

**Initiative de collaboration régionale et
d'infrastructure stratégique de l'électricité (RECSI)**

RÉGION ATLANTIQUE

Résumé À L'INTENTION
DES
RESPONSABLES DES POLITIQUES

RA-RRP



Also available in English under the title:
Regional Electricity Cooperation and Strategic Infrastructure
(RECSI): Atlantic Region - Summary for Policy Makers.

N° de cat. M134-50/2018F-PDF
ISBN 978-0-660-27492-8

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada,
représentée par le ministre des Ressources naturelles, 2018

Table des matières

RA-RRP.1 Objectif et contexte	1
RA-RRP 1.1 Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques. . .	1
RA-RRP.1.2 Plan Investir dans le Canada	2
RA-RRP.1.3 Une perspective régionale pourrait permettre d'identifier des projets d'infrastructure prometteurs..	3
RA-RRP.2 Contexte régional de l'Atlantique relativement à l'électricité et à l'énergie . . .	5
RA-RRP.2.1 Demande énergétique actuelle	5
RA-RRP.2.2 Future demande en électricité	6
RA-RRP.2.3 Approvisionnement énergétique actuel et futur	7
RA-RRP.2.4 Mesures régionales pour réduire les GES jusqu'à maintenant	9
RA-RRP.3 Les politiques fédérales modifieront les réseaux électriques régionaux.	11
RA-RRP.3.1 Accélération de la mise au rancart de la production d'électricité au charbon . . .	11
RA-RRP.3.2 Filet de sécurité fédéral pour la tarification du carbone	11
RA-RRP.3.3 Réglementation de la production d'électricité au gaz naturel	12
RA-RRP.3.4 Accords d'équivalence d'émissions avec les provinces	12
RA-RRP.4 Modélisation d'avenirs potentiels pour les réseaux électriques régionaux. . .	13
RA-RRP.4.1 Maintien du statu quo régional (MSQR)	13
RA-RRP.4.2 Description des scénarios	15
RA-RRP.5 Principales conclusions	17
RA-RRP.6 Étapes suivantes	21

L'électricité constituant la quatrième source d'émissions de GES au Canada, le Cadre présente des mesures spécifiques visant à transformer les réseaux électriques régionaux.



RA-RRP.1 Objectif et contexte

Le Résumé à l'intention des responsables des politiques (RA-RRP) du dialogue de l'Atlantique sur l'Initiative de collaboration régionale et d'infrastructure stratégique de l'électricité (RECSI) présente un sommaire des conclusions d'une étude de simulation de modélisation économique commanditée par Ressources naturelles Canada (RNCa) en collaboration avec les gouvernements du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard, de Terre-Neuve-et-Labrador et de l'Agence de promotion économique du Canada atlantique. Les exploitants des réseaux électriques provinciaux respectifs, NSPower, Emera, Énergie NB, Maritime Electric, Newfoundland & Labrador Hydro et Nalcor, ont fourni les connaissances, les données et l'expertise pertinentes pour la construction du modèle de simulation économique.

Le présent rapport donne également un aperçu des défis particuliers que doivent relever les provinces de l'Atlantique, tandis qu'elles se tournent vers un avenir sans production d'électricité au charbon au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse.

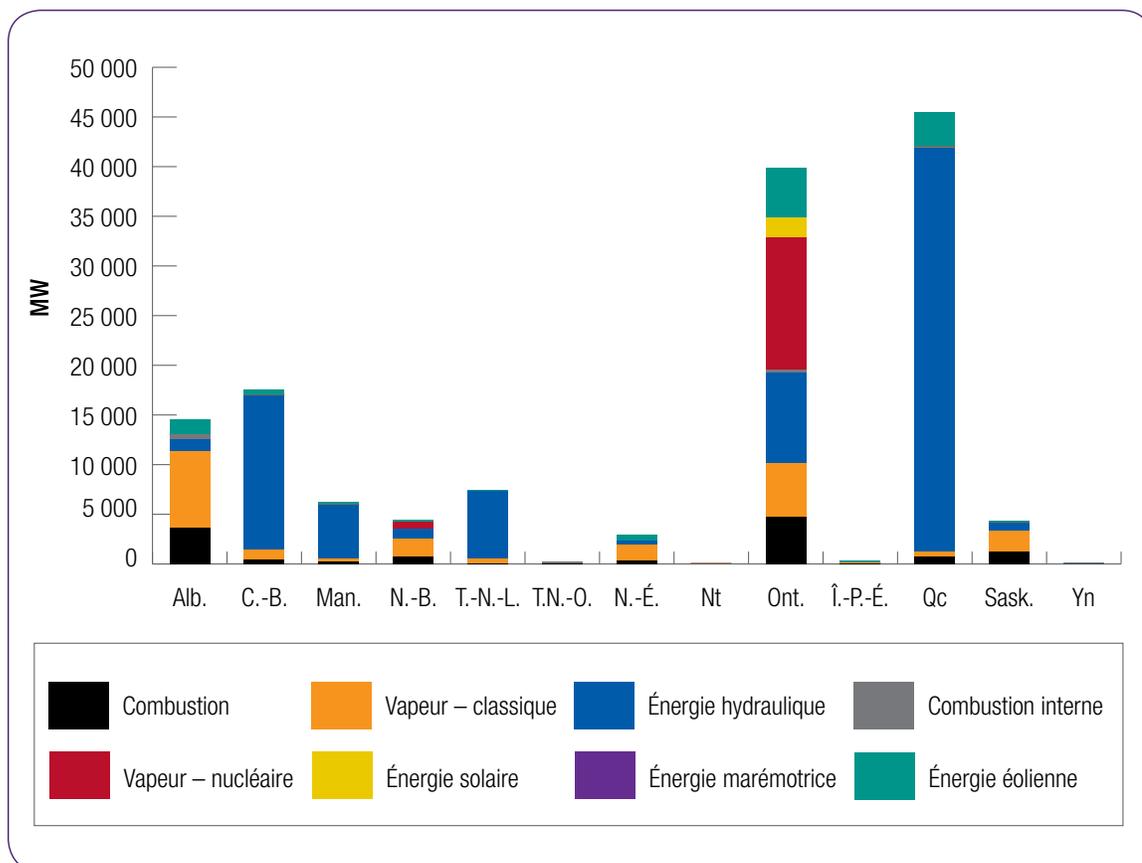
RA-RRP 1.1 Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques

Le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques présente un plan collectif visant la croissance économique en même temps que la réduction des émissions et l'adaptation aux changements climatiques. En décembre 2016, le Cadre a publié les grandes lignes d'un plan d'action collaboratif dont le but est l'atteinte ou le dépassement de l'objectif 2030 du Canada, c'est-à-dire une réduction de 30 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) par rapport aux niveaux de 2005. L'atteinte ou le dépassement de l'objectif de réduction des émissions de GES exigera des changements sur le plan de la production et de la consommation de l'énergie, y compris de l'électricité.

Au Canada, la production d'électricité provient surtout de sources non émettrices. Quatre-vingt-un pour cent de l'électricité est produite par des sources non émettrices, avec des variations régionales attribuables aux richesses naturelles provinciales (reportez-vous à la figure 1). L'électricité constituant la quatrième source d'émissions de GES au Canada, le Cadre présente des mesures spécifiques visant à transformer les réseaux électriques régionaux. Voici une liste de ces mesures : (1) l'augmentation de la quantité d'électricité

produite à partir de sources renouvelables et à faibles émissions; (2) le transport de l'énergie propre aux endroits qui en ont besoin; (3) la modernisation des réseaux électriques; et (4) la réduction de la dépendance au diesel, en collaboration avec les peuples autochtones et les communautés nordiques et éloignées.

Figure 1. Puissance installée des centrales



Source : Statistique Canada, tableau CANSIM 127-0009 ajusté aux MW

Le transport de l'énergie propre aux endroits qui en ont besoin a exigé une perspective régionale de l'électricité. La production et le transport de l'électricité sont de juridiction provinciale. Afin de déterminer le potentiel de la collaboration interprovinciale en matière d'électricité, le gouvernement fédéral a parrainé des dialogues régionaux dans le but d'identifier les projets prometteurs d'infrastructure électrique qui peuvent apporter l'énergie propre aux endroits qui en ont besoin.

RA-RRP.1.2 Plan Investir dans le Canada

Le gouvernement fédéral s'est engagé à investir dans l'infrastructure. Le gouvernement fédéral investit plus de 180 milliards de dollars, sur 12 ans, dans cinq volets d'infrastructure prioritaires : transport en commun, infrastructure verte, infrastructures sociales, commerce et transport, et communautés rurales et nordiques. Le financement se fera dans le cadre de plusieurs programmes nationaux, d'ententes négociées avec les provinces et de la Banque de l'Infrastructure du Canada.

Le volet de l'infrastructure verte appuiera les projets qui protègent les collectivités et soutiennent la transition du Canada vers une économie de croissance propre.

Le volet de l'infrastructure verte, par le biais d'ententes bilatérales intégrées (EBI), accorde 347 millions de dollars¹ au Nouveau-Brunswick; 382 millions de dollars² à la Nouvelle-Écosse; 228 millions de dollars³ à l'Île-du-Prince-Édouard et 302 millions de dollars⁴ à Terre-Neuve-et-Labrador. Un minimum de 45 % de l'affectation du volet de l'infrastructure verte de l'EBI d'une province devrait appuyer des projets de réduction des émissions de GES, tels que de nouveaux projets de transport d'électricité renouvelable. Infrastructure Canada travaillera avec les provinces et les territoires afin d'établir la priorité des projets du cadre pancanadien dans ce volet.

La Banque de l'infrastructure du Canada cherche à mobiliser des capitaux privés pour soutenir les objectifs des politiques fédérales. La Banque est une société d'État fédérale qui bénéficiera du soutien du gouvernement fédéral pour attirer des investissements institutionnels et du secteur privé dans de nouveaux projets d'infrastructure générateurs de revenus qui sont d'intérêt public. En outre, le modèle d'affaire de la Banque, qui fonctionne comme une banque commerciale ou d'investissement, est de structurer le soutien financier approprié pour les projets avec ses partenaires.

RA-RRP.1.3 Une perspective régionale pourrait permettre d'identifier des projets d'infrastructure prometteurs.

