêts à taux réduit. Ce programme a déjà permis le financement de 72 projets, le plus souvent toutefois de faible ampleur². Les projets choisis pourraient s'inspirer de la récente Stratégie pour l'électricité propre, publiée en décembre 2024 sur les recommandations du Conseil consultatif canadien de l'électricité, qui crée notamment un *Pan-Canadian Grid Council* destiné à coordonner les interconnexions au niveau national et à mieux intégrer les renouvelables³. Dans le même temps, les provinces se mobilisent, à l'instar de SaskPower qui accroît ses investissements à 1,6MdsCAD (1 Mds €) sur la période 2024-2025 pour l'entretien, la génération, le déploiement de compteurs intelligents et le stockage. De son côté, Hydro-Québec investit près de 6 Mds Cad par an (3,8 Mds€) dont 4 Mds (2,5 Mds€) pour la transmission et la distribution. Selon son rapport stratégique 2024-2028, la moyenne des investissements devrait atteindre 7,7Mds CAD par an (4,8 Mds €), soit une augmentation des investissements de 30 %. De même, en Colombie Britannique, BC hydro prévoit 36 Mds CAD (22,5 Mds€) d'investissement dans son plan 2024-2034, soit 50 % d'augmentation par rapport au précédent plan.

Un effort particulier devrait être mené en matière d'interconnexion, même si les projets passés invitent à la prudence. Parmi les projets emblématiques en cours, on peut citer la *Champlain Hudson Power Express*, qui prévoit un câble HVDC de 1200MW de 545 km reliant le Québec à une station de conversion à Astoria, Queens, New York, dont la mise en service est prévue en mai 2026. Mais ces projets d'interconnexion, notamment interprovinciaux, peinent souvent à sortir de terre, à l'instar du projet de *Boucle Atlantique*, interrompu notamment à cause des estimations de coûts à hauteur de 6 Mds CAD (4,1 Mrds €) ayant entraîné le retrait, en automne 2022, d'Emera, principale société productrice et distributrice d'électricité en Nouvelle-Ecosse. Ce projet devait créer un corridor de transport d'électricité à haute tension destiné à relier les provinces de Québec, Terre-Neuve-et-Labrador, Nouveau-Brunswick, Île-du-Prince-Edouard et Nouvelle-Écosse pour transférer massivement l'hydroélectricité du Québec et du Labrador vers les provinces Maritimes, en s'appuyant sur les interconnexions existantes (Maritime Link, Labrador-Island Link, Churchill-Québec). Un projet que, dans le contexte des tensions commerciales avec les États-Unis, le gouvernement fédéral et les différentes provinces concernées cherchent à relancer, comme le montre la feuille de route sur l'énergie propre pour le Canada Atlantique, publiée en début d'année et qui fait état d'études destinées à augmenter les interconnexions entre ces provinces (annexe 6).

² Exemple d'un investissement fédéral de 9,7 M CAD [6.06 M€] pour l'équipement smart-grid, des outils numériques et la résilience locale du réseau à Antigonish (Nouvelle-Écosse) ou de 62 MCAD pour la modernisation du réseau d'ATCO en Alberta.

