

AOÛT 2022

PERSPECTIVE STRATÉGIQUE

IET INSTITUT
DE L'ÉNERGIE
TROTIER

ÉLECTRICITÉ
centre et est du Canada

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

Auteurs

Éloïse Edom, M. Sc. A.
Simon Langlois-Bertrand, Ph. D.
Normand Mousseau, Ph. D.

Au sujet de l'Institut de l'énergie Trottier (IET)

L'IET a vu le jour en 2013 grâce à une généreuse contribution sous forme de don de la part de la Fondation familiale Trottier. Sa mission consiste à former une nouvelle génération d'ingénieurs et de scientifiques ayant une compréhension systémique et transdisciplinaire des enjeux énergétiques. L'IET vise à apporter son soutien à la recherche de solutions durables pour réaliser la transition énergétique qui est nécessaire, à diffuser les connaissances et à contribuer à la réflexion touchant les enjeux énergétiques. L'équipe de l'IET est basée à Polytechnique Montréal et elle comprend des professeurs-chercheurs associés aux HEC, à Polytechnique ainsi qu'à l'Université de Montréal. Cette diversité d'expertise lui permet de rassembler des équipes de travail transdisciplinaires, ce qui constitue un aspect essentiel pour être en mesure de développer une compréhension systémique des enjeux énergétiques dans le cadre de la lutte contre les changements climatiques.

Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal
2900, boulevard Édouard-Montpetit
2500, chemin de Polytechnique
Montréal (Québec) H3T 1J4
Web : iet.polymtl.ca
Twitter : @EnergieTrottier

Avertissement

La responsabilité du contenu de ce rapport incombe uniquement à ses auteurs. Toutes les précautions raisonnables ont été prises par ces derniers pour s'assurer de la fiabilité du contenu de cette publication. Ni les auteurs ni aucune autre personne agissant en leur nom ne peuvent être tenus responsables de l'utilisation qui pourrait être faite de ces informations.

Citation

Edom, E., Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N. (2022). *Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada*, Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal.

ISBN

978-2-924597-18-7

version 20220831

Contexte

Pour atteindre ses objectifs en matière climatique, le Canada devra procéder à l'électrification à grande échelle de son économie. Ce processus s'accompagnera de l'ouverture de nouveaux marchés, de l'accroissement et de la diversification de la demande intérieure ainsi que d'une transformation des technologies utilisées pour la production et le stockage de l'électricité. Ces transformations viendront s'ajouter à une décarbonation complète du secteur de l'électricité, lequel doit atteindre la carboneutralité d'ici 2035. L'on devra donc faire face à des changements profonds et rapides qui pourraient avoir un impact important sur les tarifs et le développement économique du pays alors que, jusqu'à maintenant, la prévision de la demande et la planification de la production au niveau provincial se limitaient trop souvent à ne prendre en considération que des aspects traditionnels et techniques.

Il nous apparaît donc pertinent **d'étudier la nature des interactions entre ces différentes transformations dans un contexte géographique régional, soit celui du centre et de l'est du Canada, puis d'analyser les incidences des différents choix qui s'offrent aux provinces en matière d'accès à l'énergie, de décarbonation et de développement des économies régionales et locales.**

L'atteinte de cet objectif exigera beaucoup d'efforts. Ce livre blanc représente une étape préliminaire qui permet de faire le point sur la situation, de présenter une première analyse des défis inhérents à l'électrification généralisée du centre et de l'est du Canada et de proposer une marche à suivre pour les prochaines étapes.

Le présent document représente une version révisée d'un document de travail enrichie grâce à l'apport de parties prenantes consultées depuis janvier 2022 (voir liste en annexe). Les analyses et les conclusions sont toutefois celles des auteurs.

Table des matières

Contexte	ii
1 Introduction	1
2 Aperçu général des réseaux électriques du centre et de l'est du Canada	3
2.1 L'électrification au Canada	3
2.2 Les caractéristiques des réseaux	4
3 Description détaillée des réseaux électriques et de leur planification	10
3.1 L'Ontario	11
3.2 Le Québec.....	16
3.3 Le Nouveau-Brunswick.....	22
3.4 La Nouvelle-Écosse	25
3.5 L'Île-du-Prince-Édouard	29
3.6 Terre-Neuve-et-Labrador	32
3.7 Éléments supplémentaires : les marchés du nord-est des États-Unis.....	34
4 Une analyse des choix et des stratégies des provinces	37
4.1 Les résultats des PEC2021 et les tendances générales	37
4.2 Les défis	41
5 Les priorités en matière de planification stratégique	53
5.1 Consultations des acteurs du secteur de l'électricité	54
5.2 Proposition de chantiers	54
6 Conclusion	58
Annexe – Description des ateliers	59
Bibliographie	61

1 Introduction

Pour atteindre les objectifs qu'il s'est fixés en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), le Canada devra procéder à l'électrification à grande échelle des services énergétiques du pays, en plus de la décarbonation de sa production d'électricité. Cette transition s'effectuera dans un contexte d'ouverture de nouveaux marchés pour l'électricité, d'augmentation et de diversification de la demande intérieure ainsi que de transformation des technologies dominantes en matière de production et de stockage de l'électricité. Ces changements rapides et profonds pourraient avoir un impact considérable sur les tarifs et les structures tarifaires ainsi que sur le développement économique dans tout le pays. Or présentement, la planification de la demande et de la production se fait principalement à l'échelle provinciale et se limite trop souvent aux aspects techniques qui ont traditionnellement été mis de l'avant par le secteur de l'électricité.

Ce livre blanc présente un certain nombre de défis à relever et il précise les implications possibles des choix qui s'offrent à nous en ce qui a trait au secteur de l'électricité à l'échelle provinciale dans le centre et l'est du Canada. Il vise à fournir des informations contextuelles sur ces enjeux et ces choix aux différents acteurs qui sont à la recherche de façons d'améliorer le secteur de l'électricité dans une perspective régionale. Pour ce faire, il propose une réflexion sur les interactions qui existent entre les différentes transformations à prévoir en tenant compte de ces enjeux.

Ce document fut enrichi par les résultats des ateliers qui l'ont entouré¹. Il s'inscrit dans une réflexion plus large sur l'avenir du secteur de l'électricité en Amérique du Nord, où d'autres contributions ont pu mettre en lumière les coûts liés au manque d'intégration des réseaux à travers les provinces et état américains voisins (Pineau et Langlois-Bertrand 2020); les opportunités et les difficultés de mise en œuvre d'une telle intégration (Pineau et Ba 2021; Rodriguez-Sarasty et al. 2021); ou encore le(s) rôle(s) potentiels pour le Gouvernement du Canada dans l'arrimage des réseaux provinciaux (Kanduth & Dion, 2022). Pour ajouter à ces contributions, l'accent est ici mis tout particulièrement sur le manque de concordance entre les défis liés à la mise en œuvre de solutions pour les changements en cours et à venir dans la demande en électricité,

¹ Voir l'Annexe – Description des ateliers pour plus d'information.

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

et la planification actuelle des différentes entités ayant juridiction sur les réseaux électriques du centre et de l'est du Canada.

Ce livre blanc donne également un aperçu du secteur de l'électricité de chacune des six provinces concernées, soit l'Ontario, le Québec, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve-et-Labrador. Il présente un résumé de la structure de ce secteur et précise l'état actuel de la planification provinciale dans ce domaine.² Il définit ensuite certains des principaux défis auxquels le secteur est confronté compte tenu des tendances et des transformations anticipées. Pour ce faire, il se réfère aux projections présentées dans les Perspectives énergétiques canadiennes 2021 (PEC2021, Langlois-Bertrand et al., 2021) qui reposent sur la modélisation de différents scénarios permettant d'atteindre la carboneutralité à l'échelle nationale.

² Pour des portraits plus détaillés sur certains aspects, voir Bouchet et Pineau (2022) ainsi que Pineau (2021).

2 Aperçu général des réseaux électriques du centre et de l'est du Canada

Cette section du livre blanc offre un aperçu de quelques caractéristiques des secteurs de l'électricité des provinces de la région étudiée, soit l'Ontario, le Québec, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve-et-Labrador. En premier lieu, elle décrit le contexte canadien en rappelant les engagements fédéraux en termes de décarbonation du pays. Ensuite, elle présente l'intensité carbone de la production d'électricité de chacune des provinces, les bouquets de puissance installés et de production, les profils annuels de demande, ainsi que les capacités des interconnexions entre les provinces et les régions américaines comprenant l'état de New-York et la Nouvelle-Angleterre. La section se termine avec un paragraphe commentant la diversité de tarifs qu'on retrouve dans la région étudiée. Une description plus détaillée des secteurs de l'électricité de chaque province est réalisée dans la section 3 de ce document.

Faits saillants

- Diverses études prévoient que les nouvelles demandes (en particulier le chauffage de bâtiments) auront pour effet d'accroître considérablement la demande de pointe ou qu'elles déplaceront celle-ci de l'été vers l'hiver (par exemple en Ontario)
- L'écart entre la demande minimale et la demande maximale peut être important dans certaines provinces. Au Québec, la demande maximale est près de 3 fois la demande minimale.
- Les prix facturés aux clients peuvent varier de manière considérable entre les provinces, il y a jusqu'à 17 ¢ d'écart par kilowattheure pour une même catégorie de clients.
- Une importante augmentation de l'intensité carbone de la production d'électricité de certaines provinces comme l'Ontario (+ 600% d'ici 2040) est anticipée, car la province prévoit ajouter à son bouquet électrique beaucoup de gaz naturel au cours des prochaines années.

2.1 L'électrification au Canada

Au Canada, la production d'électricité se fait surtout à partir de sources non émettrices. En 2019, ces sources représentaient près de 80 % du bouquet électrique et plus de 59 % de l'électricité produite provenait de l'hydroélectricité, 15,1 % du nucléaire et 5,1 % de

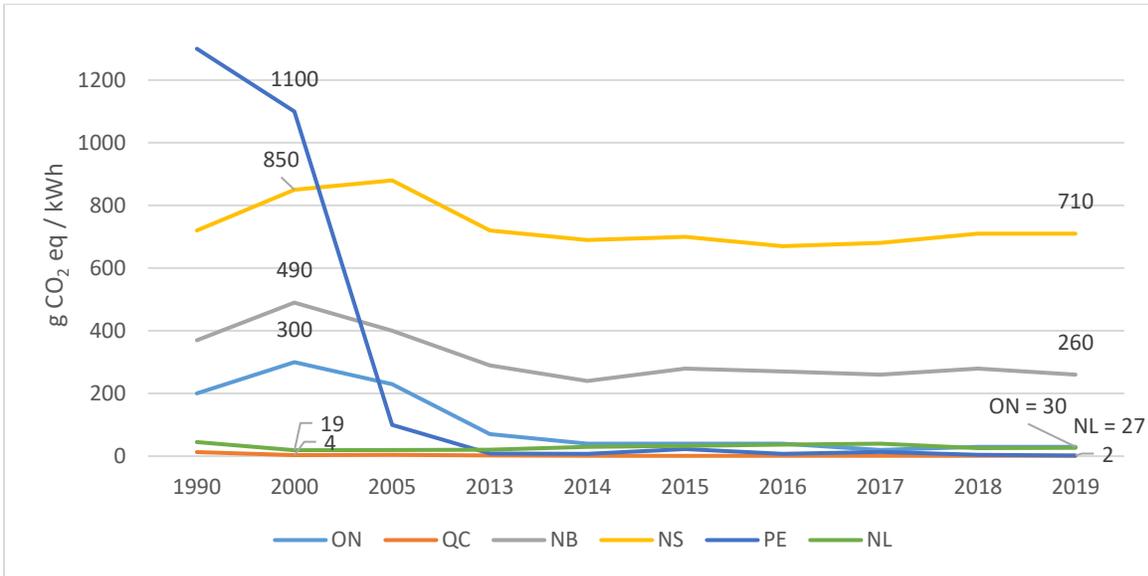
l'éolien. Dans un contexte où plusieurs sources non émettrices sont disponibles pour la production d'électricité, **l'électrification à grande échelle représente l'une des principales avenues choisies par le Canada pour décarboner son économie.** En avril 2021, le gouvernement fédéral s'est fixé un objectif encore plus ambitieux de réduction des émissions de GES pour 2030, visant à réduire celles-ci de 40 à 45 % par rapport à 2005; ce nouvel objectif remplace le précédent qui visait 30 % de réduction. Le gouvernement a également fait l'annonce de son objectif d'atteindre la carboneutralité en 2050. Dans le cadre de ses efforts de décarbonation, le Canada a procédé à l'adoption de diverses mesures concernant l'électricité. Parmi celles-ci, notons l'objectif d'augmenter la part d'énergies non émettrices dans la production d'électricité (90 % d'ici 2030), des incitatifs avec remises en espèces pour l'achat de véhicules à faibles émissions ainsi que la fin de l'utilisation du charbon conventionnel dans la production d'électricité d'ici 2030. Plus récemment, le gouvernement fédéral a annoncé un objectif de carboneutralité pour le secteur de l'électricité à l'horizon 2035. Les sources non émettrices ne sont cependant pas réparties de manière uniforme entre les provinces. Ainsi, si certaines provinces bénéficient d'un bouquet électrique largement décarboné, d'autres dépendent encore du charbon. Par conséquent, **chaque province devra faire face à ses propres défis tout en tenant compte de ceux qui sont communs à toutes les provinces. Dans un tel contexte, il pourrait s'avérer très utile de développer une vision intégrée qui permettrait de surmonter ces défis de la meilleure manière possible sur le plan financier.**

2.2 Les caractéristiques des réseaux

2.2.1 L'intensité carbone de la production d'électricité

Les provinces canadiennes ne jouissent pas des mêmes opportunités en matière de ressources renouvelables disponibles pour la production d'électricité. Alors que le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador s'appuient surtout sur des ressources hydroélectriques, d'autres provinces comme le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse dépendent encore fortement des combustibles fossiles.

Figure 1 – L'intensité carbone de la production d'électricité



Source : ECCC, 2021

Bien que l'intensité carbone de la production d'électricité ait évolué au fil du temps dans la plupart des provinces, elle est demeurée relativement stable depuis près d'une décennie. On anticipe cependant des changements importants à venir en Ontario, car la province prévoit augmenter sa production d'électricité à partir du gaz naturel au cours des prochaines années, ce qui accroîtra l'intensité carbone du réseau de plus de 375 % d'ici 2030 et 600% d'ici 2040, par rapport à 2017, selon les prévisions de la SIERE³.

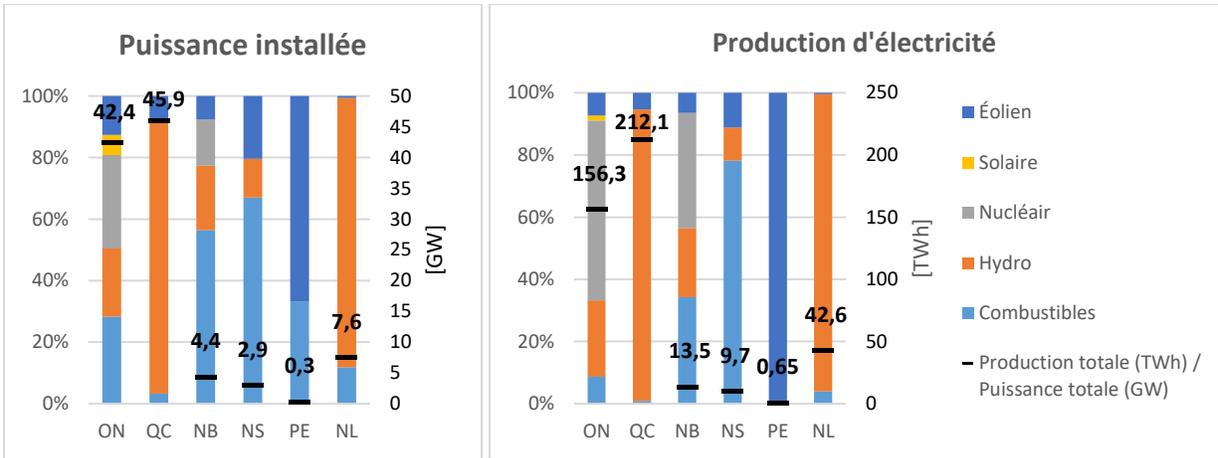
2.2.2 La puissance installée et la production d'électricité

La figure 2 montre à quel point les bouquets énergétiques peuvent être différents d'une province à l'autre et souligne le fait que l'Ontario est la province qui présente la plus grande diversité de sources d'énergie. En fait, en plus de ses centrales hydroélectriques et à combustibles, l'Ontario est le chef de file au pays en matière d'énergie nucléaire, éolienne et solaire, et ce, non seulement en ce qui a trait à la puissance installée, mais aussi en termes d'électricité produite. En raison des différences existant entre les sources énergétiques en matière de facteurs de capacité, une forte augmentation de la puissance installée d'énergies renouvelables variables, telles que l'éolien et le solaire, ne se traduit pas toujours par une augmentation proportionnelle de la part d'électricité provenant de ces sources dans le bouquet de production. Ainsi, bien que l'énergie éolienne représente 20,4 % de la puissance installée en Nouvelle-Écosse, cette source

³ Valeurs calculées à partir des tableaux des Perspectives de planification annuelle de la SIERE, publiées en décembre 2021. Des valeurs similaires ont été publiées dans Winfield & Kaiser, 2022.

ne représente que 11,2 % du bouquet de production de la province. De plus, **la proportion de la puissance installée pour les combustibles est également nettement supérieure à ce que l'on retrouve dans le bouquet de production des autres provinces du centre et de l'est.** Cela s'explique en partie par la présence de centrales électriques au gaz et/ou de centrales au diesel qui servent presque exclusivement à répondre à la demande de pointe annuelle.