Une étude régionale a été menée afin d'identifier les projets prometteurs d'infrastructure électrique dans le Canada atlantique. Dans le cadre des dépenses de la phase I du volet infrastructures vertes, le gouvernement fédéral a affecté 2,5 millions de dollars pour stimuler la coopération régionale en matière d'électricité, par le financement d'études et de dialogues visant à identifier les projets prometteurs d'infrastructure électrique susceptibles de créer d'importantes réductions des émissions de GES. Les gouvernements, et leurs services publics respectifs, de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, de l'Île-du-Prince-Édouard, de Terre-Neuve-et-Labrador et l'Agence de promotion économique du Canada atlantique ont collaboré à la création d'un modèle de simulation de répartition économique régional visant à examiner les projets d'infrastructure électrique prometteurs afin de répondre à un ensemble de scénarios futurs de réduction du carbone.

Les coûts et avantages connexes de passer à une nouvelle composition des sources de production d'électricité ne faisaient pas partie de la présente étude.

Le rapport s'est penché uniquement sur les répercussions sur le réseau électrique. Les incidences connexes sur l'économie de la région et les avantages en matière d'air pur n'ont pas été examinées.

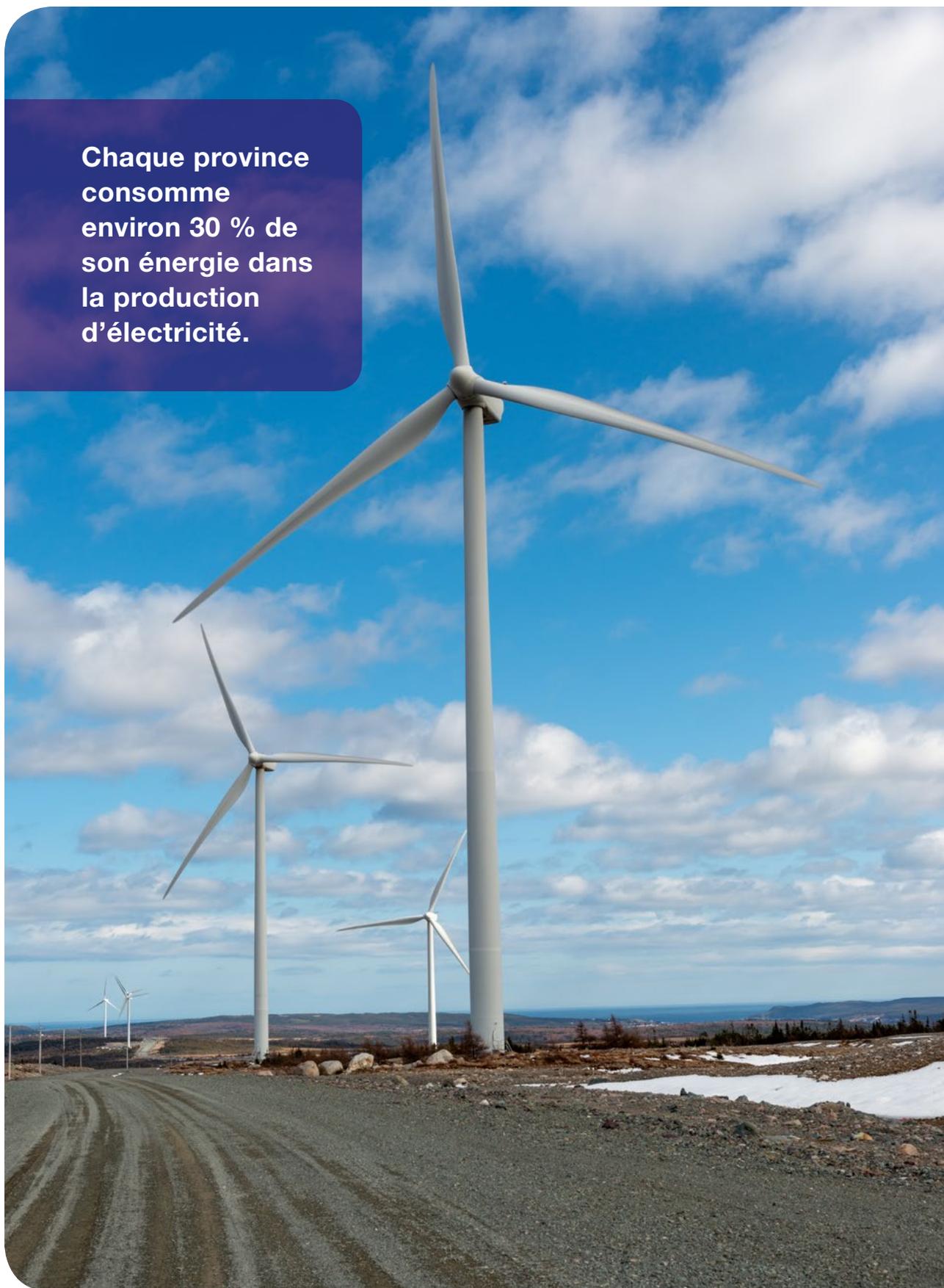
1 <http://www.infrastructure.gc.ca/plan/letters-lettres/pt-nb-fra.html>

2 <http://www.infrastructure.gc.ca/plan/letters-lettres/pt-ns-fra.html>

3 <http://www.infrastructure.gc.ca/plan/letters-lettres/pt-pe-fra.html>

4 <http://www.infrastructure.gc.ca/plan/letters-lettres/pt-nl-fra.html>

Chaque province
consomme
environ 30 % de
son énergie dans
la production
d'électricité.