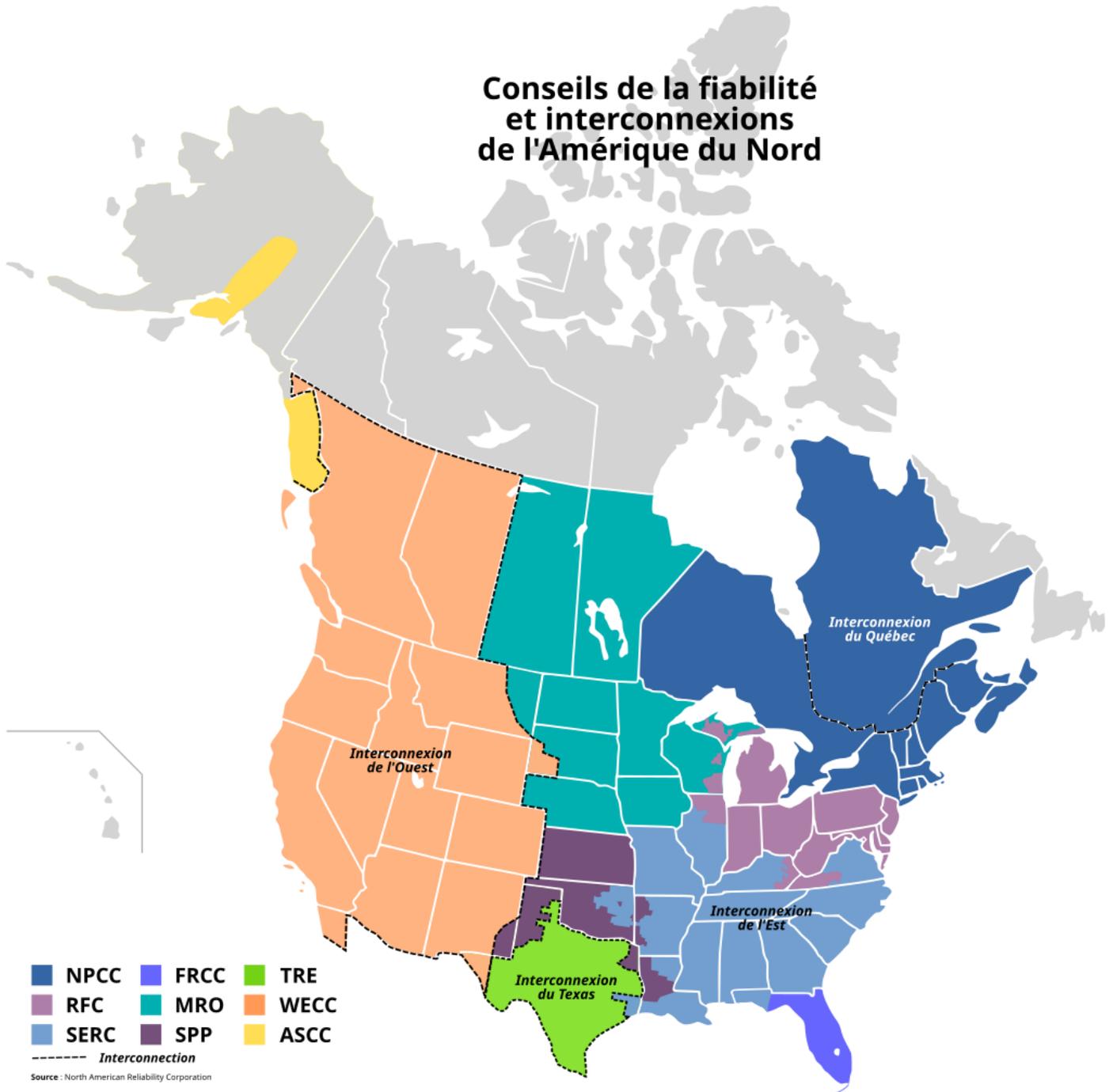
³ Un doublement du taux d'amélioration de l'efficacité énergétique d'ici 2030, le développement des réseaux intelligents (smart grids, compteurs intelligents, micros réseaux autonomes...), mais aussi un programme national de lutte contre la précarité énergétique font également partie des recommandations.

Annexe 1 : Tableau des acteurs source : [REC – Aperçu du marché : Le commerce de l'électricité : qui réglemente quoi au Canada?](#)