Figure 2 – La puissance installée et la production d'électricité selon la source (2019)



Source : Statistique Canada, 2021

Note : Les combustibles comprennent la biomasse

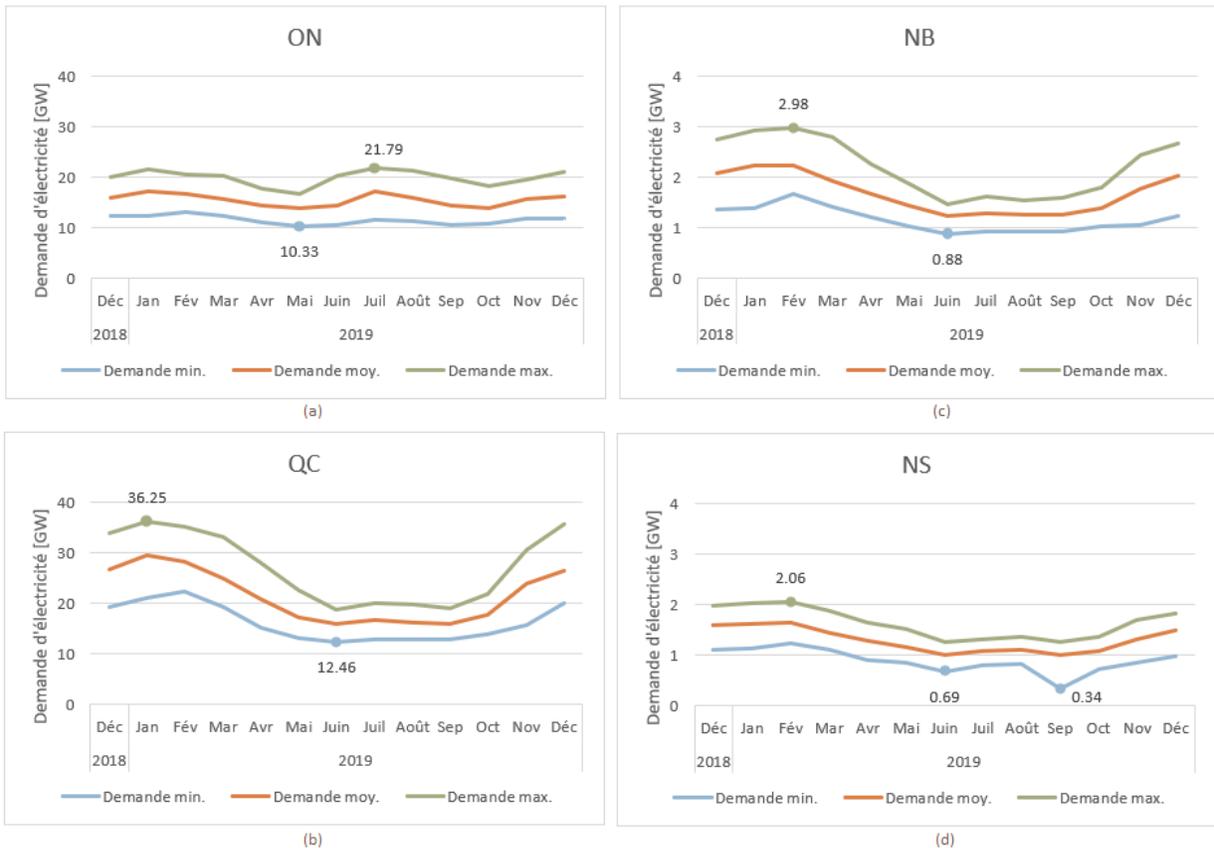
La pointe annuelle de la demande d'électricité est généralement atteinte pendant quelques heures au cours de l'hiver (la plupart du temps en janvier ou février), à l'exception de celle de l'Ontario qui a lieu durant l'été (figure 3).

Avec **l'électrification de l'économie**, et notamment l'électrification du chauffage des locaux et l'accroissement du nombre de véhicules électriques sur le marché, les profils de demande annuels auront tendance à se modifier. Diverses études prévoient que **ces nouvelles demandes auront pour effet d'accroître considérablement la demande de pointe ou qu'elles déplaceront celle-ci de l'été vers l'hiver dans les régions ayant un climat froid comme en Ontario** (Electric Power Research Institute, 2021; Waite & Modi, 2020). Il est intéressant de noter que même si la différence entre les pointes estivales et hivernales est faible en Ontario (moins de 0,3 GW), l'écart entre la demande minimale et la demande maximale peut être important dans certaines provinces. Au Québec par exemple, la demande minimale d'électricité est de 12,5 GW en juin, alors que la demande maximale est de 36,3 GW en janvier, soit près de trois fois la demande minimale.

À l'heure actuelle, il n'existe pas d'approche intégrée en matière d'électrification à grande échelle de nos sociétés susceptible de nous aider à surmonter le défi considérable, sur les plans technique et économique, et de répondre à la nouvelle

demande. Différentes stratégies sont utilisées pour répondre à la demande de pointe, notamment la gestion de la demande et la réponse à la demande, le recours aux importations et le déploiement d'infrastructures importantes et coûteuses. Le potentiel de l'efficacité énergétique à travers les secteurs n'est également pas pleinement réalisé, ce qui fait en sorte que son utilisation ne parvient pas à atténuer les principaux défis de manière significative malgré ce potentiel.

Figure 3 – Les profils annuels de la demande (2019)



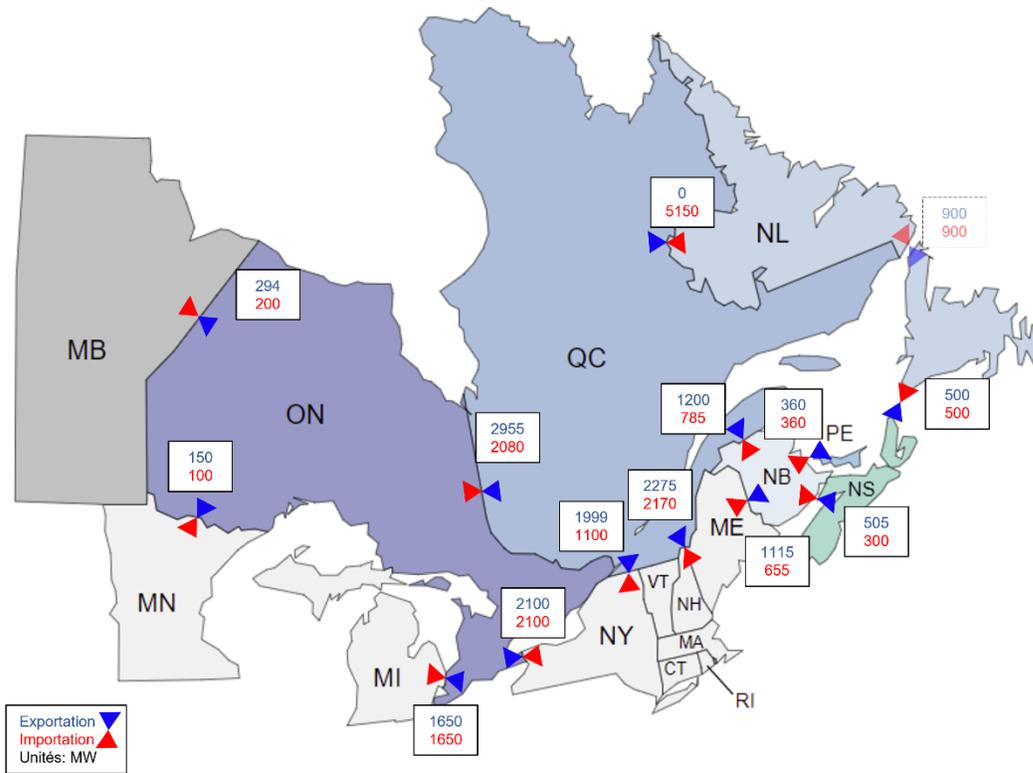
Note : En règle générale, la demande d'électricité minimale se situe en mai ou en juin; la demande minimale observée en septembre pour la Nouvelle-Écosse est liée aux pannes d'électricité causées par l'ouragan Dorian.

En plus du défi que représente l'électrification directe, il faut garder à l'esprit les efforts considérables que certaines provinces devront fournir pour décarboner leur production d'électricité, notamment la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et, dans une moindre mesure, l'Ontario et Terre-Neuve-et-Labrador. Plusieurs études soutiennent l'approche qui consiste à développer des stratégies collaboratives impliquant une interconnexion accrue des réseaux des provinces du centre et de l'est du Canada avec ceux des États du nord-est des États-Unis (Rodriguez-Sarasty et al.,

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

2021; Brinkman et al., 2021; Gorski et al., 2021; Pineau et Langlois-Bertrand, 2020). Ces études considèrent que cette approche permettrait de répondre adéquatement aux besoins en électricité en facilitant l'intégration des énergies renouvelables, et ce, au meilleur coût. Ces études prônent l'augmentation des potentiels d'exportation et d'importation d'électricité par rapport au réseau actuel (voir figure 4). Toutefois, cette approche soulève plusieurs enjeux techniques et non-techniques (réglementation, tensions politiques, acceptation sociale, etc.) (Pineau et Langlois-Bertrand, 2020; Rodriguez et al. 2021).

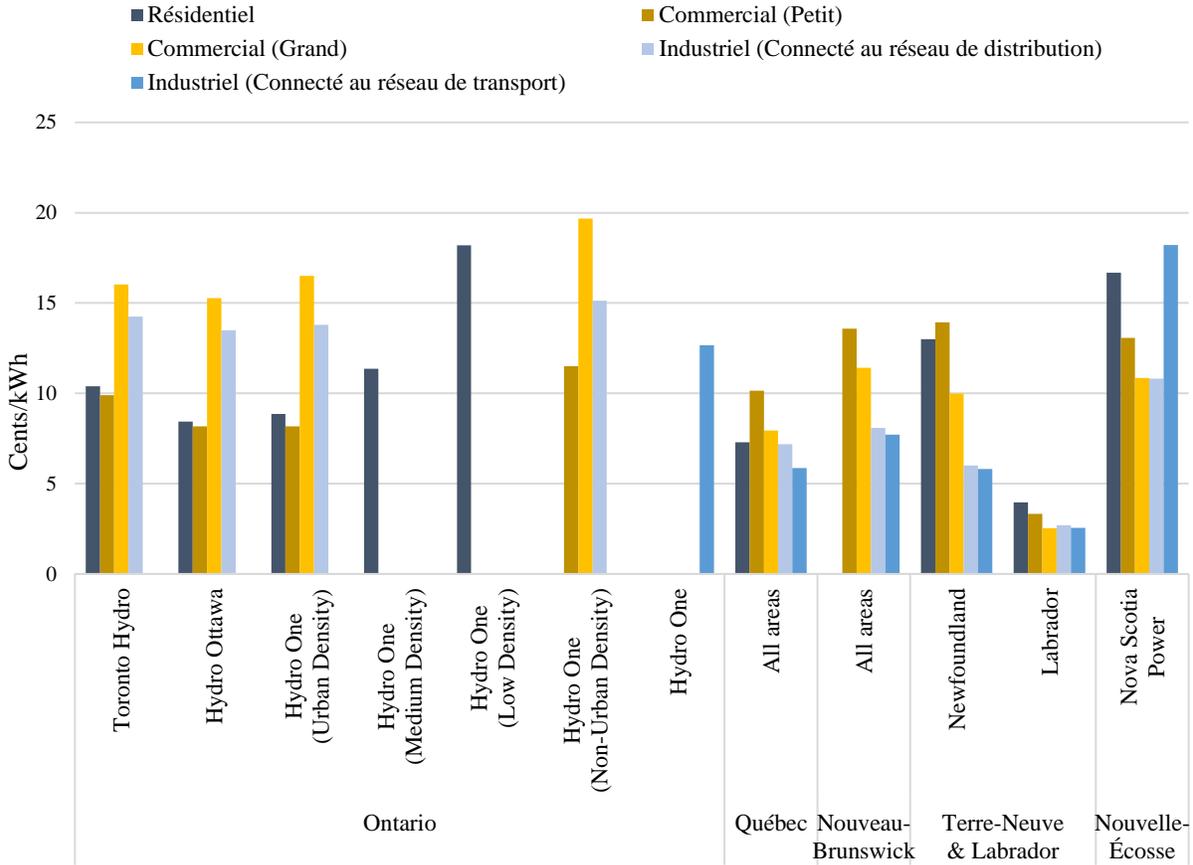
Figure 4 – Les interconnexions en 2019



2.2.3 Les tarifs

Les coûts associés au fonctionnement du réseau varient d'une province à l'autre en fonction des caractéristiques de chaque réseau. Par exemple, les provinces dont l'alimentation électrique de base repose sur une plus grande part d'hydroélectricité assument généralement des coûts globaux inférieurs pour assurer le fonctionnement de leur réseau. Les prix facturés aux clients peuvent cependant varier de manière considérable, notamment en fonction de la catégorie de clients. Certaines provinces facturent des coûts unitaires d'électricité plus élevés aux clients résidentiels et aux petites entreprises, tandis que d'autres imposent des tarifs supérieurs aux clients industriels (figure 5).

Figure 5 – Estimation des coûts moyens de l'électricité (¢/kWh) selon la catégorie de consommateurs



Source : Bishop, Ragab, & Shaffer, 2020

De plus, les tarifs de l'électricité se sont accrus au cours des dernières années à un rythme qui est plus élevé en Ontario que dans les autres provinces étudiées dans le présent document. **Ces augmentations ne sont pas toutes causées par les mêmes facteurs clés. Ainsi, les coûts fixes associés à la maintenance, à la réfection ou à la modernisation des infrastructures constituent généralement des facteurs importants qui expliquent ces augmentations, mais les efforts de gestion de la demande de pointe peuvent également entraîner un accroissement des coûts globaux et, par extension, une hausse des tarifs facturés aux clients.** Il est très probable que certains de ces facteurs perdureront dans un proche avenir et qu'ils s'ajouteront à la liste des défis à surmonter qui est présentée au chapitre 4.

3 Description détaillée des réseaux électriques et de leur planification

Cette partie du livre blanc présente un portrait des secteurs de l'électricité de chacune des provinces étudiées. Elle procède d'abord à l'examen des événements récents survenus dans le secteur de l'électricité. Elle décrit ensuite certaines caractéristiques de chacun des réseaux électriques avant de terminer par l'analyse des orientations de planification fournies par les organismes responsables (la SIERE par exemple). Le contexte et les éléments de planification qui y sont présentés permettent d'identifier plusieurs défis auxquels les provinces auront à faire face; ceux-ci sont abordés de manière plus détaillée dans la quatrième partie de ce document.

Faits saillants

- Les provinces ont des structures de marché très différentes (privatisation partielle, quasi-monopole de société d'État, quasi-monopole de société privée)
- La topologie du réseau ontarien, séparé en plusieurs zones connectées par des interfaces, est une configuration atypique d'un réseau de transport d'électricité provincial dans le centre et l'est du Canada. Cette configuration crée des entonnoirs qui ajoutent des défis en termes de localisation de la production, de fiabilité et de capacité des équipements des interfaces. À cela s'ajoute l'enjeu de modernisation des réseaux de distribution commun à toutes les provinces.
- Les provinces font face à de moteurs de croissance de la demande communs : le transport, le chauffage de bâtiments, la serriculture, et les besoins industriels, mais dans des proportions variables.

3.1 L'Ontario

3.1.1 Les événements récents

À la suite d'un règne de 15 ans de gouvernements libéraux successifs, période marquée par plusieurs transformations majeures dans le secteur de l'électricité, le gouvernement Ford, élu au printemps 2018, a procédé à une série d'amendements s'appliquant aux politiques en vigueur dans le secteur de l'électricité. Plusieurs de ces amendements ont été adoptés dans le but de diminuer l'impact de ces politiques sur les coûts de l'électricité.

Ainsi, la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte* a été abrogée en 2018. Depuis 2009, cette loi constituait la politique phare visant à stimuler le développement de la production d'électricité renouvelable. De plus, après la fermeture des centrales au charbon en 2014, il devenait urgent de procéder à la réfection des centrales nucléaires. Les premiers travaux de rénovation ont été entrepris à la centrale de Darlington et devraient être achevés d'ici la fin de 2026. Les travaux effectués à la centrale nucléaire de Bruce, qui ont officiellement commencé en 2020, devraient se poursuivre jusqu'en 2033. Puisque l'énergie nucléaire fournit l'essentiel de l'alimentation électrique de base de la province, le chevauchement des périodes de travaux dans les deux centrales à partir de 2020 a suscité de vives inquiétudes. Ces préoccupations ont mené à la décision du gouvernement de prolonger la fin de vie de la centrale nucléaire de Pickering; alors que celle-ci devait être fermée de manière définitive en 2020, elle demeurera en activité jusqu'en 2024. De plus, la filiale publique d'Ontario Power Generation (OPG), Atura Power, a acheté trois centrales au gaz naturel qui étaient auparavant la propriété de TC Energy.

Dans le secteur du transport, la province a également mis fin à son *Programme d'encouragement pour les véhicules électriques et à hydrogène (PEVEH)*, lequel offrait des rabais pour l'achat de véhicules à faibles émissions. Les incitatifs financiers pour l'installation de bornes de recharge à usage domestique ou professionnel ainsi que le *Programme ontarien des bornes de recharge pour véhicules électriques*, dont les subventions avaient permis le développement d'un réseau de bornes de recharge à travers la province, ont également été annulés.

3.1.2 La structure et l'infrastructure du marché de l'électricité

La privatisation partielle du marché de l'électricité a brisé le monopole public d'Ontario Hydro au tournant du XXI^e siècle. Depuis lors, le secteur de l'électricité en Ontario est régi par divers acteurs privés et publics, même si ces derniers jouent toujours un rôle

important. La société d'État Ontario Power Generation produit environ la moitié de l'électricité de la province et gère la plupart des installations hydroélectriques ainsi que toutes les centrales nucléaires. Les acteurs privés sont surtout présents dans la production éolienne et solaire ainsi que dans la production d'électricité à partir du gaz naturel. Le transport de l'électricité est cependant presque complètement géré par la société d'État Hydro One. La distribution et la vente au détail sont surtout assurées par les services publics locaux, bien qu'il soit possible d'acheter de l'électricité auprès de détaillants privés. Cette option n'est cependant utilisée que par une minorité de clients à l'heure actuelle.

Bien que le système de transport de l'électricité soit exploité à la fois par Hydro One et des entreprises privées, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), une autre société d'État, est responsable de sa fiabilité. La planification du système production-transport est assuré par SIERE en coordination avec Hydro One. Fin 2021, la SIERE a publié ses Perspectives de planification annuelles les plus récentes qui précisent les besoins en électricité de la province pour la période comprise entre 2023 et 2042. Enfin, la Commission de l'énergie de l'Ontario joue le rôle d'organisme de réglementation du réseau électrique de la province.

Les tarifs et les coûts de l'électricité en Ontario diffèrent également de ceux pratiqués dans les autres provinces étudiées dans ce document. Alors que les clients industriels se voient généralement facturer des prix inférieurs pour la consommation d'électricité dans les autres provinces, les tarifs de l'Ontario privilégient les clients résidentiels et les petites entreprises qui bénéficient de tarifs plus avantageux grâce à divers rabais. La province se distingue également par l'utilisation d'un mécanisme d'ajustement global des tarifs visant à combler l'écart entre les coûts contractuels et les taux du marché. En vertu de ce mécanisme, les clients industriels paient le tarif le plus élevé, bien que certains d'entre eux puissent bénéficier de l'*Initiative d'économies d'énergie en milieu industriel* en gérant étroitement leur demande et en évitant les cinq périodes de l'année où la demande de pointe est la plus élevée.