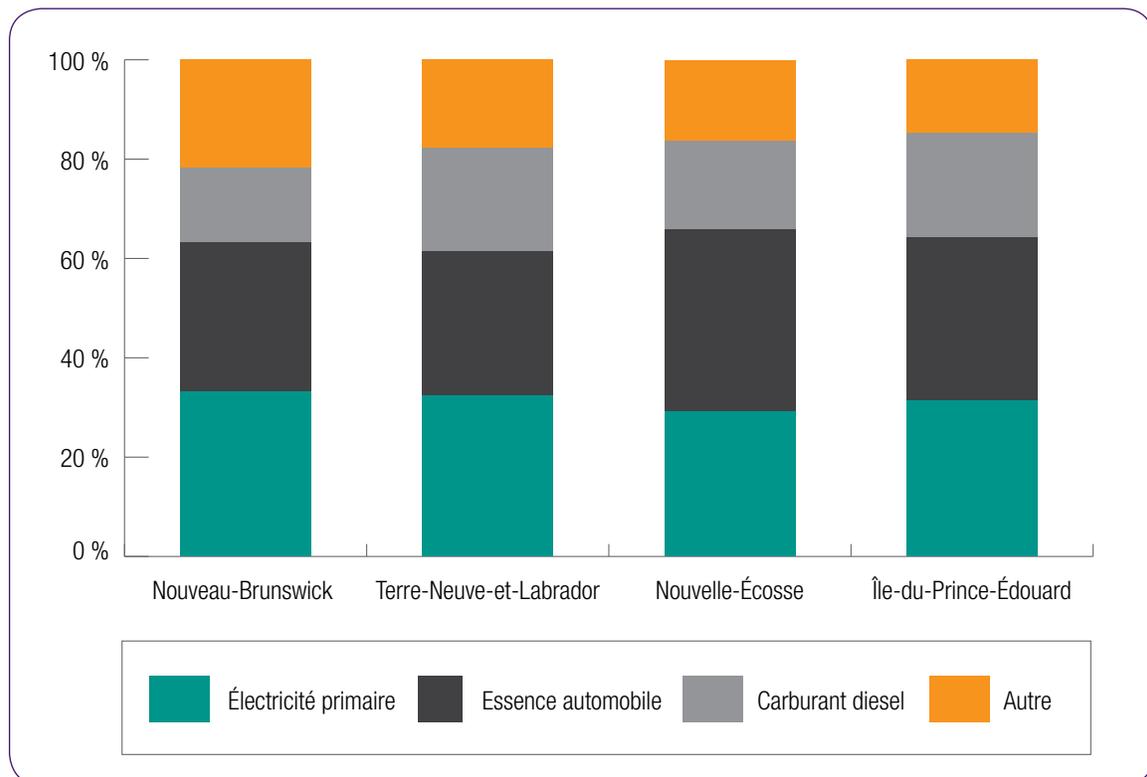


RA-RRP.2 Contexte régional de l'Atlantique relativement à l'électricité et à l'énergie

RA-RRP.2.1 Demande énergétique actuelle

La demande énergétique régionale est à son plus haut niveau dans les secteurs de l'électricité et des transports. Tel qu'illustré dans le graphique suivant, l'électricité et les transports consomment la plus grande proportion de l'énergie dans les provinces atlantiques (fig. 2). Chaque province consomme environ 30 % de son énergie dans la production d'électricité.