Région	Principal organisme de réglementation de lignes ou de réseau	Activités de transport	Activités commerciales
Colombie-Britannique	La British Columbia Utilities Commission (« BCUC ») réglemente l'infrastructure électrique de la Colombie-Britannique.	La société d'État BC Hydro est propriétaire de la plupart des lignes de transport d'électricité de la Colombie-Britannique.	Powerex (la division commerciale de BC Hydro) est la principale société qui fait le commerce de l'énergie en Colombie-Britannique. La province fait le commerce de l'électricité avec des acteurs sur les marchés de l'Alberta, des États du Nord-Ouest américain sur la côte du Pacifique et de la Californie.
Alberta	L' Alberta Utilities Commission (« AUC ») réglemente l'infrastructure électrique et les fonctions du marché de l'électricité de l'Alberta.	Les sociétés AltaLink (en anglais) et ATCO Electric (en anglais) sont les principales propriétaires des lignes de transport d'électricité en Alberta. ENMAX (en anglais) et EPCOR (en anglais) possèdent également des actifs de transport d'électricité.	L' Alberta Electric System Operator (en anglais) (« AESO ») veille au fonctionnement du réseau électrique et du marché de gros de l'électricité de la province. Le Market Surveillance Administrator de l'Alberta supervise la participation équitable aux marchés de l'électricité de la province. En Alberta, l'électricité est négociée avec des participants au marché des provinces proches et d'États voisins comme le Montana et l'État de Washington. Les marchés de gros de l'électricité sont déréglementés en Alberta. Les sociétés qui vendent de l'électricité aux États Unis à partir de l'Alberta (et qui en achètent des États Unis pour l'Alberta) font partie des statistiques sur les produits de base de la Régie pour les exportations (et les importations) d'électricité.
Saskatchewan	La Saskatchewan Electric Reliability Authority (« SERA ») réglemente la fiabilité du réseau électrique de la Saskatchewan.	La société d'État SaskPower est propriétaire des installations de transport, de production et de distribution d'électricité dans la Saskatchewan.	SaskPower et sa filiale Northpoint Energy Solutions échangent de l'électricité en gros avec des participants sur le marché d'autres provinces et d'États comme le Dakota du Nord.
Manitoba	La Régie des services publics du Manitoba réglemente les tarifs et la fiabilité de l'électricité au Manitoba.	La société d'État Manitoba Hydro est propriétaire des installations de transport, de production et de distribution d'électricité au Manitoba.	Manitoba Hydro gère également les exportations et importations d'électricité de la province. Le Manitoba fait le commerce de l'électricité avec des acteurs du marché d'autres provinces et d'États du Midwest américain, comme le Minnesota et le Dakota du Nord. La Régie des services publics du Manitoba ne réglemente pas et ne gère pas les contrats d'exportation de Manitoba Hydro (en anglais), pas plus que ses activités quotidiennes.
Ontario	La Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») réglemente le secteur de l'électricité en Ontario.	Hydro One possède presque toutes les lignes de transport d'électricité de l'Ontario. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE » ou IESO en anglais) gère et intègre le transport d'électricité de la province.	De plus, la SIERE supervise le marché de l'électricité de l'Ontario. Le Comité de surveillance du marché de la CEO surveille les marchés administrés par la SIERE. L'Ontario fait le commerce de l'électricité avec des acteurs du marché d'autres provinces et d'États américains, comme le Michigan et l'État de New York. Les marchés de gros de l'électricité sont déréglementés en Ontario. Les sociétés qui vendent de l'électricité aux États Unis à partir de l'Ontario (et qui en achètent des États Unis pour l'Ontario) font partie des statistiques sur les produits de base de la Régie pour les exportations (et les importations) d'électricité.
Québec	La Régie de l'énergie du Québec réglemente le réseau électrique du Québec.	La société d'État Hydro-Québec est responsable du transport, de la production et de la distribution d'électricité au Québec. TransÉnergie , une division d'Hydro Québec, élabore les plans à long terme pour le réseau de transport d'électricité du Québec.	Hydro-Québec et Marketing d'énergie HQ Inc., une division d'Hydro-Québec, font le commerce de gros de l'électricité. Le Québec fait le commerce de l'électricité avec des acteurs du marché d'autres provinces et d'États américains, comme le Main et l'État de New York.