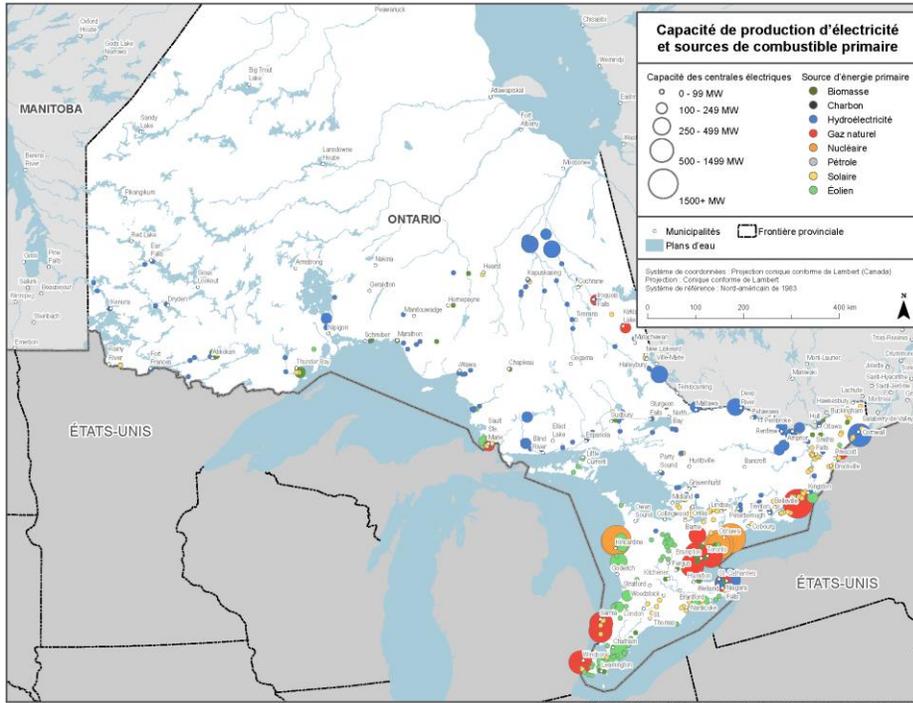
3.1.3 La production et la demande

En 2019, la production totale d'électricité en Ontario était de 156,3 TWh. L'énergie nucléaire fournit la plus grande part de l'électricité produite en Ontario, soit environ 58 %, grâce à trois centrales nucléaires totalisant 13 GW de puissance installée. La production hydroélectrique se place en deuxième position et ses installations génèrent 25 % de la production totale. Les sources à faibles émissions, notamment l'éolien (7 %) et le solaire (2 %), assurent la majeure partie du reste de la production. Ainsi, 92 % de l'électricité produite en Ontario provient de sources à faibles émissions de GES. La

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

dernière source utilisée pour produire de l'électricité est le gaz naturel, ce qui souligne le fait que le gaz revêt une importance qui peut être très différente selon que l'on prend en considération le critère de la puissance installée ou celui de l'approvisionnement. La plupart des installations de production d'électricité sont situées dans le sud-est de la province et le long de la frontière avec le Québec.

Figure 6 – La production d'électricité en Ontario



Source: R  C, Ressources naturelles Canada

La province est divis  e en 10 zones d'électricité qui sont reli  es par des interfaces de production-transport. Ce réseau de production-transport sert également pour les importations et les exportations d'électricité qui sont r  alis  es à partir des administrations situ  es à l'extérieur des provinces ou en direction de celles-ci. Ce réseau permet de transporter de l'électricité vers les autres provinces et les   tats du nord des   tats-Unis, soit le Manitoba vers l'ouest, le Québec vers l'est, et les   tats du Minnesota, du Michigan et de New York vers le sud. Ce dernier état est connecté au réseau par deux liaisons, soit par celle de la région de Niagara et par celle du Saint-Laurent.

Plusieurs projets de renforcement du réseau de transport sont déjà prévus ou en cours de réalisation pendant la période 2020-2025, notamment le projet relatif à la zone ouest de Chatham, la ligne de transport d'électricité Hawthorne-Merivale et le projet de

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

raccordement électrique est-ouest. Le potentiel de transfert le long de trois interfaces majeures (FETT, FIO et BLIP) doit cependant faire face à des obstacles importants.

3.1.4 Le commerce

La capacité d'échanger de l'électricité avec le Manitoba, le Québec, le Minnesota, le Michigan et l'État de New York a permis à l'Ontario d'exporter 19,8 TWh d'électricité et d'en importer 6,6 TWh en 2019. Alors que les États de New York et du Michigan représentent surtout des marchés d'exportation, le commerce avec le Manitoba et le Minnesota présente un meilleur équilibre avec des exportations qui surpassent légèrement les importations en provenance de ces marchés. En ce qui a trait aux échanges avec le Québec, l'Ontario exporte chaque année 2,6 TWh d'électricité vers cette province, et elle en importe plus du double (5,9 TWh).

3.1.5 Les objectifs de réduction des GES et les stratégies prévues

L'Ontario s'est donné pour objectif de réduire de 30 % ses émissions de GES d'ici 2030 par rapport à 2005. Son secteur de l'électricité a déjà réduit considérablement ses émissions; celles-ci sont en effet passées de 14,4 Mt en 2011 à 4,4 Mt en 2019, et ce, en grande partie grâce à l'élimination du charbon conventionnel. À l'heure actuelle, le projet d'électrification de l'économie de cette province fait émerger de nouveaux défis sur le court, moyen et long terme.

Dans cette perspective, la planification du secteur de l'électricité en Ontario consistera à mettre l'accent sur les éléments suivants :

- Les Perspectives annuelles de la SIERE prévoient un accroissement annuel moyen de la demande globale de près de 2 % jusqu'en 2040. Cela représente une augmentation importante par rapport aux projections des Perspectives de l'année précédente, compte tenu de l'inclusion de l'objectif fédéral voulant que la totalité des nouveaux véhicules vendus d'ici 2035 soient électriques. D'autre part, divers facteurs entreront en jeu pour accroître la demande d'électricité de manière continue au cours des deux prochaines décennies. Parmi ceux-ci, notons une croissance annuelle moyenne de la demande d'électricité de 0,9 % dans le secteur résidentiel (migration suburbaine et exurbaine en hausse, ce qui accroîtra le nombre d'habitations unifamiliales présentant des taux d'intensité énergétique plus élevés, croissance du travail à domicile, utilisation accrue de l'électronique) et dans le secteur commercial (baisse de la demande dans les bureaux, mais accroissement de celle-ci dans les entrepôts). À cela s'ajoute une hausse de 7 % de la demande dans le secteur de l'agriculture (expansion de la

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

serriculture et multiplication de l'éclairage artificiel dans les serres) ainsi que la croissance des ventes de véhicules électriques. Dans le secteur industriel, la demande, après s'être accrue, devrait ensuite plafonner pendant la majeure partie des années 2020, puis connaître une croissance annuelle moyenne de 1 %.

- Les Perspectives prévoient également que certaines contraintes s'exerceront sur les infrastructures de transport, ce qui fera émerger de nouveaux besoins en matière de capacité au milieu des années 2020 (dans un premier temps, surtout dans les régions du Grand Toronto et de l'est de l'Ontario). Ces contraintes comprennent notamment la mise hors service de la centrale nucléaire de Pickering, la fermeture temporaire pour réfection des centrales nucléaires de Bruce et de Darlington et l'expiration de plusieurs contrats d'approvisionnement à partir du milieu des années 2020 (touchant principalement l'électricité produite à partir du gaz naturel).
- Il existe aussi d'autres problèmes qui sont liés au transport de l'électricité, notamment en ce qui concerne les interfaces régionales comme le Flow East Towards Toronto (FETT), le Flow Into Ottawa (FIO) et le Buchanan Longwood Input (BLIP). Étant donné qu'une grande partie de la capacité qui sera retirée est située à l'est de l'interface FETT, il faut que la nouvelle capacité de production se situe aussi à l'est de la province en raison des contraintes qui s'exerceront sur cette interface.

La SIERE prévoit continuer de répondre aux besoins de l'Ontario grâce à « l'utilisation continue des ressources existantes, à l'expansion des capacités de transport, aux importations, à l'utilisation croissante de l'énergie produite de façon décentralisée, au stockage de l'énergie et à la réalisation d'économies supplémentaires d'énergie. » (SIERE, 2020)

3.2 Le Québec

3.2.1 Les événements récents

Bénéficiant d'une électricité déjà largement décarbonée, le Québec est en mesure de se concentrer sur l'électrification de son économie pour atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES. En 2018, la province a adopté la Norme véhicules zéro émission. Deux ans plus tard, en 2020, un nouveau chapitre du code de la construction axé sur l'efficacité énergétique des bâtiments (chapitre I.1) est entré en vigueur en remplacement de la réglementation précédente datant de 1983 (Régie du bâtiment du Québec, 2020). En novembre de la même année, le Québec a publié son *Plan pour une économie verte 2030* dans lequel il présente le cadre de sa politique de lutte contre les changements climatiques à l'horizon 2030. Le mois suivant, le ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques a annoncé que le Québec avait raté sa cible pour 2020 qui consistait à réduire de 20 % ses émissions de GES.

Depuis quelques années, la société Hydro-Québec (HQ) cherche à se positionner comme un acteur clé de la transition énergétique dans le nord-est du continent. Dans ce contexte, elle a signé des contrats d'approvisionnement avec le Nouveau-Brunswick et plusieurs États américains. De plus, un certain nombre de ses projets de ligne de transport d'électricité visant à relier le Québec et les États de la Nouvelle-Angleterre ont obtenu toutes les approbations réglementaires nécessaires, ce qui accroît le potentiel d'exportation de la province à court et moyen terme. En 2021, Hydro-Québec a par ailleurs remporté un appel d'offres de l'État de New York pour lui fournir environ 10 TWh/année pendant 25 ans à partir de 2025. Cette entente s'ajoute à l'accord d'approvisionnement de 9,45 TWh/année signé en 2019 avec le Massachusetts. Pour acheminer cette électricité, Hydro-Québec et ses partenaires prévoient construire une ligne de transport d'électricité qui traversera le territoire de l'État du Maine. Ce projet, également connu sous le nom de NECEC, a obtenu les approbations gouvernementales nécessaires, mais il doit faire face à une forte opposition d'une partie de la population.

À la fin de 2020, Hydro-Québec Distribution (HQD) a publié son plan d'approvisionnement pour la période de 2020 à 2029. Dans ce document, la société précise les sources de demande d'énergie émergentes et à croissance rapide, telles que les centres de données, les centres de minage de cryptomonnaie, les serres et les véhicules électriques. Selon ce plan, il sera nécessaire de recourir à de nouvelles sources d'approvisionnement à partir de 2026. Pour répondre à ces besoins, deux appels à projets ont été lancés début 2022 pour un approvisionnement supplémentaire de 780 MW. La section 3.2.5 fournit davantage de détails sur ce plan.

3.2.2 La structure et l'infrastructure du marché de l'électricité

La Régie de l'énergie est l'organisme qui réglemente les marchés du transport et de la distribution d'électricité pour lesquels Hydro-Québec, une société d'État, détient un quasi-monopole. TransÉnergie, un groupe d'Hydro-Québec (HQT), exploite le réseau de transport d'électricité de la province. Celui-ci compte plus de 34 500 km de lignes et au-delà de 520 postes, ce qui en fait le plus important réseau de transport en Amérique du Nord. Le réseau de distribution d'électricité, géré par HQD, est quant à lui composé de plus de 119 300 km de lignes à moyenne tension et de 107 400 km de lignes à basse tension. En plus du réseau principal de distribution d'électricité, il existe neuf réseaux municipaux et un réseau coopératif qui, ensemble, achètent chaque année environ 4,5 TWh d'énergie électrique à HQD. Si la production d'électricité pour la consommation intérieure et l'exportation est dominée par le groupe de production d'Hydro-Québec (HQP), la province compte également de nombreux producteurs indépendants qui gèrent notamment des parcs éoliens, des centrales de cogénération à la biomasse et au gaz et des petites centrales hydroélectriques. La plupart des producteurs indépendants ont signé des contrats avec le groupe de distribution d'Hydro-Québec.

Entre 2017 et 2020, les investissements consacrés aux infrastructures de distribution ont augmenté de façon continue, passant de 650 à 773 millions de dollars annuellement. Environ 90 % de ces investissements sont destinés à entretenir les infrastructures et à permettre au réseau de s'adapter à la croissance de la clientèle, 2 % environ sont consacrés à l'amélioration de la gestion du réseau et ce qui reste est utilisé pour se conformer aux exigences réglementaires. Dans son plan stratégique 2020-2024, Hydro-Québec reconnaît que des investissements considérables seront nécessaires pour moderniser le réseau électrique de la province.

L'électricité du bloc patrimonial est achetée par HQD à HQP à un tarif d'environ 3 ¢/kWh, alors que l'électricité achetée dans le cadre de contrats à long terme coûte en moyenne 10,9 ¢/kWh. L'électricité des marchés à court terme est achetée au prix moyen de 4.4 ¢/kWh. Les coûts annuels d'approvisionnement en énergie électrique s'élèvent ainsi à environ 6,69 milliards de dollars en 2021⁴.

Selon le sondage effectué par Hydro-Québec en 2021, le Québec offrirait le tarif le plus bas en Amérique du Nord pour le secteur résidentiel et parmi les trois tarifs les plus avantageux pour chacune des autres catégories de consommateurs (petite, moyenne

⁴ $(176.9 - 17.2) \text{ TWh} * 10^9 * 0.03 \text{ \$/kWh} \div 10^9 + 1.9 \text{ G\$} = 6.69 \text{ G\$}$

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

et grande puissance). Les tarifs au Québec sont demeurés stables au cours des six dernières années (2016-2021).

3.2.3 La production et la demande

Le Québec est le plus grand producteur d'électricité au Canada. En 2019, la production totale d'électricité de la province était de 212,1 TWh, dont 94 % provenaient de l'hydroélectricité. Les autres sources de production d'électricité comprennent l'éolien (5,3 %), la biomasse (0,7 %), les autres sources thermiques (0,3 %) et le solaire photovoltaïque (0,001 %). La puissance installée totale de la province est de plus de 42 500 MW et, comme en témoigne sa production d'électricité, elle est largement dominée par l'hydroélectricité. Le plus récent projet hydroélectrique réalisé au Québec est le complexe La Romaine qui comprend quatre centrales produisant un total de 1 550 MW. Les trois premières centrales de ce projet ont été mises en service entre 2014 et 2017; la dernière centrale, qui produira 245 MW, devrait entrer en service en 2022.

En 2019, HQD a vendu 174,6 TWh d'électricité dans la province, dont 40,5 % sont allés au secteur résidentiel, 27,4 % aux secteurs commercial et institutionnel ainsi qu'aux petites entreprises, et 32,1 % aux grandes entreprises et autres secteurs. Environ 92 % de la demande est satisfaite par l'électricité patrimoniale, soit un bloc d'électricité fourni

bas prix par des centrales « patrimoniales »⁵, le reste étant comblé par des contrats d'approvisionnement à long terme (7,2 %) et l'achat d'énergie sur les marchés à court terme (0,8 %). Les contrats d'approvisionnement à long terme sont gérés par HQD, sauf pour celui de Churchill Falls au Labrador. L'électricité fournie par ce complexe hydroélectrique, qui représente de 30 à 35 TWh par année, est gérée par HQP. En 2019, il y avait plus de 60 contrats à long terme en vigueur entre HQD et des producteurs privés d'électricité. Le tableau 1 présente le nombre de contrats selon la source d'énergie.

Tableau 1 – Les contrats d'approvisionnement en électricité

Sources	Nombre de contrats	Puissance installée (MW)	Contribution annuelle en énergie (TWh)	Coût d'approvisionnement (¢/kWh)
Grande centrale hydroélectrique (Churchill Falls) ⁶	1	5 428	30-35	0,2
Éolien	39	3 882	11,4	6,9 à 15,2
Petites centrales hydroélectriques	7	144	0,6	≈ 9,4
Centrales de cogénération à la biomasse et au biogaz	23	345	2,5	≈ 12
Autres fournisseurs	-	968	-	-

3.2.4 Le commerce

Le Québec a des interconnexions avec trois autres provinces canadiennes, soit le Nouveau-Brunswick (NB), Terre-Neuve-et-Labrador (NL) et l'Ontario (ON), ainsi qu'avec deux régions américaines, soit l'État de New York (NY) et la Nouvelle-Angleterre (NA). Les infrastructures de transport interprovinciales et internationales servent généralement autant pour l'importation que pour l'exportation d'électricité, à l'exception de l'interconnexion avec Terre-Neuve-et-Labrador qui est entièrement dédiée à l'importation de l'électricité produite par la centrale de Churchill Falls.

⁵ Les centrales patrimoniales font référence aux centrales hydroélectriques qui ont été construites au siècle dernier. Elles comprennent, entre autres, le complexe La Grande et les centrales de la rivière Manicouagan, de la rivière des Outaouais et du fleuve Saint-Laurent.

⁶ Contrat géré par HQP et non HQD.

Tableau 2 – La capacité totale des interconnexions

	Exportations (MW)	Importations (MW)
QC - NB	1 200	785
QC - NL	0	5 150
QC - ON	2 955	2 080
QC - NA	2 275	2 170
QC - NY	1 999	1 100

Le Québec est un exportateur net d'électricité. En 2019, il a importé un total de 34,2 TWh, principalement de Terre-Neuve-et-Labrador (92 %), et exporté environ 37 TWh, dont plus de 70 % sont allés vers la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York.

Le prix d'un mégawattheure diffère d'un marché de gros à l'autre. Au cours des trois dernières années, en raison de la forte proportion de gaz naturel dans le bouquet électrique de la Nouvelle-Angleterre et de l'État de New York, les prix de l'électricité sur ces marchés de gros ont généralement été assez bas, soit d'environ 40 \$/MWh, avec des prix plus élevés pendant quelques heures en période de pointe en hiver et en été (50 à 65 \$/MWh). La même tendance s'observe pour le marché ontarien.

3.2.5 Les objectifs de réduction des GES et les stratégies prévues

Le Québec s'est fixé des cibles ambitieuses de réduction des GES. Il vise à réduire ses émissions de 37,5 % d'ici 2030 et à atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

Le *Plan pour une économie verte 2030* présente le cadre stratégique défini par le gouvernement provincial pour atteindre ses objectifs de 2030. Celui-ci comprend notamment les objectifs suivants :

- Atteindre une proportion de 70 % d'énergie renouvelable dans les réseaux autonomes d'Hydro-Québec;
- Augmenter de 22 % la vente de nouveaux véhicules zéro émission d'ici 2025, avoir un parc de 1,5 million de véhicules électriques d'ici 2030 et cesser de vendre des véhicules à essence à partir de 2035;
- Améliorer l'efficacité énergétique, notamment pour le chauffage des locaux; et
- Développer la filière de l'hydrogène.