Figure 2. Construit à partir de la consommation d'énergie

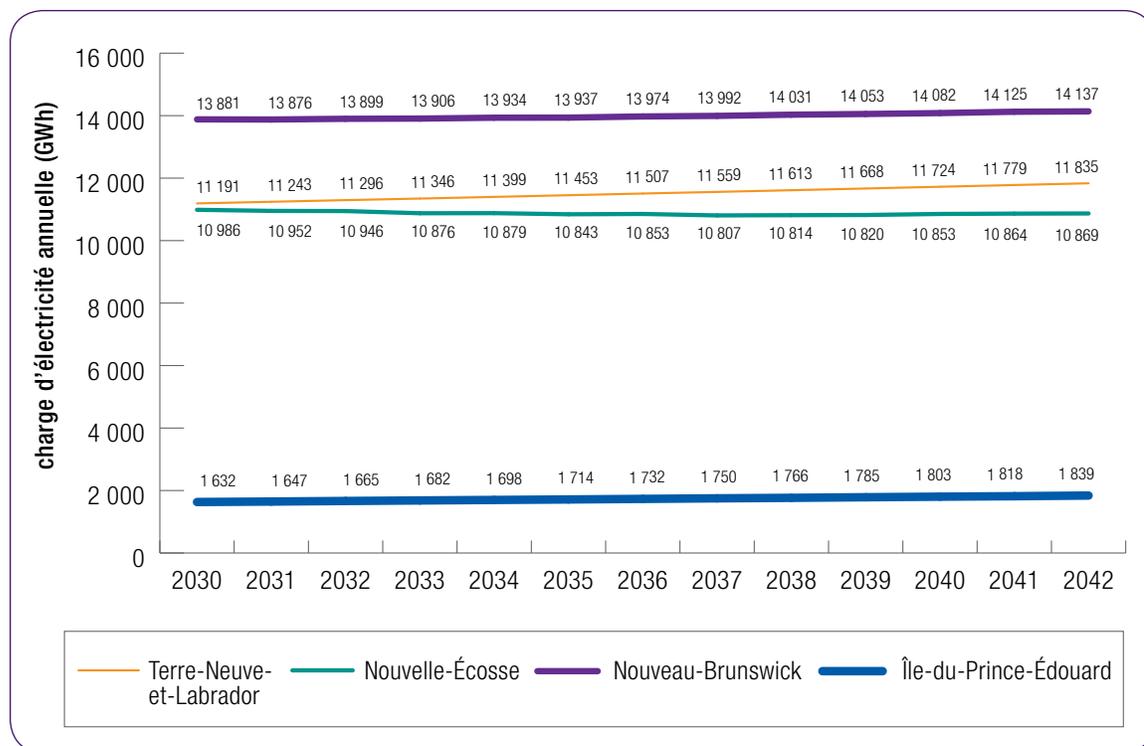


Source : Statistique Canada, tableau CANSIM 128-0016

RA-RRP.2 Future demande en électricité

La demande en électricité devrait augmenter à l'avenir. Les prévisions provinciales, fondées sur les perspectives de consommation future de leur aire de charge respective, indiquent une augmentation générale de la demande régionale d'électricité, bien que les chiffres varient selon la province.

Figure 3. Prévision de la charge électrique



Source : Rapport technique de HATCH pour RECSI dans la Région atlantique

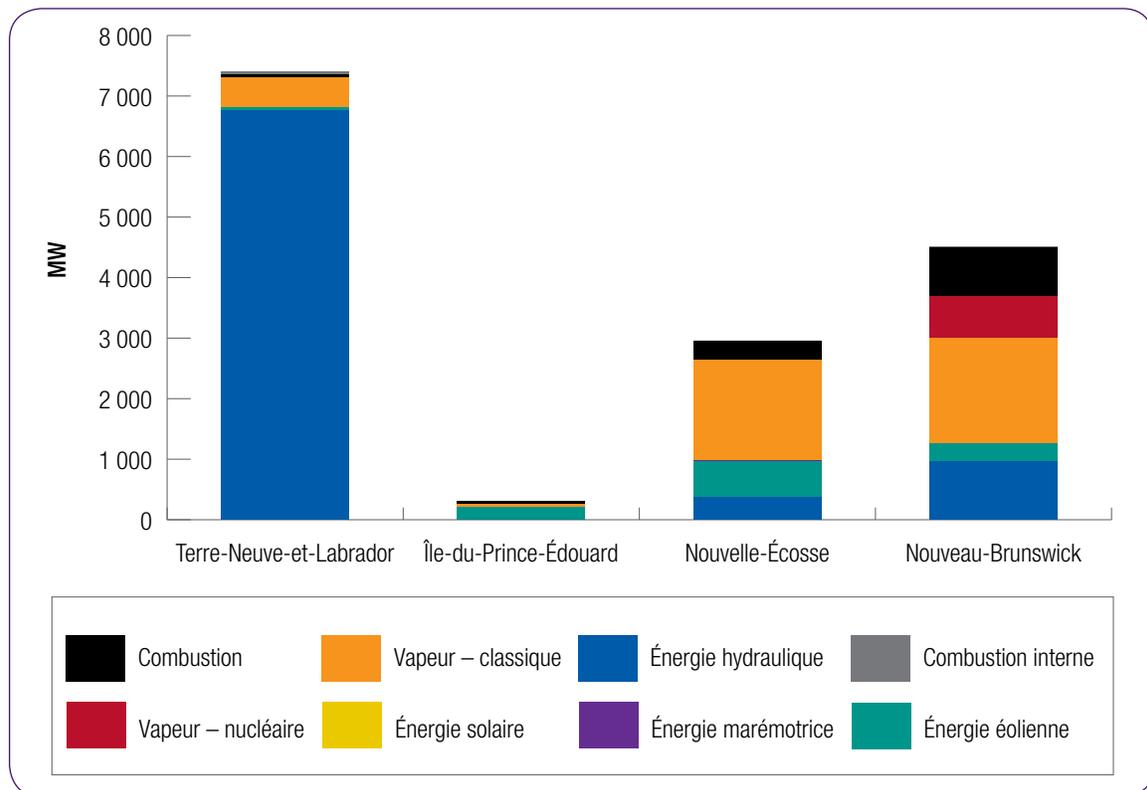
Les mesures de gestion de la demande dans la région permettent de réduire la consommation d'énergie. Au cours des trois prochaines années, le Nouveau-Brunswick vise une réduction de la consommation d'énergie dans la province de 259 GWh et une réduction de la demande annuelle aux heures de pointe de 72 MW. Cela donnera lieu à des réductions de 129 000 tonnes d'émission de GES pendant la durée de vie des mesures. En outre, le Nouveau-Brunswick a reçu plus de 50 millions de dollars pour les quatre prochaines années du Fonds pour une économie à faibles émissions de carbone en vue de programmes d'efficacité énergétique qui amélioreront les programmes et réduiront davantage la consommation et la demande d'énergie ainsi que les émissions de GES.