Région	Principal organisme de réglementation de lignes ou de réseau	Activités de transport	Activités commerciales
Terre-Neuve-et-Labrador	La Régie des services publics (en anglais) de Terre-Neuve-et-Labrador réglemente les dépenses liées aux lignes de transport (en anglais) et les politiques en matière d'électricité.	La société d'État Newfoundland and Labrador Hydro (en anglais) (« NL Hydro ») contrôle la majorité des activités de transport et de production d'électricité dans la province.	Nalcor Energy Marketing, filiale de NL Hydro, est une négociante en énergie établie à Terre-Neuve-et-Labrador qui participe aux marchés de l'énergie à l'extérieur de la province. (Nalcor Energy Marketing est inscrite pour le commerce de l'électricité de gros en Ontario, par exemple.)
Nouveau-Brunswick	La Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick réglemente le réseau électrique de la province.	La société d'État Énergie NB gère le transport, la production et la distribution d'électricité du Nouveau-Brunswick.	La Corporation de commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick , une filiale d'Énergie NB, participe aux marchés de gros de l'électricité. Ses partenaires commerciaux comprennent le Québec, l'Île-du-Prince-Édouard, la Nouvelle-Écosse et le Maine.
Nouvelle-Écosse	La Commission des services publics et d'examen de la Nouvelle-Écosse (« CSPENE ») réglemente le réseau électrique de la province.	Nova Scotia Power), société d'État réglementée par la CSPENE, s'occupe du transport de l'électricité dans la province. La Nova Scotia Power System Operator (en anglais) et Nova Scotia Power gèrent l'accès aux marchés de gros (en anglais) et du transport de l'électricité de la province.	Les échanges commerciaux d'électricité de la Nouvelle-Écosse se font avec le Nouveau-Brunswick et Terre-Neuve-et-Labrador.
Île-du-Prince-Édouard	La Commission de réglementation et d'appels réglemente la Maritime Electric Company à l'Île-du-Prince-Édouard, qui possède le réseau électrique intégré de la province.	La société Maritime Electric , qui appartient à Fortis Inc., possède et exploite le réseau de transport d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard. La société supervise le transport de l'électricité à l'Île-du-Prince-Édouard. La société d'État PEI Energy Corporation supervise l'efficacité et les aspects économiques (en anglais) du réseau de transport d'électricité de la province.	L'Île-du-Prince-Édouard est une importatrice nette d'électricité (produite à l'extérieur de la province) au moyen de câbles sous-marins reliant la province et le Nouveau-Brunswick.
Yukon	La Régie des entreprises de services publics du Yukon réglemente Énergie Yukon.	La société d'État Énergie Yukon possède et exploite l'infrastructure de transport d'électricité du territoire.	Les lignes de transport d'électricité du Yukon ne se raccordent pas au réseau nord-américain ni à celui d'autres territoires.
Territoires du Nord-Ouest	La Régie des services publics des Territoires du Nord-Ouest réglemente la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest.	La société d'État Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest possède et exploite l'infrastructure de transport d'électricité du territoire.	Les lignes de transport d'électricité des Territoires du Nord-Ouest ne se raccordent pas au réseau nord-américain ni à celui d'autres territoires.
Nunavut	Le Conseil d'examen des taux des entreprises de services du Nunavut (« CETES ») réglemente la Société d'énergie Qulliq en ce qui a trait aux tarifs énergétiques.	La société d'État Société d'énergie Qulliq possède et exploite l'infrastructure de transport d'électricité du territoire.	Le Nunavut n'a pas de lignes de transport d'électricité reliant ses communautés. Chaque communauté produit et distribue de façon indépendante sa propre électricité