Début 2022, Hydro-Québec a publié un plan stratégique pour la période de 2022 à 2026. Celui-ci met l'accent sur l'électrification de l'économie du Québec et la croissance des ventes d'électricité au sein de la province. Il vise également un meilleur rendement des opérations dans le réseau électrique en s'appuyant sur la technologie numérique et la prise en compte des impacts des changements climatiques dans la planification. Il projette une hausse de la demande d'électricité de plus de 100 TWh à l'horizon 2050.

Par ailleurs, Hydro-Québec a présenté son plan d'approvisionnement 2020-2029 pratiquement en même temps que le gouvernement du Québec publiait son *Plan pour une économie verte 2030*. Environ deux ans plus tard, Hydro-Québec a publié son second rapport d'étape concernant son plan d'approvisionnement. Le service public prévoit ainsi une hausse de la demande de l'ordre de 20 TWh (12 %) d'ici 2029. Celle-ci sera causée par la croissance « naturelle » et l'évolution de marchés clés, tels que les serres (1,1 TWh/année en 2029), les centres de données (4,2 TWh/année en 2029), les centres de minage de cryptomonnaie et le développement accéléré des VÉ prévu dans le plan 2030 du gouvernement. Le plan d'approvisionnement souligne également la nécessité de développer des sources d'approvisionnement supplémentaires à partir de 2026-2027. Pour combler ce besoin à venir, Hydro-Québec a lancé deux appels d'offres début 2022, pour un total de 780 MW dont 300 MW réservés spécifiquement à l'énergie éolienne. Le plan se concentre également sur la décarbonation des 22 réseaux électriques autonomes gérés par la société.

Dans les différents plans qu'elle a publiés, la société Hydro-Québec présente les stratégies spécifiques suivantes :

- Optimiser les approvisionnements disponibles;
- Mettre en application des mesures d'efficacité énergétique, notamment des solutions de gestion de la demande de puissance (Hilo, programme GDP Affaires, options d'électricité interruptible pour les clients industriels);
- Planifier l'accès à de nouvelles sources d'approvisionnement à long terme;
- Réaliser une transition énergétique dans ses réseaux électriques autonomes en réduisant la demande et/ou en remplaçant le diesel par des sources d'énergie renouvelable;
- Développer les marchés d'exportation.

3.3 Le Nouveau-Brunswick

3.3.1 Les événements récents

La *Loi sur les changements climatiques* adoptée en 2018 par le Nouveau-Brunswick fixe des objectifs concernant la réduction des émissions de GES et la réglementation en vigueur en vertu de la *Loi sur l'électricité* exige que 40 % de l'électricité vendue dans la province provienne de sources renouvelables. Dans le cadre de son Plan d'action sur les changements climatiques (mis à jour en 2017), la province s'est également engagée à éliminer progressivement l'utilisation du charbon d'ici 2030. Puisque le gouvernement progressiste-conservateur minoritaire arrivé au pouvoir en 2018 n'a pas rejeté le plan de 2016 ni sa mise à jour en 2017, il convient de souligner que les objectifs de réduction des émissions de GES demeurent toujours en vigueur.

Au cours de la dernière décennie, la province a grandement progressé vers l'atteinte de ses objectifs de décarbonation, dont la plupart sont liés au secteur de l'électricité. Les changements survenus dans le bouquet de production d'électricité au cours des dix dernières années constituent la raison principale pour laquelle le Nouveau-Brunswick a été en mesure de réaliser une réduction de 30 % de ses émissions de GES entre 2005 et 2019. Ces changements ont également contribué à réduire la part de la production d'électricité dans les émissions totales de la province, cette part passant de 40 % en 2005 à 26 % en 2019. Bien que ces changements soient importants, ils soulignent le fait que d'autres mesures pourraient être prises pour réduire encore davantage les émissions de ce secteur; le Nouveau-Brunswick continue effectivement de s'appuyer sur une production thermique générale à partir du gaz naturel, du charbon et du pétrole. Fin 2021, Le gouvernement fédéral a décidé de ne pas aller de l'avant avec l'accord d'équivalence proposé par la province qui impliquait le maintien en service de la centrale au charbon de Belledune jusqu'en 2040.

3.3.2 La structure et l'infrastructure du marché de l'électricité

Au Nouveau-Brunswick, la production, le transport et la distribution d'électricité sont principalement assurés par Énergie NB, une société d'État à intégration verticale. Énergie NB possède toutes les centrales électriques à combustibles fossiles de la province, sauf une seule, ainsi que la centrale nucléaire de Point Lepreau. Les installations hydroélectriques sont la propriété d'un plus grand nombre d'intervenants, bien qu'Énergie NB soit l'acteur principal. La société publique ne détient pas de parcs éoliens. Énergie NB vend de l'électricité à des clients dans toutes les régions de la province, à l'exception de Saint John, Edmundston et Perth-Andover où les services publics locaux assurent la distribution à la clientèle. Le transport de l'électricité et

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

l'exploitation du réseau sont gérés par la division du Transport et de l'Exploitation du réseau (T & ER) d'Énergie NB. Le secteur de l'électricité dans la province est réglementé par la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP).

La capacité de transport d'électricité au-delà du territoire de la province comprend des interconnexions directes vers le Québec, l'Île-du-Prince-Édouard, la Nouvelle-Écosse et la Nouvelle-Angleterre. Ces interconnexions offrent de nombreuses opportunités d'assurer l'approvisionnement en électricité en permettant d'accroître les importations en cas de besoin. L'interconnexion du Nouveau-Brunswick avec le nord du Maine joue un rôle essentiel pour cette dernière région, car elle n'est interconnectée à aucun autre réseau, et les sources d'énergie variables représentent une grande partie de la capacité installée totale, soit un peu plus de 42 % (principalement l'éolien).

3.3.3 La production et la demande

En 2019, 13,5 TWh d'électricité ont été produits dans la province. Le Nouveau-Brunswick abrite la seule centrale nucléaire du Canada située à l'extérieur de l'Ontario, soit celle de Point Lepreau, laquelle produit 37 % de l'électricité de la province. Environ 30 % de l'électricité est produite à partir de combustibles fossiles (gaz naturel, charbon et pétrole), le reste étant fourni par l'hydroélectricité (21 %), l'éolien (7 %) et la biomasse (3 %).

Ce bouquet de production a considérablement évolué au cours des 20 dernières années, avec la fermeture de deux grandes centrales thermiques à combustibles fossiles et le développement de l'éolien. Les travaux de réfection de la centrale nucléaire de Point Lepreau, qui ont été achevés en 2012, ont également contribué à soutenir le rôle de cette source d'énergie dans le bouquet de production.

3.3.4 Le commerce

Le Nouveau-Brunswick importe et exporte des quantités totales d'électricité relativement comparables chaque année. Ainsi, les exportations totales s'élèvent à environ 3,4 TWh et les importations à environ 4 TWh. Malgré l'existence d'interconnexions avec les États de la Nouvelle-Angleterre, ces échanges commerciaux se font surtout avec les provinces voisines.

Le Nouveau-Brunswick fournit près de 70 % de l'électricité consommée à l'Île-du-Prince-Édouard, même si cette part a considérablement diminué au cours de la dernière décennie en raison du développement de l'énergie éolienne sur l'île.

3.3.5 Les objectifs de réduction des GES et les stratégies prévues

Le Nouveau-Brunswick s'est fixé un objectif de réduction de ses émissions de GES de 35 % d'ici 2030 et de 80 % d'ici 2050 par rapport au niveau de 1990.

En matière de planification, le dernier Plan intégré des ressources (PIR) souligne les enjeux suivants :

- Les prévisions de demande incluent une augmentation continue de celle-ci jusqu'en 2040. Le secteur résidentiel est responsable de 44 % de la demande totale et le secteur industriel de 33 % de celle-ci. La majeure partie du reste de la demande provient des services généraux, car le secteur de l'agriculture ne consomme pratiquement pas d'électricité. Cependant, seule l'année 2019 a été prise en compte dans le PIR, ce qui ne permet pas de déterminer la cause exacte de cette situation, ni de préciser la façon dont les utilisations spécifiques devraient évoluer.
- Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a tenté de conclure un accord d'équivalence avec le gouvernement fédéral concernant la centrale au charbon de Belledune. Pour éviter d'avoir à construire une nouvelle centrale, le Nouveau-Brunswick proposait de limiter la production de la centrale de Belledune aux seules périodes de pointe pendant les mois d'hiver, et ce jusqu'en 2040. Cela n'aurait pas entraîné d'augmentation du volume total des émissions de GES par rapport aux émissions découlant de l'exploitation normale de la centrale jusqu'en 2030. Le gouvernement fédéral a cependant rejeté cette proposition, ce qui a contraint la province à chercher une autre solution.
- La province du Nouveau-Brunswick souhaite également prolonger l'utilisation du gaz naturel à la centrale de Bayside.
- Selon les termes de sa planification, Énergie NB envisage « d'ajouter une infrastructure de transport; d'encourager des réductions ciblées de la demande (technologie du réseau intelligent / programmes de gestion de la demande); et de localiser de manière stratégique toute nouvelle infrastructure de production.
»
- Au cours des dernières années, Énergie NB a également changé son orientation afin d'inclure la gestion de la demande (Energy Smart NB), un volet qui constituera une grande partie du PIR pour la prochaine décennie. Cela inclut la composante Smart Grid visant à bâtir et exploiter un réseau électrique qui soit davantage intelligent, propre, fiable et efficace.

3.4 La Nouvelle-Écosse

3.4.1 Les événements récents

Bien que la Nouvelle-Écosse ait réduit de 26 % ses émissions de GES entre 2005 et 2018, son secteur de l'électricité demeure toutefois fortement dépendant des combustibles fossiles. En raison de cette dépendance au charbon, la province a négocié un accord d'équivalence avec le gouvernement fédéral afin d'être autorisée à fermer progressivement ses centrales au charbon. Cet accord visait ainsi à prolonger le délai prescrit en vertu du *Règlement sur la production d'électricité à partir du charbon*, un règlement fédéral interdisant l'utilisation du charbon après 2030. En contrepartie de cette prolongation, la province s'était engagée à réduire ses émissions de GES provenant d'autres sources. Le premier accord, signé en 2014, était en vigueur jusqu'en 2019. Il a par la suite été renouvelé pour une nouvelle période de cinq ans.

Dans le cadre de ses efforts pour réduire ses émissions de GES, la Nouvelle-Écosse a lancé en 2019 un programme de plafonnement et d'échange et organisé la première vente aux enchères en juin 2020. En 2010, la province avait adopté le Renewable Electricity Standard [Norme sur l'électricité renouvelable] qui exigeait que 40 % de l'approvisionnement en électricité de la province provienne de sources renouvelables d'ici 2020. Cette part devra être de 80 % d'ici 2030. Le Lien maritime entre Terre-Neuve-et-Labrador et la Nouvelle-Écosse permet à cette dernière d'importer de l'électricité produite par la centrale de Muskrat Falls à Terre-Neuve-et-Labrador. Ce lien joue un rôle de premier plan pour atteindre l'objectif visé par la Norme sur l'électricité renouvelable.

3.4.2 La structure et l'infrastructure du marché de l'électricité

En Nouvelle-Écosse, la majeure partie de l'électricité est produite, transportée et distribuée par Nova Scotia Power Inc. (NSPI), un service public d'électricité à intégration verticale qui est la propriété de la société privée Emera. La province compte également cinq services publics d'électricité municipaux qui s'approvisionnent surtout auprès de NSPI, ainsi que de nombreuses centrales éoliennes appartenant à des producteurs d'électricité indépendants. Tous les services publics d'électricité, qu'ils soient privés ou municipaux, sont réglementés par le Nova Scotia Utility and Review Board (NSUARB). Cet organisme supervise la tarification, veille à l'approbation des dépenses importantes en immobilisations et assure plusieurs tâches diverses en vue de fournir aux clients un service qui soit sûr et fiable. Jusqu'en 2019, la province avait un sixième service public d'électricité municipal, la Canso Electric Light Commission, qui a été cédé à NSPI pour la somme de 1 \$.

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

En ce qui a trait au réseau de distribution d'électricité, pour la période comprise entre 2012 et 2016, un investissement moyen annuel de 63,3 M\$ a été consacré aux infrastructures de distribution. Ce montant s'est accru entre 2016 et 2020 pour atteindre la somme de 114,2 M\$. Il devrait diminuer par la suite jusqu'à 70-72 M\$ par année entre 2022 et 2025. Cette fluctuation peut s'expliquer par l'augmentation continue des investissements consentis dans le système de distribution de 2015 à 2019, une tendance qui semble maintenant s'infléchir.

3.4.3 La production et la demande

En 2019, la production totale d'électricité de la Nouvelle-Écosse était de 9,74 TWh. Cette production reposait pour 78,1 % sur des combustibles, surtout le charbon, le coke, le gaz naturel et le pétrole, et pour 1 à 2 % environ sur la biomasse. Les 21,9 % restants provenaient de l'hydroélectricité (10,7 %), de l'énergie éolienne (11,2 %) et, pour une très faible part, de l'énergie marémotrice. En 2019, la consommation totale d'électricité de la province était d'environ 11,1 TWh.

En 2020, la puissance totale installée était de 2 992 MW, dont plus de 64,4 % étaient produits par des centrales électriques à combustibles non renouvelables. Alors que NSPI prévoit fermer plusieurs centrales au charbon d'ici 2030 (\pm 320 MW), ce plan de fermeture ne prévoit cependant pas la mise hors service de toutes les centrales au charbon d'ici 2030, ce qui veut dire que celles-ci continueront de produire 900 MW d'électricité. De plus, même si la centrale marémotrice d'Annapolis doit cesser ses activités en 2021, l'énergie marémotrice fera toujours partie du bouquet électrique, car plusieurs projets de construction de centrales de ce type sont en cours de réalisation. La plupart de ces projets disposent de faibles capacités de production allant de 0,6 à 5 MW.

3.4.4 Le commerce

En 2019, les exportations de la Nouvelle-Écosse s'élevaient à 132,6 GWh et ses importations à 825,7 GWh. La province achète la majeure partie de son électricité au Nouveau-Brunswick et à Terre-Neuve-et-Labrador.

La capacité d'importation d'électricité à partir du Nouveau-Brunswick vers la Nouvelle-Écosse est de 300 MW, alors que la capacité d'exportation de la Nouvelle-Écosse vers le Nouveau-Brunswick est de 505 MW. Le projet du Lien maritime, qui est en service depuis janvier 2018, relie la Nouvelle-Écosse à la centrale hydroélectrique de Muskrat Falls à Terre-Neuve-et-Labrador. L'énergie électrique circule par l'entremise de ce lien depuis décembre 2020, bien que celui-ci n'ait pas encore atteint la capacité prévue au

départ. L'entente qui a été conclue entre les deux provinces assure que la Nouvelle-Écosse recevra 20 % de l'électricité produite par la centrale de Muskrat Falls sur une durée de 35 ans en échange du défraiement de 20 % des coûts de construction de la centrale par la Nouvelle-Écosse. Ce 20 % des coûts a été utilisé pour la réalisation du Lien maritime qui dispose d'une capacité de transport de 500 MW. En vertu des plans actuels, la Nouvelle-Écosse recevra un bloc ferme de 153 MW de Muskrat Falls, ce qui représente un volume annuel d'au moins 900 GWh. Il est prévu qu'un volume annuel additionnel pouvant aller jusqu'à 2 000 GWh pourrait être éventuellement disponible. Cette interconnexion est détenue et exploitée par une filiale d'Emera, la société NSP Maritime Link. Grâce à cette interconnexion, la Nouvelle-Écosse se trouve intégrée au réseau de production-transport d'électricité du Northeast Power Coordinating Council (NPCC). Bien que le Lien maritime fasse partie du projet de la boucle de l'Atlantique soutenu par le gouvernement provincial actuel, peu d'informations à son sujet sont présentement accessibles au public.

3.4.5 Les objectifs de réduction des GES et les stratégies prévues

La Nouvelle-Écosse s'est fixée pour objectifs de réduire ses émissions de GES de 53 % d'ici 2030, tous secteurs confondus, et d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050 (*Sustainable Development Goals Act*, 2019). La province a signé un accord d'équivalence avec le gouvernement fédéral touchant les centrales électriques au charbon. Cet accord prévoit une réduction de 55 % des émissions de GES provenant du secteur de l'électricité d'ici 2030 plutôt que la fermeture de la totalité des centrales électriques au charbon. La Nouvelle-Écosse a de plus adopté des normes en matière d'électricité renouvelable qui visent à ce que 25 % des ventes d'électricité en 2015 et 40 % de celles-ci en 2020 proviennent d'énergies renouvelables. En raison de retards dans la réalisation du projet de Muskrat Falls, l'objectif de 2020 a été reporté sur la période 2020-2022. L'objectif de la province pour 2030 est que 80 % de l'électricité vendue ait été produite à partir d'énergies renouvelables.

NSPI a publié son Plan intégré des ressources (PIR) en novembre 2020 et ses Perspectives sur le réseau électrique pour la prochaine décennie en juin 2021. Ces documents mettent l'accent sur les éléments suivants :

- Des importations supplémentaires (grâce au Lien maritime) seront nécessaires à l'avenir, ce qui exigera de consolider les infrastructures de transport de la province (pendant la période 2025-2035, ou même avant cette date si cela est possible et viable).

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

- L'électrification doit être au cœur des efforts de décarbonation de la Nouvelle-Écosse, mais celle-ci doit se faire tout en décarbonant le bouquet électrique. L'accent sera d'abord mis sur l'électrification des secteurs du transport et du bâtiment.
- La mise hors service et le remplacement des centrales thermiques, avec l'élaboration d'un plan prévoyant une première fermeture en 2023.

NSPI identifie également deux vecteurs de croissance de la demande, soit le chauffage électrique des locaux dans le secteur résidentiel et le développement industriel jusqu'en 2024. Selon ses prévisions, la demande devrait ensuite se maintenir autour de 11 TWh grâce à la gestion de la demande, l'amélioration de l'efficacité énergétique et l'augmentation du nombre d'installations d'autoproduction, notamment les systèmes photovoltaïques résidentiels.

3.5 L'Île-du-Prince-Édouard

3.5.1 Les événements récents

Le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard a publié sa stratégie énergétique décennale en 2017. Dans le cadre de son Plan d'action sur les changements climatiques 2018-2023, le gouvernement a également créé un Secrétariat sur les changements climatiques qui a réitéré son objectif de réduire les émissions de GES de 30 % d'ici 2030. Il a cependant révisé cet objectif pour l'établir à 40 % en 2018. En décembre 2020, la province est allée encore plus loin en adoptant la *NetZero Carbon Act* (Loi sur la carboneutralité), s'engageant ainsi à atteindre la carboneutralité d'ici 2040. La législation adoptée exige également que le gouvernement publie un rapport annuel sur les progrès accomplis vers la réalisation de ses objectifs.