La Nouvelle-Écosse a mis sur pied une offre importante de programmes d'efficacité énergétique dans le secteur de l'électricité qui s'est bonifiée au cours de la dernière décennie. Depuis 2008, plus de 300 M\$ de dépenses dans des programmes d'efficacité énergétique en Nouvelle-Écosse ont produit des économies d'énergie cumulatives évaluées à 1,2 TWh. Cela a fait en sorte de ralentir la croissance des ventes d'électricité dans la province; cependant, la demande du réseau a poursuivi sa tendance à la hausse au cours de la même période.

RA-RRP.2.3 Approvisionnement énergétique actuel et futur

La Région atlantique dispose d'un approvisionnement énergétique varié. Les provinces atlantiques, grâce aux politiques provinciales et fédérales antérieures, disposent d'un approvisionnement diversifié de production d'énergie. Guidée par ses propres exigences réglementaires en matière d'électricité, chaque province s'est assurée de pouvoir disposer de sources d'électricité grâce à la construction d'installations de production et à des ententes d'importation et d'exportation.

Figure 4. Capacité de production d'électricité



Source : Statistique Canada, tableau CANSIM 127-0009

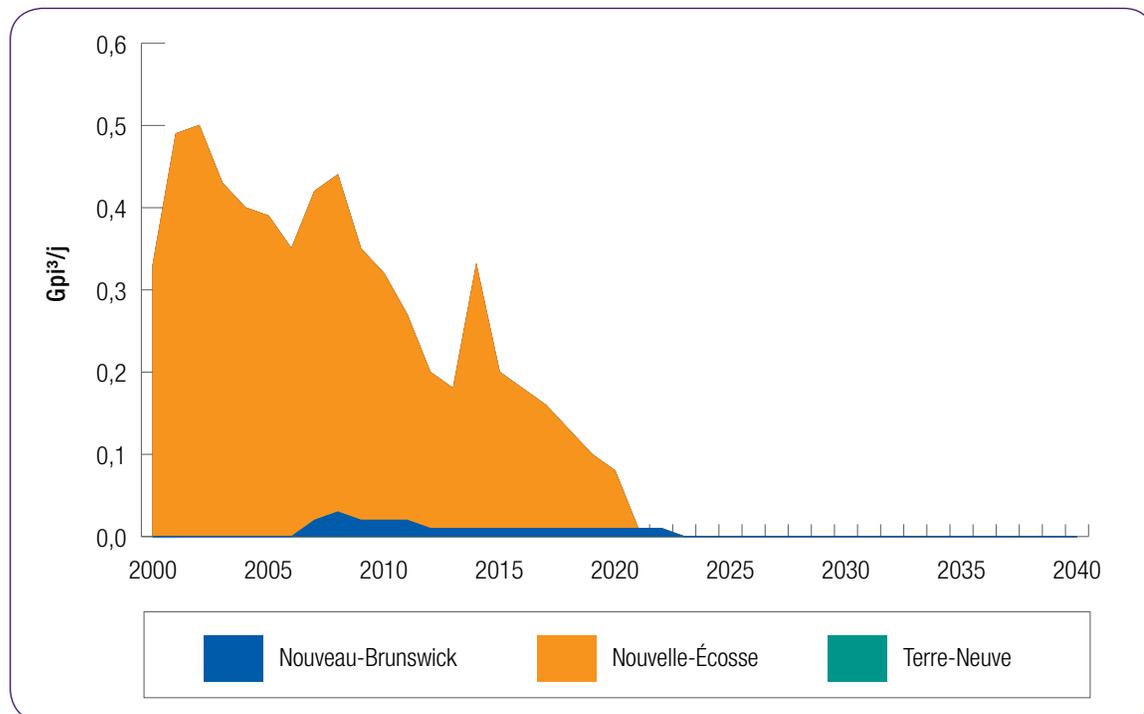
Pour la Région atlantique, l'utilisation du gaz naturel comme principal carburant de transition représenterait un défi. Le Canada atlantique s'attend à une diminution de la production locale de gaz naturel, tandis que les projets Deep Panuke et Sable sont fermés⁵, tel qu'illustré à la figure 5. Le réseau de la Maritimes and Northeast Pipeline pourrait contribuer à réduire l'ampleur de ce défi, car il pourrait permettre d'augmenter les importations de la formation de schiste de Marcellus⁶. Cela exigera d'augmenter la capacité du pipeline à travers certaines parties de la Nouvelle-Angleterre vers le réseau de la Maritimes and Northeast Pipeline. De plus, l'accès à la distribution du gaz naturel dans la région est actuellement limité au sud du Nouveau-Brunswick et à certaines parties de la Nouvelle-Écosse.

5 Supplément de l'Avenir énergétique du Canada en 2017 : Production de gaz naturel

6 Rapport sur l'approvisionnement et la demande de gaz naturel Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse 2015-2025, Atlantica Centre for Energy.

Tandis que l'infrastructure et l'approvisionnement actuels en gaz présentent un défi pour la région, Terre-Neuve-et-Labrador a découvert environ 12,6 billions de pieds cubes de gaz au large de la province, qui n'ont toujours pas été exploités⁷.