Conseils de la fiabilité et interconnexions de l'Amérique du Nord



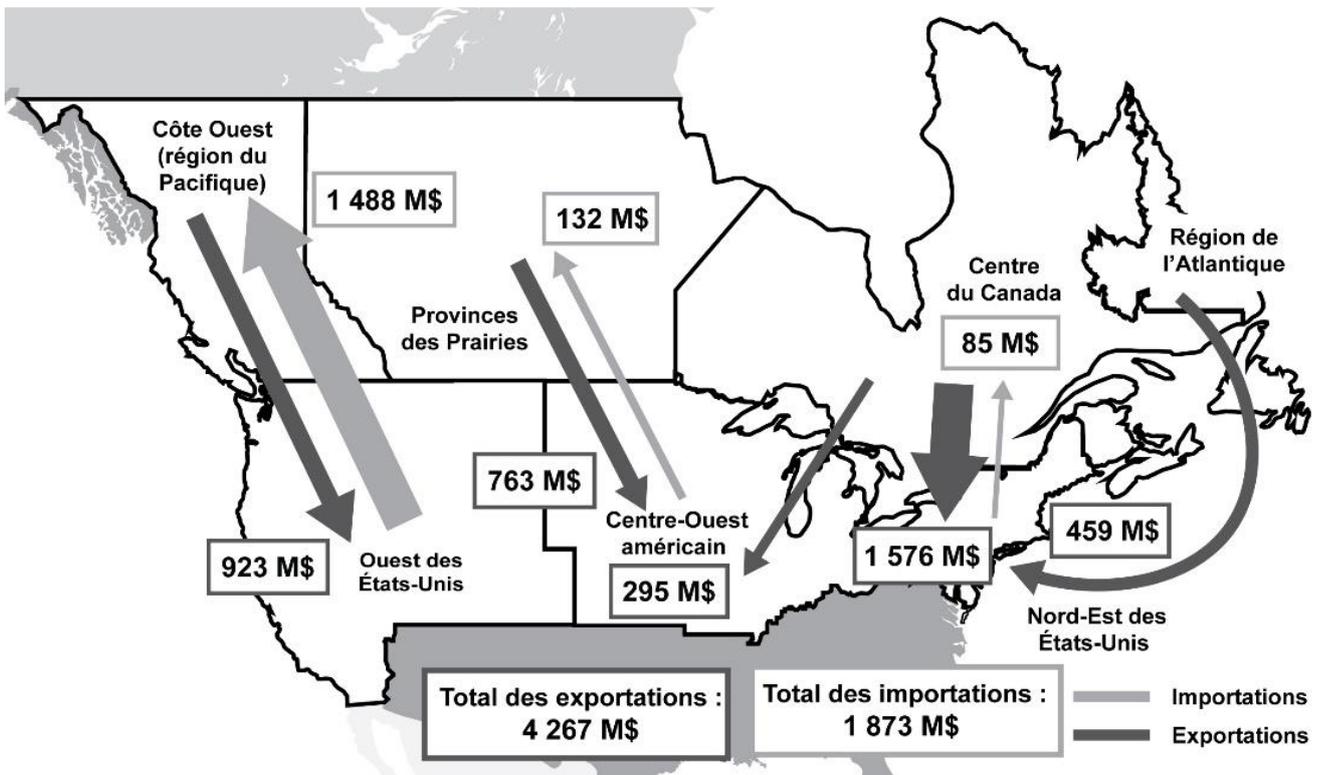
- **NPCC (Northeast Power Coordinating Council) :** Couvre le Québec, l'Ontario, les provinces maritimes et les états du **Nord-Est étatsunien**.
- **WECC (Western Electricity Coordinating Council) :** Supervise la Colombie-Britannique et l'Alberta et assure la coordination avec les états de **l'ouest des États-Unis**.
- **MRO (Midwest Reliability Organization) :** Inclut le Manitoba, la Saskatchewan et une partie de l'Ontario, intégrant avec le **Midwest américain**

Annexe 3 : AC asynchrone vs HVDC

Les liaisons **HVDC (courant continu haute tension)** et **AC asynchrone (courant alternatif désynchronisé)** diffèrent principalement par leur mode d'opération et leur efficacité. Les **liaisons HVDC** reposent sur des stations de conversion "dos-à-dos" qui transforment l'énergie AC en DC à une extrémité et la reconvertissent en AC à l'autre, ce qui permet des transferts importants (souvent plusieurs centaines de MW) entre réseaux non synchronisés, tout en minimisant les pertes sur de longues distances et en isolant les perturbations. À l'inverse, les **liaisons AC asynchrones** utilisent des connexions en 120–345 kV pour des échanges régionaux (par exemple entre le Québec et l'Ontario), et bien qu'elles ne partagent pas la même phase de synchronisation, elles n'ont pas recours à la conversion DC, ce qui les rend plus simples, moins coûteuses à mettre en place, et suffisamment efficaces pour des échanges à plus courte distance.