Les mesures prises par le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard accordent une attention particulière aux transports, car ce secteur est responsable de près de 50 % des émissions de GES de la province. Le Plan d'action sur les changements climatiques 2018-2023 comprend l'engagement de concevoir et installer un réseau de bornes de recharge pour les véhicules électriques à l'échelle de la province. Ce plan a été suivi par la publication fin 2019 de la Stratégie de transport durable; cette dernière propose diverses mesures telles que des structures tarifaires qui sont différentes pour l'immatriculation des véhicules électriques.

3.5.2 La structure et l'infrastructure du marché de l'électricité

La production, le transport et la distribution d'électricité à l'Île-du-Prince-Édouard sont gérés par Maritime Electric, un service public qui est une filiale de Fortis. Maritime Electric possède et exploite deux centrales, soit la centrale thermique de Charlottetown (qui sera mise hors service en 2022) et la centrale de Borden. Ces deux centrales fonctionnent au diesel et sont uniquement utilisées pendant les périodes de pointe. Il y a aussi le service public municipal de Summerside qui est responsable d'environ 10 % de la charge de l'île. Le reste de l'électricité produite dans la province est fourni par un petit nombre de producteurs d'énergie éolienne, dont une société d'État, la PEI Energy Corporation, et plusieurs autres producteurs indépendants. Une interconnexion avec le Nouveau-Brunswick permet d'assurer le reste de l'approvisionnement de la province.

3.5.3 La production et la demande

En 2019, la demande totale d'électricité de la province s'élevait à 1,5 TWh. L'énergie éolienne comptait pour un peu plus du quart de l'électricité consommée et le reste

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

provenait du Nouveau-Brunswick voisin, notamment de la centrale nucléaire de Point Lepreau. Cette interconnexion permet à l'Île-du-Prince-Édouard de faire partie du réseau interconnecté du nord-est de l'Amérique du Nord⁷. Bien que le niveau de dépendance de l'Île-du-Prince-Édouard à l'égard des importations soit élevé par rapport aux autres provinces, le développement rapide de l'énergie éolienne au cours de la dernière décennie a permis à celle-ci de réduire sa dépendance à l'égard de la production en provenance du Nouveau-Brunswick. La demande de pointe, qui se produit pendant les mois d'hiver, est satisfaite par la production thermique.

3.5.4 Le commerce

Les échanges d'électricité se font exclusivement avec le Nouveau-Brunswick. En 2019, l'Île-du-Prince-Édouard a exporté 0,3 TWh et importé 1,3 TWh d'électricité.

3.5.5 Les objectifs de réduction des GES et les stratégies prévues

Les émissions de GES de l'Île-du-Prince-Édouard proviennent surtout des secteurs du transport (47 %) et de l'agriculture (23 %). La production publique d'électricité et de chaleur est toutefois responsable de 21 % des émissions totales, et ce, même si une très faible proportion de l'électricité produite dans la province repose sur les combustibles fossiles.

Dans son Plan pour un réseau électrique intégré 2020, Maritime Electric met les éléments suivants en évidence :

- Sur la base du profil de la demande et des tendances internationales en matière de transport et de chauffage des locaux, la demande d'électricité devrait connaître une hausse significative et continue au cours des deux prochaines décennies.
- La province vise à réduire sa dépendance à l'égard du Nouveau-Brunswick ainsi que ses émissions de GES en augmentant la capacité éolienne installée et en instaurant des programmes de gestion de la demande sur son territoire. Le rôle que les techniques de stockage pourraient jouer pour atténuer les problèmes liés

⁷ Ce « grand réseau électrique » est composé de l'État de New York, des six États de la Nouvelle-Angleterre, ainsi que des provinces canadiennes de l'Ontario et des provinces maritimes du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard. Le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) dont le but est de promouvoir et améliorer la fiabilité de ce grand réseau, inclus aussi le Québec qui est une interconnexion à part entière.

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

à la charge de base n'est pas clairement explicité et l'énergie solaire est toujours considérée comme n'étant pas rentable.

- La capacité actuelle maximale de l'interconnexion avec le Nouveau-Brunswick (300 MW) a été presque atteinte lors de la demande pointe du réseau de l'Île-du-Prince-Édouard en janvier 2020 (287 MW).

3.6 Terre-Neuve-et-Labrador

3.6.1 Les événements récents

Le système de tarification du carbone de cette province est entré en vigueur en janvier 2019. Il repose sur un système de normes de performance s'appliquant, entre autres, aux grandes installations industrielles et à la production d'électricité à grande échelle.

Le rapport final de la Commission d'enquête sur le projet de Muskrat Falls a été publié en mars 2020. L'objectif de cette commission consistait à analyser les causes des graves problèmes rencontrés lors de la réalisation de ce projet. En décembre de la même année, la première turbine hydroélectrique de Muskrat Falls a été mise en service avec un retard d'environ quatre ans par rapport à la date initialement prévue. Le projet de Muskrat Falls devrait avoir un impact sur les tarifs de l'électricité et conduire à l'augmentation de ces derniers. Si aucune mesure d'atténuation n'est adoptée, les tarifs devraient passer de 13,06 ¢/kWh en moyenne en 2020 à 22,89 ¢/kWh lorsque le projet sera pleinement en service, ce qui représente une hausse de 75 %.

Une étude de faisabilité commandée par l'Offshore Energy Research Association (OERA) et publiée en mars 2021 a examiné le rôle que l'hydrogène pourrait éventuellement jouer dans la décarbonation et la croissance économique de la province. Cette étude a montré que, bien que Terre-Neuve-et-Labrador présente des conditions largement favorables pour la production d'hydrogène vert, le potentiel de la demande locale demeure faible.

3.6.2 La structure et l'infrastructure du marché de l'électricité

Terre-Neuve-et-Labrador possède deux grands réseaux électriques, soit le Island Interconnected System (IIS) [Réseau interrelié de l'île] et le Labrador Interconnected System (LIS) [Réseau interrelié du Labrador]. En plus de ceux-ci, il existe également plusieurs réseaux isolés alimentés au diesel. Les deux services publics d'électricité de la province sont réglementés par le Newfoundland-and-Labrador Board of Commissioners of Public Utilities. Un service public appartenant à des investisseurs, Newfoundland Power, se spécialise surtout dans la distribution d'électricité, tandis que le service public appartenant à l'État, Newfoundland and Labrador Hydro (NLH), se consacre davantage à la production et au transport de l'électricité. Tout en desservant 87 % de tous les clients de la province, Newfoundland Power achète à NLH environ 93 % de l'électricité nécessaire pour répondre à cette demande. Plus de 80 % de l'électricité consommée dans la province est produite par NLH.

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

Le budget consacré à l'infrastructure du réseau de distribution n'a cessé d'augmenter entre 2019 et 2021, passant de 40 à 45,9 M\$. Ces montants représentent entre 40 à 46 % du budget d'investissement total de Newfoundland Power.

3.6.3 La production et la demande

En 2019, la puissance totale installée dans la province était légèrement supérieure à 7 550 MW, dont 87,3 % provenaient de l'hydroélectricité, 12 % des ressources thermiques (pétrole lourd, gaz et diesel) et 0,7 % des centrales éoliennes. Le complexe de Churchill Falls représente à lui seul 82,3 % de la puissance hydroélectrique installée.

Fin 2020, la première turbine hydroélectrique du projet de Muskrat Falls a été mise en service, ajoutant 206 MW à la puissance installée. Quand le projet de Muskrat Falls sera terminé, il apportera un total de 824 MW supplémentaires à la puissance installée de la province et produira environ 5 TWh par année.

En 2019, un total de 42,6 TWh a été produit dans la province, dont la majeure partie provenait des centrales hydroélectriques (40,7 TWh). Le reste de la production a été généré par des centrales thermiques, surtout pétrolières et gazières. La province compte un petit nombre d'éoliennes; celles-ci représentent une puissance installée d'environ 54 MW et elles ont produit environ 0,2 TWh. La demande prévue pour 2019 était d'environ 8,6 TWh pour le Réseau interconnecté de l'île et de 2,9 TWh pour le Réseau interconnecté du Labrador. La demande d'électricité sur l'île est presque trois fois supérieure à celle du Labrador. Pour les deux réseaux, la demande de pointe se produit en hiver.

3.6.4 Le commerce

La quasi-totalité de l'électricité produite par la centrale de Churchill Falls est vendue à Hydro-Québec, à l'exception de deux blocs totalisant 525 MW. En 2019, Terre-Neuve-et-Labrador a exporté environ 31,3 TWh et importé 0,25 TWh d'électricité.

Terre-Neuve-et-Labrador possède une interconnexion de 5 150 MW avec le Québec qui sert exclusivement à l'exportation, ainsi que le Lien maritime, une interconnexion de 500 MW la reliant à la Nouvelle-Écosse. Le Labrador et Terre-Neuve sont reliés par le lien Labrador-Île de Terre-Neuve. Cette ligne de transport de courant continu à haute tension de 900 MW est longue de 1 100 km et comporte une section sous-marine.

3.6.5 Les objectifs de réduction des GES et les stratégies prévues

Terre-Neuve-et-Labrador s'est donné pour objectif de réduire ses émissions de GES de 30 % par rapport à 2005 d'ici 2030, et de 75 à 85 % par rapport à 2021 d'ici 2050.

En matière de planification, NLH a déterminé que les principaux vecteurs de la demande seront les suivants :

- Les centres de données, avec une augmentation de 2,3 TWh (300 MW) sur un horizon de planification de 20 ans.
- La mine de fer Scully à Wabush, qui a repris ses activités en 2019, avec une augmentation totale de 0,5 TWh (\pm 60 MW) sur un horizon de planification de 20 ans.
- La charge provenant des utilisations finales nouvellement électrifiées (systèmes de chauffage et secteur du transport), avec une augmentation de 166 à 605 GWh d'ici 2030; plus de 95 % de cette croissance de charge se produira dans le Réseau interconnecté de l'île.
- La conversion des installations de chauffage central du ministère de la Défense nationale, avec une augmentation de 50 à 80 GWh.

Lorsque la centrale de Muskrat Falls sera pleinement opérationnelle, la planification prévoit la mise hors service de trois unités de production de vapeur à la centrale thermique de Holyrood, qui a une capacité totale de 490 MW, pour ne maintenir en activité qu'une seule unité de 123 MW.

3.7 Éléments supplémentaires : les marchés du nord-est des États-Unis

Les réseaux électriques des provinces du centre et de l'est du Canada, de l'État de New York et des États de la Nouvelle-Angleterre (Maine, Massachusetts, New Hampshire, Vermont, Rhode Island et Connecticut) sont interreliés. Cela implique que les politiques qui seront mises en œuvre par les États au sud de la frontière auront un impact considérable sur le secteur canadien de l'électricité. Il y a davantage d'échanges nord/sud, soit du Canada vers les États américains, que dans le sens inverse. En 2019, les exportations du Canada se sont élevées à environ 60 TWh, dont plus de 75 % provenaient des provinces du centre et de l'est, alors que ses importations se sont limitées à quelque 13 TWh, dont moins de 4 % sont allés aux provinces du centre et de l'est. Les gouverneurs des États de la Nouvelle-Angleterre ont aussi clairement exprimé leur volonté d'accroître la collaboration entre leurs États et leurs voisins en matière

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

d'électricité ainsi que pour d'autres secteurs. Le NESCOE⁸ et la CONEG⁹ sont deux exemples de ces initiatives de collaboration.

Le tableau suivant présente les caractéristiques du secteur de l'électricité des États du nord-est des États-Unis qui sont interconnectés avec les provinces du Centre et de l'Est canadien.

Tableau 3 – Caractéristiques des États du nord-est des États-Unis (2019)

	Source d'énergie primaire pour la production d'électricité	Production	Demande	Prix de vente au détail moyen	Import. net ou export. net	Intensité des émissions de carbone générées par la production d'électricité
		TWh	TWh	¢/kWh		g / kWh
New York	Gaz naturel	131,60	145,6	14,34	Importateur	188
Nouvelle-Angleterre	Gaz naturel	99,99	114,46	-	Importateur	-
Maine	Hydroélectricité	10,49	11,73	14,04	Importateur	173
Massachusetts	Gaz naturel	21,51	51,34	18,40	Importateur	395
New Hampshire	Nucléaire	18,03	10,71	17,15	Exportateur	108
Vermont	Hydroélectricité	2,29	5,43	15,36	Importateur	3
Rhode Island	Gaz naturel	7,62	7,35	18,49	Exportateur	392
Connecticut	Gaz naturel	40,05	27,9	18,66	Exportateur	237

Le gouvernement fédéral américain actuel a présenté un plan de décarbonation du secteur de l'électricité et annoncé plusieurs objectifs ambitieux visant à accélérer cette transition, notamment :

- Atteindre un approvisionnement totalement constitué d'électricité produite sans pollution par le carbone d'ici 2035;
- Faire en sorte que les véhicules zéro émission constituent la moitié de tous les véhicules neufs vendus en 2030; et

⁸ New England States Committee on Electricity

⁹ Coalition of Northeastern Governors

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

- Accroître la capacité de production d'énergie solaire pour que cette source fournisse 40 % du bouquet électrique d'ici 2035 et 45 % d'ici 2050 (en 2020, l'énergie solaire représentait moins de 4 % du bouquet électrique américain).

Ces objectifs nationaux pourraient amener les États à modifier leurs propres objectifs. L'État de New York et tous les États de la Nouvelle-Angleterre disposent actuellement d'une forme de réglementation visant à augmenter la part des énergies renouvelables dans leur bouquet électrique. Cependant, il n'existe que peu de règlements qui concernent les véhicules électriques, et même si les objectifs de 2050 visent généralement des réductions substantielles des émissions de GES, aucun objectif précis ne vise à atteindre la carboneutralité.

En outre, la part du gaz naturel dans le bouquet électrique des États du Nord-Est américain pourrait avoir un impact sur le potentiel des provinces du centre et de l'est du Canada d'exporter de l'électricité vers ces États. Selon les Perspectives énergétiques annuelles 2022 de l'Energy Information Administration des États-Unis, le gaz naturel devrait représenter 40 % de l'ensemble des ajouts de capacité de production d'électricité d'ici 2050.

4 Une analyse des choix et des stratégies des provinces

Pour réaliser cette analyse, nous avons utilisé les résultats du rapport intitulé Perspectives énergétiques canadiennes 2021 (PEC2021) comme source de référence. Ces résultats s'appuient sur la modélisation de plusieurs scénarios permettant d'atteindre la carboneutralité sur différents horizons temporels, y compris l'objectif actuel du Canada pour 2050. Ces résultats de modélisation sont utiles pour représenter ce à quoi nous pouvons nous attendre en ce qui concerne la production et la consommation d'électricité dans les différentes trajectoires menant à la carboneutralité ainsi que dans le scénario de statu quo.

4.1 Les résultats des PEC2021 et les tendances générales

Le modèle utilisé pour établir les PEC2021 est le modèle NATEM (North America TIMES Energy Model) qui a été mis en œuvre par ESMIA Consultants Inc. Ce modèle d'optimisation technico-économique à forte composante technologique permet de déterminer les trajectoires d'évolution les moins coûteuses pour différents systèmes énergétiques soumis à des contraintes données. Dans le cadre de cette étude, ces contraintes seront les limites d'émissions de GES.

Le tableau 4 présente les prévisions des services publics en matière de demande d'électricité pour chacune des provinces étudiées dans ce document. Ce tableau mentionne également les projections des PEC2021 concernant le scénario de référence, qui prennent comme hypothèses de départ les projections de la demande du scénario de référence de l'*Avenir énergétique du Canada en 2020*, publié par la Régie de l'énergie du Canada. Les projections concernant le scénario CN50 sont aussi présentées, dans ce dernier les émissions sont limitées pour parvenir à atteindre l'objectif de la carboneutralité d'ici 2050.

Deux points sont à souligner concernant les projections de croissance de la demande pour le scénario CN50 qui sont présentées dans le tableau ci-dessous :

- Les mesures d'efficacité énergétique qui sont rentables sur le plan économique (par exemple l'amélioration de l'isolation des bâtiments et le remplacement des systèmes de chauffage par des thermopompes) sont comprises dans l'application du modèle NATEM. Toutefois, il est possible que certaines mesures considérées comme étant non rentables sur l'horizon de temps étudié, soit 2016-2060, puissent le devenir en réalité. D'autre part, les mesures d'efficacité énergétique ou de réduction de la consommation d'énergie découlant du

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

changement de comportement des individus ne sont pas prises en compte par ce modèle.

- Les prévisions des PEC2021 concernant la demande d'électricité n'incluent pas les nouveaux secteurs de demande industrielle, tels que le chauffage des serres, et ce contrairement aux prévisions des services publics.

Tableau 4 – Croissance de la demande d'énergie électrique par province dans les scénarios REF et CN50 (par rapport à 2016)

	Part de la production d'électricité générée à partir de combustibles fossiles dans la production totale (2016)	Demande prévue									Notes sur les principales différences entre les scénarios REF et CN50
		Prévisions des services publics			Scénario REF des PEC2021			Scénario CN50 des PEC2021			
		2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	
ON	8,20 %	17 % ¹⁰	46 % ¹⁰	-	43 %	72 %	98 %	23 %	97 %	202 %	L'accroissement plus faible de la demande d'ici 2030 dans le scénario CN50 s'explique surtout par une augmentation de la productivité énergétique.
QC	0,20 %	12 % ¹¹	-	55 %	8 %	18 %	27 %	2 %	25 %	54 %	La principale différence consiste en une électrification plus rapide et profonde des secteurs dans le scénario CN50; la croissance de la demande est aussi moins rapide dans le scénario CN50 avant 2030 à cause d'une augmentation de la productivité énergétique.
NB	42 %	19 %	26 %	-	-3 %	5 %	5 %	7 %	44 %	62 %	L'électrification des secteurs est lente avant 2030 et s'accélère de façon substantielle par la suite dans le scénario CN50.
NS	74,80 %	1 % ¹⁰	-	-	24 %	33 %	38 %	39 %	102 %	155 %	Contrairement au scénario REF, la croissance de la demande dans le scénario CN50 après 2030 est soutenue par l'électrification des transports.
PE	1,20 %	39 %	-	-	15 %	28 %	41 %	30 %	76 %	118 %	Les importations s'accroissent de 40 % d'ici 2050 pour répondre à la demande; le scénario CN50 voit les secteurs résidentiel et des transports s'électrifier de manière considérable après 2030.
NL	2,70 %	17 %	-	-	13 %	13 %	3 %	67 %	126 %	82 %	Une partie de la demande accrue dans le scénario CN50 provient de la production d'hydrogène.