En somme, le **HVDC est optimal pour des échanges puissants et sur de longues distances entre réseaux désynchronisés**, offrant contrôle précis et stabilité, tandis que les **liaisons AC asynchrones**, bien qu'elles requièrent des équipements pour gérer la phase, sont judicieuses pour des échanges locaux, en complément du DC, sans complexité excessive.

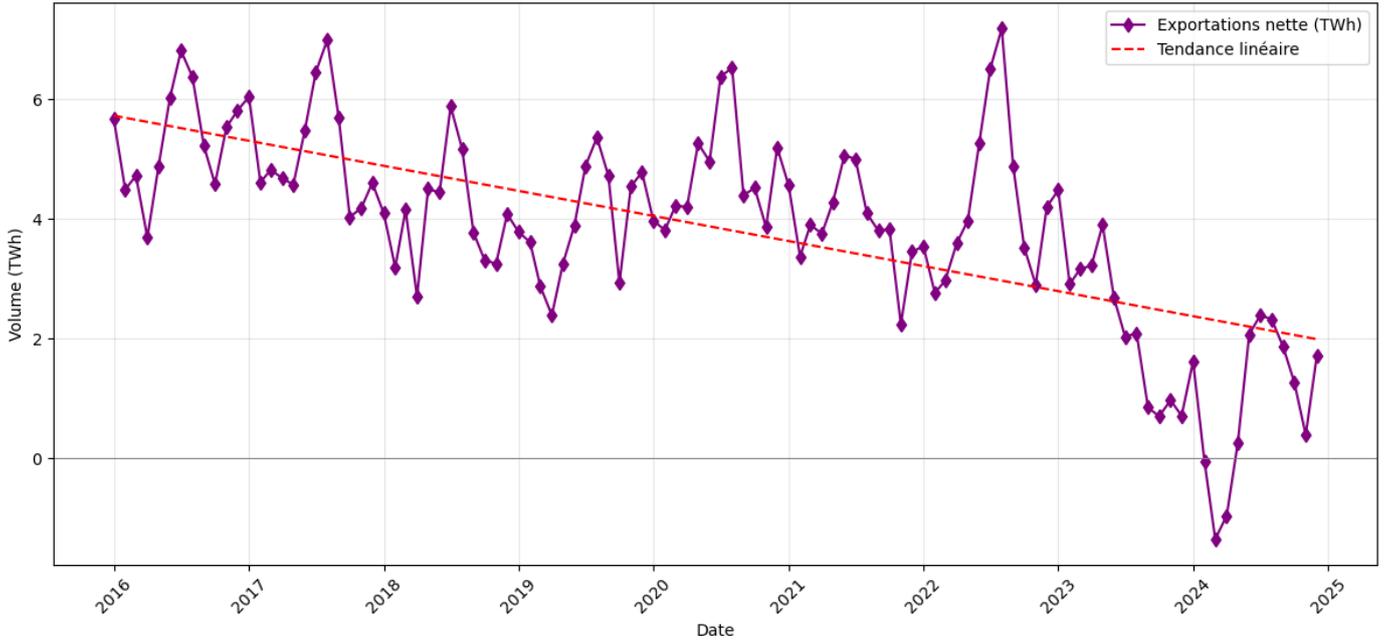
Annexe 4 : Commerce nord-américain d'électricité (source : énoncé économique d'automne 2024)