Note :

- Les augmentations plus faibles de la demande d'ici 2030 dans le scénario CN50 par rapport au scénario REF s'expliquent surtout par l'accroissement de la productivité énergétique.
- Sources :
 - IESO. (2021). *Annual Planning Outlook – Ontario's electricity system needs: 2023-2042*. Independent Electricity System Operator (IESO).
 - Hydro-Québec Distribution. (2021). *État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*.
 - NB Power. (2020). *Integrated Resource Plan*. New Brunswick Power Corporation.
 - Nova Scotia Power Inc. (2021). *2021 10-Year System Outlook, for Nova Scotia Utility and Review Board*.
 - Maritime Electric Company. (2020). *Integrated System Plan*.
 - Newfoundland and Labrador, Board of commissioners of public utilities. (2020). *Rate mitigation options and impacts – Muskrat Falls – Final Report*.

Les résultats des PEC2021 mettent en relief les éléments suivants :

- **La demande d'électricité augmente beaucoup et de manière rapide en Ontario, en Nouvelle-Écosse et à l'Île-du-Prince-Édouard dans les scénarios REF et CN50** (en d'autres termes, l'accroissement de la demande devrait être important, et ce, sans même fournir d'efforts supplémentaires pour réduire les émissions de GES);
- **La demande d'électricité croît beaucoup plus rapidement après 2030 dans le scénario menant à la carboneutralité**, et ce, dans toutes les provinces.

En comparant ces résultats avec les prévisions des services publics, il est possible de tirer les conclusions suivantes :

- **Pris dans leur ensemble, les services publics d'électricité des provinces semblent sous-estimer la croissance de la demande d'électricité associée à l'atteinte des objectifs de carboneutralité.** En Ontario et en Nouvelle-Écosse, même si l'on tient compte de l'impact potentiel des programmes de gestion de la demande proposés par les services publics, les prévisions de croissance de la demande ne semblent pas correspondre aux objectifs de carboneutralité du Canada d'ici 2050. Les prévisions des autres provinces peuvent sembler mieux rendre compte des efforts requis par la transition énergétique, du moins pour le jalon 2030, mais ces prévisions incluent de nouvelles sources de demande pour la croissance industrielle qui ne sont pas prises en compte dans la demande prévue par les PEC2021.

¹⁰ Les prévisions prennent en compte les effets des programmes de gestion de la demande.

¹¹ Les prévisions du Québec sont pour 2029.

- **L'Ontario et le Nouveau-Brunswick sont les deux seules provinces à avoir des prévisions pour 2040, et le Québec est la seule province à en avoir pour 2050.** Bien que ces prévisions à long terme puissent comporter une grande part d'incertitude, elles sont susceptibles de fournir des indications pertinentes pour l'établissement d'une planification stratégique. Le développement d'infrastructures telles que les centrales hydroélectriques et nucléaires demande effectivement un temps considérable qui peut aller d'une à plusieurs décennies.

La conclusion générale que l'on peut tirer de ces résultats est que la croissance de la demande d'électricité ne doit pas être prise à la légère à court et à moyen terme, et ce pour toutes les provinces, même s'il existe des différences dans les taux de croissance. Plus important encore, cette croissance sera décuplée dans les scénarios qui prévoient une intensification des efforts de réduction des émissions de GES en vue d'atteindre la carboneutralité. Cette situation est la conséquence du rôle majeur que joue l'électrification de nombreux services énergétiques dans les trajectoires menant à la carboneutralité. À court terme, les vecteurs de la croissance de la demande d'électricité sont notamment l'accroissement considérable et nécessaire du parc de véhicules électriques, le recours aux pompes à chaleur pour le chauffage des locaux, l'utilisation accrue de l'électricité pour combler les besoins de chauffage des secteurs industriel et commercial ainsi que la multiplication des serres et l'électrification de la machinerie agricole.

Ces tendances générales ne modifient en rien le fait que les provinces font face à des défis de nature différente en ce qui concerne l'état actuel de leur réseau électrique et la planification qu'il implique.

4.2 Les défis

Bien que les défis auxquels doit se confronter le secteur de l'électricité dépendent largement de la situation particulière de chaque province, il existe aussi des points communs que l'on doit garder à l'esprit, notamment ceux qui ont été soulignés dans les conclusions des PEC2021 mentionnées ci-dessus. Le tableau 5 résume à la fois les défis généraux et ceux qui sont propres à chaque province; ces derniers seront présentés de manière plus détaillée dans les sections suivantes.

Les défis communs ne sont pas classés par ordre de priorité ni par ordre chronologique d'intervention. Ils sont classés en fonction du niveau d'influence des compagnies de services publics d'électricité sur ces défis (voir section 4.2.1). En ce qui concerne les défis propres aux provinces, aucune classification n'a été effectuée. Les numérotations

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

indiquées dans le Tableau 5 ont pour unique objectif de simplifier les références aux différents défis dans le reste du rapport.

Tableau 5 – Aperçu des défis communs et propres à chaque province

Défis communs	Défis propres à chaque province	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Intégration de grandes quantités de production variable 2. Remplacement ou modernisation des infrastructures de transport et de distribution vieillissantes pour les adapter à l'évolution de la distribution de la demande 3. Adaptation du fonctionnement des régies de services publics à la privatisation de la production 4. Adaptation des structures tarifaires à l'évolution des structures de coûts 5. Clarification du rôle des technologies émergentes 6. Détermination du rôle potentiel de l'hydrogène dans le futur 7. Planification de l'augmentation globale de la dépendance de la société envers l'électricité 8. Satisfaction de l'augmentation prévue de la demande induite par les efforts de réduction des GES 9. Adaptation aux nouveaux facteurs de la demande 10. Adaptation aux nouveaux modes de consommation 11. Gestion et prévention des menaces croissantes touchant la cybersécurité et résultant de l'utilisation de certaines technologies 12. Adaptation des systèmes électriques aux impacts des changements climatiques 	<p>Ontario</p> <p>ON.1. Pénuries de capacité dues à la réfection des installations nucléaires</p> <p>ON.2. Incompatibilité entre la nouvelle production d'électricité à partir du gaz naturel et les objectifs de réduction des GES</p> <p>ON.3. Nécessité de moderniser les infrastructures de transport de l'électricité à l'intérieur de la province</p>	<p>Québec</p> <p>QC.1. Coût des nouveaux approvisionnements + expiration des contrats d'approvisionnement à long terme</p> <p>QC.2. Rentabilité des exportations et des projets de ligne de transport (compte tenu du prix du gaz naturel)</p> <p>QC.3. Rôle potentiel des grands barrages d'Hydro-Québec en ce qui concerne la production variable dans le réseau nord-est</p> <p>QC.4. Électrification des transports et de l'industrie</p>
	<p>Nouvelle-Écosse</p> <p>NE.1. Remplacement de l'alimentation électrique de base à partir du charbon en évitant de recourir au gaz naturel</p> <p>NE.2. Déficit de capacité</p>	<p>Île-du-Prince-Édouard</p> <p>PE.1. Répondre à la demande croissante</p>
	<p>Nouveau-Brunswick</p> <p>NB.1. Remplacement de l'alimentation électrique de base à partir du charbon en évitant de recourir au gaz naturel</p> <p>NB.2. Amélioration des infrastructures de transport d'électricité</p>	<p>Terre-Neuve-et-Labrador</p> <p>TL.1. Atténuation des impacts financiers de la construction de Muskrat Falls</p> <p>TL.2. Déploiement des infrastructures d'électrification (chauffage et transport - VÉ)</p> <p>TL.3. Amélioration des infrastructures de transport d'électricité</p> <p>TL.4. Développement des exportations</p>

4.2.1 Les défis communs

Avant de présenter de manière plus détaillée la situation de chaque province, la section qui suit résume les préoccupations qui sont communes aux provinces étudiées et définit trois catégories de défis. Pour rappel, ces derniers ne sont pas classés par ordre de priorité ni par ordre chronologique d'intervention.

La première catégorie regroupe les défis internes au réseau électrique ou liés à la production de l'électricité :

1. **L'intégration de grandes quantités de production variable** nécessite une gestion différente, notamment pour répondre à la demande de pointe avec la diminution de la production de base des centrales électriques au gaz naturel et au charbon (un défi particulièrement important pour l'Ontario, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard, pour cette dernière province en raison de ses importations d'électricité en provenance du Nouveau-Brunswick).
2. **Amélioration de la capacité du réseau** – comme ce sont les provinces et les exploitants des lignes de transport qui gèrent de manière sporadique les infrastructures de transport et de distribution (qui sont vieillissantes) ainsi que l'accroissement de la demande, l'on est à même de constater qu'aucune orientation n'a été définie clairement en ce qui a trait à la façon d'optimiser cette planification d'un point de vue régional (c'est-à-dire où il est nécessaire d'accroître la capacité de transport en dehors de la satisfaction des besoins urgents). Des projets comme celui de la boucle de l'Atlantique peuvent être considérés comme un démarrage dans ce type d'initiatives, bien que ceux-ci n'aient encore apporté que peu de résultats concrets. Répondre à la nouvelle demande entraîne des besoins de densification plutôt que d'extension du réseau, ce qui peut nécessiter le recours à des équipements de distribution différents de ceux qui sont habituellement utilisés.
3. Au cours des 100 dernières années, le secteur public a traditionnellement été le principal possédant des installations de production d'électricité. Toutefois, les nouveaux producteurs d'électricité sont de plus en plus des acteurs privés dans des domaines tels que l'énergie éolienne et solaire, la production de gaz naturel et la production décentralisée d'électricité, ce qui s'accompagne, dans de nombreux cas, d'une augmentation du coût global de l'électricité. Comme cette tendance se poursuivra au cours des prochaines décennies avec l'accroissement de la production d'électricité, **les organismes de régulation se verront dans l'obligation d'adapter leur approche** en conséquence. De plus, en raison de l'impact de la répartition des revenus dans le secteur, un nouvel ensemble d'acteurs tirera des profits des réseaux électriques (y compris les producteurs

privés de services publics, mais aussi les groupes qui interviennent « derrière le compteur »).

4. Dans la majeure partie de l'Amérique du Nord, les structures tarifaires ont été généralement conçues et réglementées en fonction de situations dans lesquelles les coûts variables sont supérieurs aux coûts fixes. Un certain nombre de nouveaux facteurs rendent ce type de **structures tarifaires inadéquates pour assurer des revenus suffisants aux acteurs impliqués**, en particulier les grands services publics qui possèdent et exploitent des réseaux de transport et/ou de distribution. Les nouveaux moteurs de la demande, les profils de la demande et une part plus élevée de coûts fixes dans les coûts globaux constituent des facteurs combinés qui exigent de modifier les pratiques courantes dans ce domaine, ce qui oblige également les organismes de réglementation à s'adapter en conséquence.
5. La plupart des planifications provinciales éprouvent des difficultés à **prendre des décisions précises au sujet des technologies émergentes**. Cela a pour conséquence qu'aucune orientation n'arrive à être clairement définie, notamment en ce qui concerne le rôle des diverses options de stockage. Celles-ci comprennent les technologies relatives à la production et au stockage centralisés (par exemple, le stockage thermique ou chimique, les petits réacteurs modulaires (PRM), la bioénergie associée au CSC et l'hydrogène), la production et le stockage décentralisés (par exemple, le solaire thermique ou le stockage dans des batteries) et la consommation (par exemple, les appareils intelligents et les systèmes CVCA). La situation est cependant quelque peu différente pour les PRM qui constituent une part importante de la planification du Nouveau-Brunswick après 2035.
6. Le gouvernement fédéral a clairement exprimé sa volonté de **développer la filière de l'hydrogène** et plusieurs études se sont penchées sur son potentiel dans les provinces du centre et de l'est (Hoornweg, et al., 2021; Zen and the art of Clean Energy Solutions et al., 2020; Zen and the art of Clean Energy Solutions et al., 2021). De plus, certaines provinces, comme l'Ontario et le Québec, ont récemment publié leur stratégie en matière d'hydrogène (MERN, 2022; Ontario Ministry of Energy, 2022). Cependant, il y a peu de compagnies de services publics d'électricité qui ont essayé de prévoir son utilisation éventuelle dans le cadre de leur planification, que ce soit pour soutenir la résilience du réseau, apporter de la flexibilité dans le stockage ou permettre d'éviter le gaspillage d'électricité, entre autres choses.
7. Alors que l'électrification est considérée comme une stratégie clé pour réduire les émissions de GES et accroître la productivité énergétique dans l'avenir, l'électrification à grande échelle des services dans tous les secteurs entraînera

une plus grande dépendance de l'économie envers les réseaux électriques. La résilience et la fiabilité de ces réseaux revêtent donc une importance cruciale pour la planification du développement et de la modernisation des infrastructures.

La deuxième catégorie regroupe les défis externes au réseau électrique qui sont soumis à l'influence partielle des services publics, soit les défis pour lesquels les services publics ou les principales parties prenantes peuvent modifier les moteurs ou les causes fondamentales qui régissent la demande par l'adoption de mesures stratégiques :

8. Comme le montre le tableau 4, de nombreux services doivent être rapidement électrifiés pour permettre aux provinces de continuer à progresser vers la carboneutralité d'ici 2050. Les projections provinciales les plus élevées prévoient un accroissement de la demande de 26 % d'ici 2040, une estimation qui est nettement inférieure aux projections des PEC2021. Ce constat s'applique au scénario du statu quo ainsi qu'aux scénarios menant à la carboneutralité, mais plus particulièrement à ces derniers, ce qui souligne **l'écart qui existe entre la planification de la demande et les besoins en électricité induits par les trajectoires menant à la carboneutralité.** L'accroissement de la demande suscite également des inquiétudes en ce qui a trait à la capacité de répondre à la demande de pointe et à la baisse des revenus d'exportation si une plus large part de la production interne devait servir à satisfaire la demande locale plutôt qu'à alimenter les exportations. Bien que certaines provinces prévoient d'ambitieuses améliorations au chapitre de l'efficacité énergétique en vue de compenser l'augmentation globale de la demande, il demeure cependant peu probable que de telles mesures puissent arriver à contrecarrer entièrement cette tendance.
9. **Les nouveaux moteurs de la demande modifient les profils de charge, y compris pour la demande de pointe.** Ce défi diffère quelque peu d'une province à l'autre, car les augmentations de la consommation d'électricité dans l'agriculture (par exemple, les serres), le secteur commercial (par exemple, les cryptomonnaies), l'industrie (par exemple, les procédés de fabrication électriques) et le chauffage des locaux dans les bâtiments varient beaucoup en importance compte tenu des profils actuels de consommation d'énergie. En revanche, l'électrification des transports présente de nombreuses similitudes d'une province à l'autre.
10. **Les modèles de consommation sont appelés à changer,** notamment à cause des nouveaux moteurs de la demande (voir ci-dessus). À titre d'exemple, prenons le cas des batteries. Comme celles-ci sont moins efficaces en hiver, la demande augmentera dans les secteurs du transport et du chauffage des bâtiments pendant cette saison, ce qui pourrait rendre la gestion des périodes de demande de pointe plus complexe.

La dernière catégorie comprend les défis externes au réseau électrique pour lesquels les services publics ou les parties prenantes ont peu ou pas de contrôle sur les principaux moteurs ou causes de la demande d'électricité :

11. Les innovations technologiques comme les compteurs intelligents, les capteurs et les autres outils de contrôle rendent les réseaux beaucoup plus flexibles et capables de répondre aux besoins générés par l'électrification des économies du centre et de l'est du Canada. Cette flexibilité s'accompagne cependant d'un **risque accru de cyberattaques.**
12. **Les changements climatiques entraînent un accroissement de la fréquence des phénomènes météorologiques extrêmes (chaleur et froid extrêmes, tempêtes, etc.), ceux-ci faisant augmenter les risques de détériorations physiques des infrastructures.** La résilience des réseaux électriques demeure donc un élément essentiel, mais les changements climatiques affectent également la demande, notamment en augmentant les besoins de refroidissement ou de chauffage des locaux lors de conditions estivales ou hivernales extrêmes. Pour relever ce défi, RNCan et Sécurité publique Canada coordonnent leurs efforts afin d'élaborer une stratégie nationale.

Après avoir présenté les défis qui sont communs à l'ensemble des provinces, les prochaines sections préciseront les défis plus spécifiques auxquels chaque province doit faire face.

4.2.2 L'Ontario

L'Ontario est confronté aux principaux défis suivants :

ON.1.

- Les Perspectives annuelles de la SIERE prévoient que l'accroissement de la demande conduira à des pénuries de capacité à partir du milieu des années 2020. Cette situation sera notamment causée par la fermeture de la centrale nucléaire de Pickering et la réfection des centrales nucléaires de Bruce et de Darlington. Un autre facteur qui contribuera à cette pénurie est celui de l'expiration de plusieurs contrats d'approvisionnement en électricité qui, dans la plupart des cas, concernent l'électricité produite à partir du gaz naturel. Cependant, **ces prévisions sont déjà bien inférieures à l'accroissement de la demande d'électricité qui sera nécessaire pour répondre aux tendances actuelles en matière d'électrification ainsi qu'à la demande supplémentaire à prévoir si les efforts de réduction des émissions de GES doivent intensifier cette électrification.**

ON.2.

- De plus, **le renouvellement des contrats visés arrivant à échéance pourrait entrer directement en conflit avec les objectifs de réduction des émissions de GES**, ou celui-ci pourrait être affecté par la hausse des prix du carbone, étant donné que ces contrats concernent principalement la production d'électricité à partir du gaz naturel. Il en va de même pour la production des centrales alimentées au gaz naturel récemment acquises par Ontario Power Generation.

ON.3.

- Compte tenu de la structure particulière des zones de transport d'électricité en Ontario, **les travaux qui ont été entrepris pour améliorer la capacité de transport de l'interface doivent être révisés pour tenir compte des défis inhérents qui ont été précisés au point précédent**. De plus, il semble que l'on n'accorde qu'une attention limitée à la capacité des lignes de transport dédiées aux importations et aux exportations, même si cet aspect pourrait s'avérer essentiel pour pouvoir répondre à cette demande accrue.

Fondamentalement, bien que le document de planification de la SIERE s'engage à tenir compte de la mise en œuvre de plusieurs solutions pour relever ces défis, il ne définit que peu d'orientations qui soient claires.

4.2.3 Le Québec

Les principaux défis auxquels le Québec est confronté sont les suivants :

QC.1.