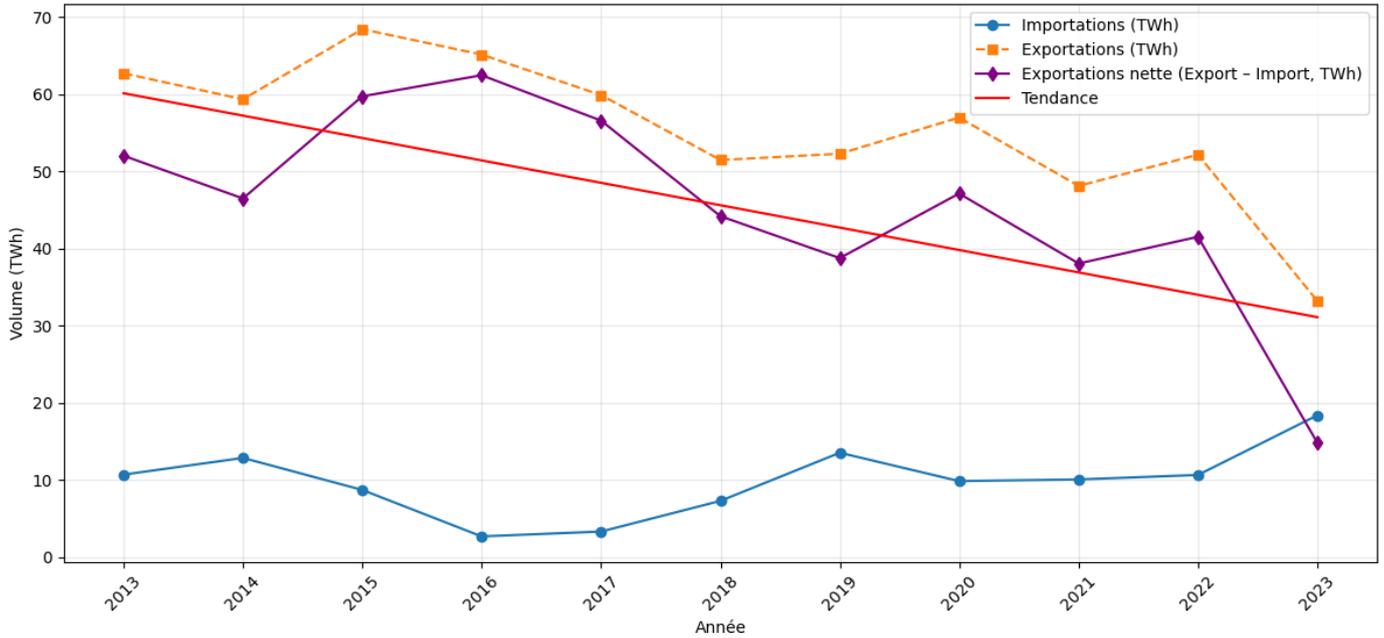
Nota – Données commerciales de 2023. Les flèches indiquent la valeur des échanges régionaux d'électricité supérieurs à un térawattheure. Les totaux incluent tous les autres échanges d'électricité entre le Canada et les États-Unis.

Annexe 5 : Échanges d'électricité avec les États-Unis

Flux mensuels d'électricité Canada-USA avec tendance



Échanges annuels d'électricité Canada ↔ USA (2013-2023)



Source : <https://www.statcan.gc.ca/o1/fr/plus/8076-les-conditions-de-secheresse-attenuent-la-production-globale-deelectricite-electricite>

Annexe 6 : Extrait de la feuille de route pour une électricité au Canada Atlantique

FIGURE 3. ATLANTIC CLEAN POWER PLANNING COMMITTEE TRANSMISSION STUDIES

1 Hydro Quebec is studying the transmission of an additional +1,150MW into NB Power's system.

2 NBPower is studying the reception of an additional +1,150MW from Hydro Quebec's system.

3 NBPower is studying the transmission of an additional +800MW into Nova Scotia Power's system.
includes PEI reliability

NB>NS - Nova Scotia Power is studying the reception of an additional +800MW from NB Power into their system.

Newfoundland and Labrador has studied the transmission of an additional +200/500MW into Nova Scotia Power's system.