- Le coût moyen de l'approvisionnement à long terme est plus de trois fois supérieur au coût de l'électricité patrimoniale pour la période 2019-2021. Par conséquent, **l'augmentation de la proportion d'énergie non patrimoniale dans les approvisionnements futurs aura un impact sur la facture d'électricité des consommateurs**. De plus, bien que HQP soit copropriétaire avec Nalcor de la centrale de Churchill Falls (HQP détenant 34,2 % et Nalcor 65,8 % des parts), le contrat de vente de l'électricité produite à Churchill Falls à HQP au tarif de 0,2 ¢/kWh (pour environ 30 TWh/année, soit environ 15 % du total des ventes d'Hydro-Québec) se termine en 2041. Ce qui arrivera à l'expiration de ce contrat n'est pas encore clairement défini.
- **L'expiration des contrats d'approvisionnement à long terme** se produira pour ainsi dire de manière continue à partir de 2026, en ce qui concerne l'énergie éolienne et les petites centrales hydroélectriques.

QC.2.

- La forte proportion de gaz naturel dans le bouquet électrique des États de la Nouvelle-Angleterre et de New York fait baisser les prix du marché de gros à court et moyen terme (le prix moyen était inférieur à 50 \$/MWh au cours des cinq dernières années sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre). Cette situation suscite **des interrogations concernant la rentabilité des exportations et des projets de lignes de transport d'électricité (avec les États de la Nouvelle-Angleterre et de New York) et leur impact sur les prix locaux de l'électricité**. Il est difficile de définir avec exactitude ce que sera l'avenir du gaz naturel à long terme dans ces États, de même que l'impact que celui-ci aura sur les marchés de l'électricité.
- **L'Ontario pourrait être une destination d'exportation intéressante pendant la période de réfection de ses centrales nucléaires**, mais ni l'Ontario ni le Québec n'ont envisagé cette option à ce jour.

QC.3.

- Les barrages d'Hydro-Québec peuvent jouer un rôle capital dans un contexte de très forte pénétration des sources d'énergie variables dans les réseaux électriques du nord-est du pays, notamment en offrant des services d'équilibrage du réseau et de stockage à long terme (saisonnier, annuel ou pluriannuel). **Le service public se doit donc de déterminer le rôle que les installations électriques de la province peuvent jouer à l'échelle régionale, et préciser la façon de gérer ces réservoirs si ceux-ci sont appelés à remplir ces fonctions.**

QC.4.

- **Les enjeux de décarbonation au Québec sont principalement liés au transport et à l'industrie**. Ces deux secteurs contribueront à l'accroissement de la demande d'électricité en plus des autres marchés émergents (véhicules électriques, serres, centres de données, etc.).
- **Les besoins de modernisation du réseau de distribution dans le cadre de l'électrification des services** sont un fait qui est déjà connu, mais les coûts et les défis inhérents à cette modernisation sont actuellement peu documentés, ce qui empêche d'évaluer l'ampleur de la tâche avec justesse.

4.2.4 Le Nouveau-Brunswick

Les principaux défis auxquels le Nouveau-Brunswick est confronté sont les suivants :

NB.1.

- **Le remplacement de la production au charbon de la centrale de Belledune après 2030, surtout pendant les mois d'hiver**, est un enjeu majeur. Comme l'échéance de 2030 est trop rapprochée pour espérer que des PRM puissent être mis en service (cela semble être le plan à plus long terme), le gouvernement soutient que s'il ne peut maintenir la centrale de Belledune en activité, il sera dans l'obligation de construire une centrale électrique au gaz.

NB.2.

- **Les contraintes et les besoins futurs en matière de transport d'électricité ne sont pas clairement définis, car ils dépendront largement de la stratégie qu'adoptera la province pour développer le commerce de l'énergie.** Le plan intégré des ressources prévoit surtout des travaux de modernisation et de remplacement des infrastructures de transport d'électricité plutôt qu'un accroissement de la capacité. Il existe également des possibilités d'accroître la capacité de transport avec les administrations voisines. Cette option permettrait au Nouveau-Brunswick d'augmenter les importations d'énergie en provenance du Québec et, potentiellement, les exportations vers la Nouvelle-Écosse. Énergie NB a récemment conclu une entente avec Hydro-Québec en vertu de laquelle les deux services publics envisagent de construire de nouvelles interconnexions entre le Québec et le Nouveau-Brunswick.

4.2.5 La Nouvelle-Écosse

Les principaux défis de la Nouvelle-Écosse sont les suivants :

NE.1.

- La province possède un faible de potentiel hydroélectrique et, pour le moment, aucune installation nucléaire. Elle risque ainsi de rencontrer **des problèmes d'alimentation électrique de base au fil des années en raison de la mise hors service des centrales au charbon (horizon 2040) et de la réfection des centrales hydroélectriques.** Parmi les options susceptibles de permettre de résoudre ce problème, notons la mise en œuvre de programmes de gestion de la demande, l'accroissement des importations d'électricité, le recours au stockage de l'énergie (centralisé et/ou décentralisé) et l'exploitation de centrales électriques à combustibles associée à l'utilisation de technologies de captage du carbone.
- Le plan de NSPI prévoit l'ajout de deux centrales au gaz naturel, la première en 2026 (150 MW) et la deuxième en 2030 (100 MW). **Ce type de centrales au gaz ayant une durée de vie de 30 à 40 ans, il devient donc difficile de concilier cette stratégie avec l'objectif d'atteindre la carboneutralité en 2050.**

NE.2.

- **Un déficit de capacité estimé aux environs de 73 à 80 MW entre 2022 et 2024.**
- Pour combler en partie le déficit de capacité projeté, NSPI envisage d'ajouter des installations de production d'électricité à partir du gaz naturel, mais la Nouvelle-Écosse ne produit plus ce combustible depuis 2018. **Une augmentation de la demande en gaz naturel soulève des enjeux en matière de coûts, mais il y en a également d'autres qui concernent les infrastructures de transport/distribution.**

4.2.6 L'Île-du-Prince-Édouard

Les principaux défis de l'Île-du-Prince-Édouard sont les suivants :

PE.1.

- Pour répondre à l'augmentation considérable de la demande d'électricité tout en continuant à réduire les émissions de GES du secteur de l'électricité, il sera nécessaire d'accroître la capacité éolienne (et plus tard solaire), mais aussi d'augmenter potentiellement les importations d'électricité à faibles émissions de carbone à partir du Nouveau-Brunswick. Cette situation crée plusieurs défis : premièrement, **l'augmentation de la capacité éolienne et solaire réduit la dépendance envers les importations, mais accroît le problème de l'alimentation électrique de base**; deuxièmement, **la dépendance à l'égard des importations provenant du Nouveau-Brunswick implique une dépendance par rapport aux problèmes auxquels le Nouveau-Brunswick est confronté**, alors que l'Île-du-Prince-Édouard a peu d'influence sur les décisions prises par cette province; et troisièmement, le rôle du stockage reste encore à être défini, alors qu'il constitue un élément essentiel pour faire face aux deux premiers défis.
- **Une part importante des émissions provenant du chauffage des locaux dans les bâtiments découle de l'utilisation de combustibles fossiles; remplacer ceux-ci par des systèmes électriques accroîtrait également la demande.** Le gouvernement provincial a lancé un programme pour remplacer ces combustibles par la biomasse dans les édifices gouvernementaux, même si cette mesure doit entraîner une augmentation des émissions résiduelles.

4.2.7 Terre-Neuve-et-Labrador

Les principaux défis que Terre-Neuve-et-Labrador doit relever sont les suivants :

TL.1.

- Une fois que le projet de Muskrat Falls sera entièrement mis en service, Terre-Neuve-et-Labrador disposera d'un surplus d'électricité. Des études ont été menées afin de pouvoir identifier les meilleures stratégies à utiliser pour gérer le

surplus d'électricité et **atténuer les impacts financiers du complexe de Muskrat Falls** (voir sous-section 3.6.1).

TL.2.

- **L'électrification du chauffage des locaux commerciaux et institutionnels, ainsi que du secteur du transport**, implique des efforts considérables en ce qui a trait à sa mise en œuvre car il existe actuellement très peu d'infrastructures installées, notamment les bornes de recharge pour les véhicules électriques.

TL.3.

- L'importance critique du Réseau interconnecté du Labrador (c'est le seul lien entre le Labrador et Terre-Neuve), du Lien maritime et de la fiabilité de l'approvisionnement en électricité de la péninsule d'Avalon. Avec **la mise hors service de trois groupes électrogènes à la centrale électrique de Holyrood**, il ne restera pratiquement plus de capacité de production d'électricité sur la péninsule, même si c'est à cet endroit que résident la plupart des clients du Réseau interconnecté de l'île.

TL.4.

- **Le développement des exportations d'électricité** : premièrement, la stratégie d'exportation qui sera adoptée à l'égard des éventuels surplus générés par le projet de Muskrat Falls pourrait maximiser les revenus et contribuer ainsi à atténuer l'impact financier de ce projet. À l'heure actuelle, le seul contrat d'exportation signé concernant ces installations lie Terre-Neuve-et-Labrador et la Nouvelle-Écosse. Il reste 2 à 3,5 TWh qui sont disponibles chaque année pour l'exportation. Deuxièmement, grâce au Lien maritime, Terre-Neuve est maintenant connectée à la Nouvelle-Écosse depuis 2018, ce qui complète la boucle énergétique du Canada atlantique. Cependant, selon les options qui seront retenues lorsque le contrat de Churchill Falls avec le Québec arrivera à échéance, la capacité de transport de l'électricité pour l'exportation pourrait constituer un enjeu de taille.

5 Les priorités en matière de planification stratégique

Les données présentées dans le Tableau 4 – Croissance de la demande d'énergie électrique par province dans les scénarios REF et CN50 (par rapport à 2016) – démontrent l'ampleur du fossé qui existe entre la planification actuelle des services publics d'électricité du centre et de l'est du Canada et les efforts qu'il faudra fournir pour pouvoir atteindre les objectifs climatiques des gouvernements provinciaux et fédéral. Les services publics d'électricité ont non seulement tendance à minimiser la croissance future de la demande qu'entraînera l'électrification de l'économie, on note également un manque de vision à long terme concernant les trajectoires possibles qu'il serait souhaitable d'adopter pour soutenir les efforts de décarbonation par l'électrification. À ce manque de vision à long terme s'ajoute le fait que le déploiement des infrastructures électriques (sites de production, lignes de transport, postes de transformation, lignes de distribution) nécessite un laps de temps pouvant aller de quelques années à des décennies, ce qui pourrait conduire à une impasse. L'Ontario est actuellement confronté à une telle situation car on prévoit que l'intensité carbone de son réseau électrique devra connaître un accroissement de 600 % d'ici 2040 pour être en mesure de répondre à la croissance de la demande d'électricité sur son territoire.

L'analyse qui a été faite à partir des documents de planification des services publics d'électricité accessibles au public et les résultats des PEC2021 ont permis de définir 12 défis communs (voir le Tableau 5). Ces défis concernent les points suivants :

- les infrastructures de production, de transport et de distribution;
- les structures de tarifs et la réglementation;
- le développement des technologies associées à la demande (incluant la gestion de la demande); et
- la résilience et la sécurité des réseaux.

À ces 12 défis communs s'ajoutent les défis spécifiques à chaque province, notamment la décarbonation de la production d'électricité pour l'Ontario, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard.

Les défis identifiés devraient être pris en compte lors de la planification de l'évolution des réseaux électriques sur le court, moyen et long terme. Cela permettrait de faire en sorte que cette planification soit compatible avec la réalisation des objectifs de décarbonation déterminés par les gouvernements et dont l'atteinte doit être soutenue par l'électrification. **À défaut de bien saisir l'ampleur et la cadence des changements qui sont nécessaires, le secteur de l'électricité risque de devenir un facteur de ralentissement majeur dans le processus de décarbonation profonde de nos sociétés.**

5.1 Consultations des acteurs du secteur de l'électricité

Au cours des trois ateliers réunissant les acteurs du secteur de l'électricité dans les provinces du centre et de l'est du Canada¹, on a fait mention de plusieurs problèmes et notamment de ceux-ci :

- **La question des coûts associés aux transformations qui sont nécessaires, et de qui devra assumer ces coûts.** Les services publics d'électricité sont soumis à des régies dont l'objectif est, entre autres, de s'assurer en priorité que le coût de l'électricité soit le plus bas possible. Cette approche n'est cependant pas toujours compatible avec les objectifs de réduction des émissions de GES et elle ne favorise pas la prise en compte de ces objectifs dans la planification des réseaux électriques. Toutefois, les objectifs de décarbonation étant fixés et, pour plusieurs d'entre eux, inscrits dans la loi, la question des coûts, bien qu'elle demeure importante, ne devrait pas constituer une excuse que l'on évoque pour éviter de planifier l'avenir des réseaux électriques en fonction de ces objectifs. Une fois les besoins identifiés, il est possible d'élaborer des solutions tout en essayant de réduire le plus possible l'impact de ces investissements sur le consommateur.
- **Le manque de gouvernance pour mener à bien le projet de décarbonation dans les provinces et les différents secteurs économiques.** En l'absence d'une instance dont le rôle consisterait à coordonner les efforts de toutes les parties prenantes (les différents paliers de gouvernements, les acteurs du secteur privé, etc.), les planifications ont tendance à manquer de vision, les mesures tardent à être mises en œuvre, et, quand elles le sont, elles ne suivent pas une ou des trajectoires communes permettant d'atteindre les objectifs de décarbonation.
- **L'absence d'un environnement de développement et de planification stable (politiques publiques).** L'instabilité des politiques publiques dans certaines provinces et le manque de planification à long terme des gouvernements rendent plus difficile l'exercice de planification des services publics d'électricité. Cela a également pour effet de ralentir la dynamique des investissements des acteurs privés dans les technologies à faibles émissions de carbone.

5.2 Proposition de chantiers

À la suite de cette analyse et des consultations qui ont été réalisées, plusieurs pistes de travail ont été définies. Quelques-unes sont présentées dans le tableau ci-dessous et pourraient faire l'objet d'examen par des groupes de travail. L'objectif de ces groupes

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

consisterait à étudier les questions et les solutions qui sont possibles et souhaitables, puis à proposer des feuilles de route visant à soutenir la réalisation des solutions retenues.

Tableau 6 – Proposition de pistes de travail pour soutenir les efforts d'électrification du centre et de l'est du Canada

Thème	Questions auxquelles il faut répondre	Défis associés
A. Réglementation	<p>La réglementation actuelle dans le secteur de l'électricité est encore très axée sur la recherche du moindre coût, ce qui conduit à la prise de décisions qui ne sont pas toujours en accord avec l'atteinte des objectifs climatiques.</p> <p>Comment mettre à jour le mandat des régies de l'énergie et des services publics d'électricité afin que ces instances prennent en compte les enjeux de décarbonation de manière plus systématique?</p>	3, 8
B. Tarification	<p>L'impact potentiel des transformations du système d'électricité sur le prix de vente des kWh aux clients suscite un débat. Cependant, les consommateurs ne sont intéressés par le prix du kWh que de manière indirecte. Ils sont davantage préoccupés par la possibilité de se chauffer, s'éclairer et utiliser leurs électroménagers à coût raisonnable. Dans la plupart des cas, ce sont les services que l'énergie permet d'offrir plutôt que l'énergie elle-même qui les intéresse.</p> <p>Est-ce qu'il serait pertinent d'adopter une approche de tarification globale du service énergétique plutôt que d'établir un prix pour les clients sur la base de l'unité d'énergie consommée?</p>	4
C. Gestion de la demande	<p>Plusieurs des défis énumérés dans le Tableau 5 pourraient être en grande partie surmontés en ayant une meilleure gestion de la demande, une meilleure mise en œuvre des critères de productivité</p>	1, 2, 5, 7, 8, 9, 10

	<p>énergétique et/ou une application plus rigoureuse des mesures connues qui permettent d'améliorer l'efficacité énergétique. Ces stratégies demeurent sous-utilisées à l'heure actuelle en dépit du fait que la littérature scientifique disponible permet d'identifier très clairement plusieurs des obstacles rencontrés pour leur mise en œuvre.</p> <p>Comment mieux intégrer la mise en œuvre de stratégies de gestion de la demande pour pouvoir répondre aux défis de gestion de la demande de pointe ainsi qu'aux besoins de développement d'infrastructures actuels et à venir?</p>	
D. Résilience	<p>Bien que la dépendance de notre société à l'égard de l'électricité soit déjà très importante, celle-ci ne fera que s'accroître avec l'électrification massive des services dans tous les secteurs. De plus, nos infrastructures seront soumises à un nombre croissant d'événements météorologiques extrêmes.</p> <p>Comment prendre en compte d'une manière qui soit systématique ce besoin grandissant de résilience dans la planification et la transformation des infrastructures électriques?</p>	7, 11, 12
E. Données	<p>Pour être en mesure d'améliorer la productivité énergétique, planifier les infrastructures (production, stockage, transport, distribution) et innover en ce qui a trait à la réglementation, les modèles d'affaires et la technologie, l'on se doit de posséder une grande quantité de données sur les systèmes actuels.</p> <p>Comment faciliter l'accès aux données de façon pérenne? Et comment standardiser ces dernières afin que les acteurs du milieu puissent les utiliser plus facilement?</p>	9, 10, 12

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

<p>F. Soutien à la mise en œuvre</p>	<p>Pour élaborer des trajectoires menant à la carboneutralité qui soient crédibles, performantes et convaincantes, ainsi que pour les mettre en œuvre, l'on doit s'appuyer sur des données et des analyses probantes.</p> <p>Comment améliorer la diffusion des connaissances et des besoins entre les différentes parties impliquées dans le processus de transformation du secteur de l'électricité (gouvernements, compagnies de services publics, communautés, universités, etc.) afin que l'on accélère la mise en œuvre de cette transformation?</p>	<p>1, 2, 5, 6, 7, 8, 11, 12</p>
--------------------------------------	---	---------------------------------

6 Conclusion

En conclusion, l'on constate qu'il existe un décalage important entre la planification actuelle des services publics d'électricité du centre et de l'est du Canada et les efforts qui sont nécessaires pour atteindre les objectifs climatiques que se sont fixés les gouvernements provinciaux et fédéral.

Il existe plusieurs études mettant l'accent sur l'intégration des réseaux électriques de la région du centre et de l'est du Canada et du nord-est des États-Unis et qui proposent une approche basée sur l'optimisation des coûts du système électrique qui est nécessaire pour pouvoir répondre à une demande accrue d'électricité générée par la décarbonation de nos sociétés. En tenant compte de l'ampleur des transformations qui sont nécessaires, et surtout du rythme auquel il faudrait les mettre en œuvre, les auteurs du présent document ont choisi de proposer six chantiers axés sur différents thèmes. Ces chantiers se pencheraient ainsi sur la réglementation, la tarification, la gestion de la demande, les données, le soutien à la mise en œuvre et la résilience. Ces travaux contribueraient à fournir des outils aux différents acteurs à court et moyen termes, ce qui permettrait à ceux-ci d'harmoniser leur planification en misant sur l'atteinte des objectifs climatiques.

Les acteurs à rassembler autour de chaque chantier ne devraient pas provenir uniquement du secteur de l'électricité mais aussi des organismes qui jouent un rôle complémentaire. Ainsi, le Centre canadien d'information sur l'énergie¹² pourrait contribuer au chantier sur les données (thème E), et le Carrefour de modélisation énergétique¹³ jouer un rôle dans le cadre du chantier sur le soutien à la mise en œuvre de la transformation des infrastructures électriques (thème F).

¹² <https://information-energie.canada.ca/fr>

¹³ <https://iet.polymtl.ca/cme-emh/>

Annexe – Description des ateliers

Afin d'enrichir la réflexion menée dans ce livre blanc, trois ateliers ont été organisés entre les mois de janvier et mai 2022. L'objectif de ses rencontres était de discuter de manière ouverte, en suivant les règles de la *Chatham House*, avec des acteurs clés, des deux thèmes suivants :

- Les principaux enjeux et défis liés à l'électrification de l'économie, les effets des choix possibles sur le secteur électrique et le développement économique à travers le Québec;
- Les priorités stratégiques, dans une perspective régionale, pour aligner les initiatives d'électrification avec les attentes des gouvernements.

Le contenu de ce rapport n'engage que ses auteurs et d'aucune façon les individus et les organisations qui ont participé aux ateliers et fourni des commentaires.

Atelier des provinces de l'Atlantique

Date: 27 janvier 2022

Format: Virtuel

Partenaire d'organisation: Net Zero Atlantic (anciennement Offshore Energy Research Association of Nova Scotia (OERA))

Participants:

Darren Clark	NB Power	NB
Heather Quinn	NB Government	NB
Michael Bourque	University of New Brunswick	NB
Tim Manning	NL Hydro / Nalcor	NL
Yousaf Khan	NL Government	NL
Mitch Downton	Atlantic Policy Congress of First Nations Chiefs	NS
John Esaiw	EfficiencyOne	NS
Larry Hughes	Dalhousie University	NS
Wayne Groszko	Nova Scotia Community College	NS
Nicole Godbot	NS Power	NS
Dan Roscoe	Roswall	NS
Keith Towse	Community Wind	NS
David Miller	NS Government	NS
Heather MacLeod	PEI Government	PEI
Evan Willemsen	Aspin Kemp	PEI

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

Atelier de l'Ontario

Date: 01 mars 2022

Format: Virtuel

Partenaire d'organisation: QUEST Canada

Participants:

Thomas Timmins	Gowling WLG
Ajay Garg	Hydro One
Nazila Mottagian	Hydro One
Kausar Ashraf	Independent Electricity System Operator (IESO)
George Vegh	McCarthy Tetrault
Adam White	Powerconsumer Inc.
Tonja Leach	QUEST Canada
Tarek Abdelgalil	SNC-Lavalin
Magdy Salama	University of Waterloo
Lorne Johnson	Ivey foundation
Richard Carlson	Pollution Probe
Tim Christie	Ontario Ministry of Energy
Bradley Little	NRCan - Renewable and Electrical Energy Division

Atelier du Québec

Date: 04 mai 2022

Format: En personne

Participants:

Réal Laporte	Hydro-Québec
Daniel Mongeon	Régie de l'énergie du Québec
Philippe Bourke	BAPE
Éric Léger	Ministère de l'énergie (MERN)
Alexandre Mignault	Hydro-Québec
François Bouffard	McGill
Mark Purdon	UQAM
Loïc Boulon	UQTR
Jonathan Théorêt	Ville de Montréal, BTER
Geneviève Gauthier	Econoler
Johanne Whitmore	HEC
Pierre Fréchet	Hydro-Sherbrooke
Jean-Pierre Finet	Regroupement des organismes environnementaux en énergie
Jacque Harvey	J. Harvey Consultant & Associés Inc
Jocelyn Millette	Canmet Energy

Bibliographie

Canada

Aubin, V., Blais, M., Anjos, M. F. (2021). How Québec can support the energy transition of northeastern North America. *The Electricity Journal*, 34(6), <https://doi.org/10.1016/j.tej.2021.106972>

Electric Power Research Institute. (2021). *Canadian National Electrification Assessment: Electrification Opportunities for Canada's Energy Future*. Report 3002021160.

Gorski, J., Jeyakumar, B., & Williams, S. (2021). *Connecting provinces for clean electricity grids – Regional collaboration to unlock the power of hydro, wind and solar to decarbonize Canada's economy*.

Hoorweg, D., Wotten, D., Kauling, D., Jianu, O., & Arnouldi, E. (2021). Hydrogen: An Overview - Eastern Canada. *Transition Accelerator Reports*, Vol.3 (3). pp.1-120.

Kanduth, A., & Dion, J. (2022). *Électro-fédéralisme : Politiques pour aligner les systèmes électriques avec la carboneutralité*. L'Institut climatique du Canada.

Langlois-Bertrand, S., Vaillancourt, K., Beaumier, L., Bahn, O., Pied, M., Mousseau, N. (2021). *Canadian Energy Outlook 2021 – Horizon 2060*, with contribution from Baggio, G., Joanis, M., Stringer, T., Institut de l'énergie Trottier and e3cHub. <https://iet.polymtl.ca/en/energy-outlook/>

Liberal Party of Canada. (2021). *Forward For Everyone – Our platform at a glance*. <https://liberal.ca/wp-content/uploads/sites/292/2021/09/Platform-Forward-For-Everyone.pdf>

Saxena, S., Brookson, A., Farag, H., St.Hilaire, L., and Kim, H. (2020). Report to Natural Resources Canada Climate Change Adaptation – AP66 (Transactional Energy Framework for Net-Zero Energy Communities).

Statistics Canada. (2021). Table 25-10-0015-01 Electric power generation, monthly generation by type of electricity [Data table]. <https://doi.org/10.25318/2510001501-eng>

Statistics Canada. (2021). Table 25-10-0016-01 Electric power generation, monthly receipts, deliveries and availability [Data table]. <https://doi.org/10.25318/2510001601-eng>

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

Zen and the art of Clean Energy Solutions. (2020). Feasibility Study of Hydrogen Production, Storage, Distribution, and Use in the Maritimes, prepared for the Offshore Energy Research Association

ON

Government of Ontario. (2021). Ontario energy quarterly: electricity in Q3 2020. <https://www.ontario.ca/page/ontario-energy-quarterly-electricity-q3-2020>

IESO. (2020). Annual Planning Outlook – Ontario's electricity system needs: 2022-2040. Independent Electricity System Operator (IESO).

IESO. (2021). Annual Planning Outlook – Ontario's electricity system needs: 2023-2042. Independent Electricity System Operator (IESO).

IESO. (2021). A Progress Report on Contracted Electricity Supply (Second Quarter 2021). Independent Electricity System Operator (IESO).

La mise à jour automatique des citations est désactivée. Pour voir la bibliographie, cliquez sur Actualiser dans l'onglet Zotero. Ontario. (2018). Preserving and Protecting our Environment for Future Generations: A Made-in-Ontario Environment Plan. Government of Ontario.

Ontario Ministry of Energy. (2022). Ontario's low-carbon hydrogen strategy: A path forward.

QC

AQPER. (2021). Feuille de route 2030 – Réussir la transition énergétique et économique

Bossé, O. (December 18, 2019). GES: cible ratée pour 2020. Le Droit, <https://www.ledroit.com/actualites/politique/ges-cible-ratee-pour-2020-9298effeed62dad38fafaf65d145af02>

Dowling, J. A., Rinaldi, K. Z., Ruggles, T. H., Davis, S. J., Yuan, M., Tong, F., Lewis, N. S. & Caldeira, K. (2020). Role of long-duration energy storage in variable renewable electricity systems. *Joule*, 4(9), 1907-1928.

Hydro-Québec Distribution. (2020). État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029. http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/529/DocPrj/R-4110-2019-B-0106-Demande-PieceRev-2020_11_16.pdf

Hydro-Québec Distribution. (2021). État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20HOD_PlanAppro2020-2029/%C3%89tat%20d'avancement%202021.pdf

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

- Hydro-Québec Distribution. (2021). Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 pour l'année 2020 - Renseignements généraux. http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/583/DocPrj/R-9001-2020-B-0004-RapAnnuel-Piece-2021_05_17.pdf
- Hydro-Québec. (2018). Rapport annuel 2017. <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel-2017.pdf>
- Hydro-Québec. (2021). *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines—2021*. <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/comparaison-prix-electricite.pdf>
- Hydro-Québec. (2019). Overview of Hydro-Québec's Energy Resources. <https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/electricity-supply-plan-2020-2029.pdf>
- Hydro-Québec. (2019). Rapport annuel 2018. <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel-2018.pdf>
- Hydro-Québec. (2020). Rapport annuel 2019. <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel-2019-hydro-quebec.pdf>
- Hydro-Québec. (2021). Rapport annuel 2020. <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel-2020.pdf>
- Hydro-Québec. (2021). Rapport annuel au 31 décembre 2020 – Autres renseignements. http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/584/DocPrj/R-9000-2020-B-0010-RapAnnuel-Piece-2021_04_16.pdf
- Hydro-Québec. (n. d.). Electricity supply contracts in force in Québec. <https://www.hydroquebec.com/electricity-purchases-quebec/electricity-contracts.html>
- Hydro-Québec. (n. d.). Ensuring sufficient supply. Retrieved on August 15, 2021, from <https://www.hydroquebec.com/projects/planning/ensuring-supply.html>
- MERN. (2022). Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies—2030.
- Régie du bâtiment du Québec. (2020). Efficacité énergétique des bâtiments autres que les petits bâtiments d'habitation : Survol de la réglementation. <https://www.rbq.gouv.qc.ca/domaines-d'intervention/efficacite-energetique/la-reglementation/autres-batiments/survol-de-la-reglementation.html>

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

Rolland, S. (July 15, 2021). Québec lancera des appels d'offres pour 780 MW d'énergie renouvelable. Le Devoir, <https://www.ledevoir.com/economie/618027/energie-renouvelable-quebec-lance-des-appels-d-offres-de-780-megawatts>

Whitmore, J. & Pineau, P.-O. (2020). État de l'énergie au Québec 2020, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, prepared for Transition énergétique Québec, Montreal

Whitmore, J. & Pineau, P.-O. (2021). État de l'énergie au Québec 2021, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, prepared for ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, Montreal

NB

NB Power. (2020). Integrated Resource Plan. New Brunswick Power Corporation.

NB Power. (2020). Planned Transmission Infrastructure Upgrades (October 2020). NB Power Transmission System Operator.

New Brunswick. (2016). Transitioning to a low-carbon economy: New Brunswick's Climate Change Action Plan. Province of New Brunswick.

New Brunswick. (2017). Update on New Brunswick Climate Change Actions. Province of New Brunswick.

Poitras, J. (November 25, 2021). *No extension past 2030 for Belledune coal-fired power plant, Ottawa says*. CBC News, <https://www.cbc.ca/news/canada/new-brunswick/belledune-coal-plant-ottawa-1.6262023>

NS

Canada Energy Regulator. (n. d.). Canada's Renewable Power Landscape 2016 – Energy Market Analysis, Nova Scotia. Retrieved September 01, 2021, from <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-commodities/electricity/report/2016-canadian-renewable-power/province/canadas-renewable-power-landscape-2016-energy-market-analysis-nova-scotia.html>

Canada Energy Regulator. (n. d.). Provincial and Territorial Energy Profiles – Nova Scotia. Retrieved on September 01, 2021, from <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/provincial-territorial-energy-profiles/provincial-territorial-energy-profiles-nova-scotia.html>

Canada Energy Regulator. (n. d.). What is in a Canadian Residential Electricity Bill?, Nova Scotia. Retrieved in Spetember 01, 2021, from <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data->

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

[analysis/energy-commodities/electricity/report/canadian-residential-electricity-bill/nova-scotia.html?=&wbdisable=true](https://www.ec.gc.ca/energy-commodities/electricity/report/canadian-residential-electricity-bill/nova-scotia.html?=&wbdisable=true)

Canadian Institut for Climate Choices. (September 18, 2020). Clean Growth in Nova Scotia. <https://climatechoices.ca/publications/clean-growth-in-nova-scotia/>

Emera Newfoundland and Labrador. (n. d.). The Maritime Link project is creating benefits for Atlantic Canada and beyond. Retrieved on August 30, 2021, from <https://www.emeranl.com/maritime-link/project-benefits>

Government of Canada. (2017). Canada-Nova Scotia equivalency agreement regarding greenhouse gas emissions from electricity producers

Nova Scotia Department of Energy and Mines. (n. d.). Maritime Link/Lower Churchill Hydroelectric Project. Retrieved on September 01, 2021, from <https://energy.novascotia.ca/renewables/programs-and-projects/maritime-linklower-churchill>

Nova Scotia Power Inc. (2020). Powering a Green Nova Scotia, Together – 2020 Integrated Resource Plan

Nova Scotia Power Inc. (2021). 2021 10-Year System Outlook, for Nova Scotia Utility and Review Board

Nova Scotia Power Inc. (2021). M10109 2021 Load Forecast Report, for Nova Scotia Utility and Review Board

Nova Scotia Utility and Review Board. (2019). Municipality of the District of Guysborough (Re), 2019 NSUARB 140 (CanLII). Retrieved on September 01, 2021, from <https://canlii.ca/t/j2zpq>

Nova Scotia. (2019). The Canada-Nova Scotia Equivalency Agreement on Coal-Fired Electricity GHG Emissions. <https://ecologyaction.ca/sites/default/files/images-documents/NSE%20Equivalency%20Agreement%20Webinar%20Apr%2020202019.pdf>

Nova Scotia. (n. d.). Cap-and-Trade Program Details. Retrieved on September 01, 2021, from <https://climatechange.novascotia.ca/cap-trade-regulations>

Province of Nova Scotia. Renewable Electricity Regulations made under Section 5 of the Electricity Act, S.N.S. 2004, c. 25, O.I.C. 2010-381 (effective October 12, 2010), N.S. Reg. 155/2010, amended to O.I.C. 2021-182 (effective July 9, 2021), N.S. Reg. 110/2021

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

Whiters, P. (January 21, 2021). Nova Scotia finally gets Muskrat Falls electricity. CBC, <https://www.cbc.ca/news/canada/nova-scotia/muskrat-falls-electricity-1.5882629>

PE

Prince Edward Island. (2016). Provincial Energy Strategy 2016/17. Prince Edward Island.

Prince Edward Island. (2018). Taking Action: A Climate Change Action Plan for Prince Edward Island 2018-2023. Prince Edward Island.

Prince Edward Island. (2019). Progress Report: A Climate Change Action Plan for Prince Edward Island. Prince Edward Island.

Prince Edward Island. (2020). Net-zero Carbon Act (Bill no. 127). Prince Edward Island.

Maritime Electric Company. (2020). Integrated System Plan

NL

Commission of Inquiry Respecting the Muskrat Falls Project. (n. d.). Welcome to the Muskrat Falls Inquiry Website. Retrieved on August 30, 2021, from <https://www.muskratfallsinquiry.ca/>

Government of Newfoundland and Labrador. (2019). The Way Forward on Climate Change in Newfoundland and Labrador

Newfoundland and Labrador, Board of commissioners of public utilities. (2020). Rate mitigation options and impacts – Muskrat Falls – Final Report. <https://www.gov.nl.ca/iet/files/Reference-to-the-Board-Rate-Mitigation-Options-and-Impacts-Final-Report-2020-02-07.pdf>

Zen and the art of Clean Energy Solutions. (2021). Feasibility Study of Hydrogen Production, Storage, Distribution, and Use in Newfoundland & Labrador, prepared for the Offshore Energy Research Association

NE – NY - USA

The White House. (April 22, 2021). FACT SHEET: President Biden Sets 2030 Greenhouse Gas Pollution Reduction Target Aimed at Creating Good-Paying Union Jobs and Securing U.S. Leadership on Clean Energy Technologies. <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/04/22/fact-sheet-president-biden-sets-2030-greenhouse-gas-pollution-reduction-target-aimed-at-creating-good-paying-union-jobs-and-securing-u-s-leadership-on-clean-energy-technologies/>

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

Boyle, L. (September 08, 2021). Biden unveils plan for solar power to produce 45% of US electricity by 2050. Independent, <https://www.independent.co.uk/climate-change/news/biden-solar-electricity-power-grid-b1916498.html>

ISO New England. (n. d.). Key Grid and Market Stats – Markets. Retrieved on August 10, 2021, from <https://www.iso-ne.com/about/key-stats/markets>

Pineau, P.-O., & Langlois-Bertrand, S. (2020). Northeast Decarbonization – Opportunities and Challenges of Regional Electricity Sector Integration for High Renewable Penetration. HEC Montréal

The White House. (April 22, 2021). FACT SHEET: President Biden Announces Steps to Drive American Leadership Forward on Clean Cars and Trucks. <https://www.whitehouse.gov/briefing-room>

U.S. Energy Information Administration. (November 2, 2020). State Electricity Profiles. <https://www.eia.gov/electricity/state/newyork/index.php>

U.S. Energy Information Administration. (2022). *Annual Energy Outlook 2022*. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2022_ChartLibrary_Electricity.pdf

Autre

Bouchet, C., Pineau, P.-O. (2022). *State of Energy in Northeastern North America*, Chair in Energy Sector Management, HEC Montréal.

Brinkman, G., Bain, D., Buster, G., Draxl, C., Das, P., Ho, J., Ibanez, E., Jones, R., Koebrich, S., Murphy, S., Narwade, V., Novacheck, J., Purkayastha, A., Rossol, M., Sigrin, B., Stephen, G., & Zhang, J. (2021). *The North American Renewable Integration Study (NARIS) : A Canadian Perspective* (NREL/TP-6A20-79225). National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States). <https://doi.org/10.2172/1804702>

NPCC. (s. d.). *About NPCC*. Northeast Power Coordinating Council Inc. Consulté 30 mai 2022, à l'adresse <https://www.npcc.org/>

Pineau, P.-O. (2021). *Améliorer l'intégration et la coordination des secteurs de l'électricité gérés par les provinces du au Canada*. Institut canadien pour des choix climatiques.

Pineau, P.-O., & Ba, A. (2021). Getting on an Efficient Decarbonization Track. *Accélérateur de Transition*, Vol. 3, 5, pp. 1-139.

Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada

Rodríguez-Sarasty, J. A., Debia, S., & Pineau, P.-O. (2021). Deep decarbonization in Northeastern North America : The value of electricity market integration and hydropower. *Energy Policy*, 152, 112210. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112210>

Waite, M., & Modi, V. (2020). *Electricity Load Implications of Space Heating Decarbonization Pathways*. *Joule*, Vol. 4, 2, pp. 376-394.