Figure 5. Prévision du gaz naturel



Source : Scénario de référence de l'Office national de l'énergie pour la production de gaz naturel canadien commercialisable

Les prix du gaz naturel au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse sont plus élevés et plus volatils que dans les autres régions du Canada, plus particulièrement en hiver⁸. Cela est attribuable en grande partie aux dynamiques distinctes du marché régional du gaz, qui comprend certaines régions de la Nouvelle-Angleterre. Les prix et les contraintes du gaz sont exacerbés par le fait que la demande atteint un sommet en hiver⁹, des capacités de stockage limitées et la nécessité d'appuyer financièrement des actifs de distribution du gaz naturel relativement nouveaux par une petite population.

Le projet Muskrat Falls de Terre-Neuve-et-Labrador, y compris ses projets de transport connexes, permettront de répondre à une partie des besoins énergétiques régionaux à compter de 2020. L'achèvement du projet évalué à environ 12,7 milliards de dollars rendra la production d'électricité de Terre-Neuve-et-Labrador 98 % renouvelable. Le projet procurera aussi à la Nouvelle-Écosse 20 % de l'électricité et de la capacité de la centrale de production de Muskrat Falls.

7 Advance 2030 A Plan for Growth in the Newfoundland and Labrador Oil and Gas Industry http://www.nr.gov.nl.ca/nr/advance30/pdf/Oil_Gas_Sector_FINAL_online.pdf.

8 Office national de l'énergie, Aperçu du marché : Prix élevés soutenus dans le marché gazier distinct des Maritimes.

9 Schémas de charges régionales, rapport technique de HATCH sur la RECSI.

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick exploite la centrale nucléaire de Pointe Lepreau depuis 1983. La centrale de 660 MW a été mise en service en 1983, remise en service après remise à neuf en 2012 et elle détient actuellement un permis d'exploitation jusqu'en 2022 avec une durée de vie jusqu'en 2040. Le site possède un permis qui permet d'y installer d'autres réacteurs. La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick explore actuellement la possibilité d'utiliser de petits réacteurs modulaires au site. Cette décision sera éclairée par les résultats de la Feuille de route du fédéral sur les petits réacteurs modulaires. Dans le cadre de l'exercice de la Feuille de route, les Laboratoires nucléaires canadiens s'attendent à mettre en service une unité de démonstration à l'un de leurs sites d'ici 2026.

La Région atlantique pourrait avoir accès à l'électricité de Churchill Falls après l'expiration d'une entente d'achat d'électricité (EAE) à long terme avec Hydro-Québec le 31 août 2041. Churchill Falls est une centrale hydroélectrique de 5 428 MW exploitée au Labrador qui est la propriété conjointe du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador et du gouvernement du Québec. La majorité de l'électricité est vendue à Hydro-Québec dans le cadre d'un contrat à long terme qui expire en 2041. Pour que l'électricité soit vendue à la Région atlantique, il faudrait renforcer le réseau de transport le long de la route entre Québec et le Nouveau-Brunswick ou sur un parcours similaire à celui qu'emprunte l'électricité de Muskrat Falls. La capacité de transmission actuelle de Muskrat Falls à la Nouvelle-Écosse, ou entre le Nouveau-Brunswick et le Québec, serait insuffisante pour le surplus d'électricité de Churchill Falls. Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador voit aussi le projet d'énergie renouvelable de 2 250 MW de Gull Island dans le cours inférieur du fleuve Churchill comme une possibilité éventuelle de développement futur.

RA-RRP.2.4 Mesures régionales pour réduire les GES jusqu'à maintenant

La Région atlantique a consenti d'importants investissements afin de réduire les émissions de GES. Le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse viennent actuellement au premier rang au Canada pour ce qui est des réductions des émissions de GES, ayant réduit leurs émissions de GES de plus de 30 % par rapport aux niveaux de 2005. La Région atlantique a vu des réductions de l'ordre de 24 % par rapport aux niveaux de 2005 et d'autres réductions sont attendues grâce au projet de Muskrat Falls. La Nouvelle-Écosse à elle seule a fait des investissements ou pris des engagements contractuels de plus de 4 milliards de dollars en nouvelle énergie renouvelable, efficacité énergétique et en transport de l'électricité grâce au projet Maritime Link au cours de la dernière décennie.

Cela n'est pas venu sans coûts pour les consommateurs d'électricité des provinces respectives. Les tarifs d'électricité ont augmenté de plus de 70 % de 2004 à 2014, menant à la Loi sur la stabilité des tarifs de la Nouvelle-Écosse. Ce coût incluait le paiement d'une nouvelle production d'électricité plus chère afin de permettre la mise au rancart d'installations de production d'électricité alimentées aux combustibles fossiles¹⁰.

¹⁰ Indicateurs canadiens de durabilité de l'environnement Émissions de gaz à effet de serre, pg. 24
https://www.canada.ca/content/dam/eccc/migration/main/indicateurs-indicators/18f3bb9c-43a1-491e-9835-76c8db9ddfa3/ghgemissions_en.pdf

L'achèvement du projet Muskrat Falls permettra à Terre-Neuve-et-Labrador de ne pas utiliser sa centrale thermique alimentée au mazout de Holyrood pour la production d'électricité de base et de rendre la production d'électricité de la province 98 % renouvelable, mais à un coût substantiel pour la province. Dans sa mise à jour du projet Muskrat Falls en 2017, Nalcor Energy évaluait que les coûts totaux du projet s'élèveraient à 12,7 milliards de dollars et feraient en sorte que les tarifs résidentiels moyens sur l'île augmentent pour passer de 11,7 cents par kWh en 2017 à 22,9 cents en 2021, même si le gouvernement provincial s'est engagé à prendre des mesures pour contribuer à atténuer la hausse.

La Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick sont en voie d'atteindre leur cible respective en matière d'émissions de GES pour 2020 et 2030. Un rapport collaboratif des vérificateurs généraux fédéral et provinciaux a récemment résumé l'état des mesures sur les changements climatiques au Canada¹¹. Le rapport a déterminé que seules cinq provinces avaient déterminé des cibles de réduction des émissions de GES pour 2020. Parmi les cinq, seuls la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick étaient en voie de respecter leurs cibles provinciales en matière d'émissions de GES pour 2020. Les deux provinces sont aussi en voie de réduire leurs émissions de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Nova Scotia Power réduira ses émissions de GES de 60 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030 grâce aux seuils d'émissions fermes imposés par la province dans le secteur de l'électricité. Même si Terre-Neuve-et-Labrador ne s'attend pas à atteindre sa cible de réduction des GES de 2020, la province s'est engagée à réduire l'écart en vue de l'atteinte de sa cible en matière d'émissions. Le gouvernement a pris des mesures clés et il s'est engagé à en faire plus pour réduire l'écart en vue de l'atteinte de la cible établie.

Nova Scotia Power réduira ses émissions de GES de 60 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030 grâce aux seuils d'émissions fermes imposés par la province dans le secteur de l'électricité.



11 Perspectives sur l'action contre les changements climatiques au Canada : un rapport collaboratif des vérificateurs généraux http://www.oag-bvg.gc.ca/internet/Francais/parl_otp_201803_f_42883.html

RA-RRP.3 Les politiques fédérales modifieront les réseaux électriques régionaux

RA-RRP.3.1 Accélération de la mise au rancart de la production d'électricité au charbon

Le règlement entourant la production d'électricité au charbon est en train de changer pour accélérer la mise au rancart des centrales. Les modifications proposées, *Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon*, accéléreront la conformité des centrales au charbon à une norme de rendement de 420 tonnes de dioxyde de carbone par gigawatt-heures (CO₂/GWh) d'ici 2030. Une ébauche de la réglementation a été publiée, pour examen public, en 2018 et la version finale de la réglementation devrait être publiée d'ici la fin de 2018. Cette nouvelle réglementation accélérera le changement permanent vers des types de production d'électricité à faibles émissions ou sans émission, comme le gaz naturel à haut rendement et les énergies renouvelables.

RA-RRP.3.2 Filet de sécurité fédéral pour la tarification du carbone

Le gouvernement fédéral entend s'assurer de la conformité des provinces en instituant un prix du carbone. Pour respecter son engagement concernant la tarification des émissions de carbone à l'échelle du pays d'ici 2018, le gouvernement fédéral a publié un modèle pour s'assurer d'englober un vaste éventail d'émissions partout au pays d'ici 2018. Le modèle offre aux provinces et aux territoires la souplesse nécessaire pour mettre en œuvre leurs propres systèmes de tarification du carbone si ce n'est déjà fait. Pour assurer la conformité, le gouvernement fédéral s'est engagé à mettre en place un filet de sécurité fédéral pour soutenir les efforts provinciaux dans la mise en œuvre de mesures de tarification des émissions de carbone.

RA-RRP.3.3 Réglementation de la production d'électricité au gaz naturel

Le gouvernement fédéral est en train de mettre au point un règlement visant à limiter les émissions de CO₂ provenant des centrales au gaz naturel, nouvelles et modifiées. Le règlement proposé cherche à limiter les émissions de CO₂ provenant des centrales électriques au gaz naturel nouvelles et modifiées en profondeur au Canada. Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) a publié les exigences en matière de rendement qui varient selon le type de technologie et la taille¹². Une ébauche de la réglementation a été publiée, pour examen public, en 2018 et la version finale de la réglementation devrait être publiée d'ici la fin de 2018.

RA-RRP.3.4 Accords d'équivalence d'émissions avec les provinces

Le gouvernement fédéral pourrait négocier avec les provinces des accords d'équivalence d'émissions. En vertu de l'article 10 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement, 1999, le ministre fédéral peut conclure un accord d'équivalence avec les provinces et les territoires, pourvu que les règlements provinciaux ou territoriaux produisent des résultats équivalents ou meilleurs que le règlement fédéral. Ainsi, le *Décret déclarant que le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon ne s'applique pas en Nouvelle-Écosse (DORS/2014-265)* constitue un exemple de méthode différente permettant d'atteindre des réductions de CO₂ équivalentes¹³.

La Nouvelle-Écosse et Environnement et Changements Climatiques Canada ont un Accord de principe en ce qui a trait à l'équivalence à la réglementation amendée sur l'électricité thermique au charbon.

Le Nouveau-Brunswick s'est engagé à trouver une source d'électricité de remplacement pour la centrale de Belledune. Un accord d'équivalence pourrait être envisagé en l'absence de carburant de remplacement économique¹⁴.

12 Pour prendre connaissance de l'ensemble des critères et des exigences en matière de rendement, reportez-vous à l'avis complet dans la Gazette du Canada Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon.

13 <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/canadian-environmental-protection-act-registry/agreements/equivalency/canada-nova-scotia-greenhouse-gas-emissions.html>

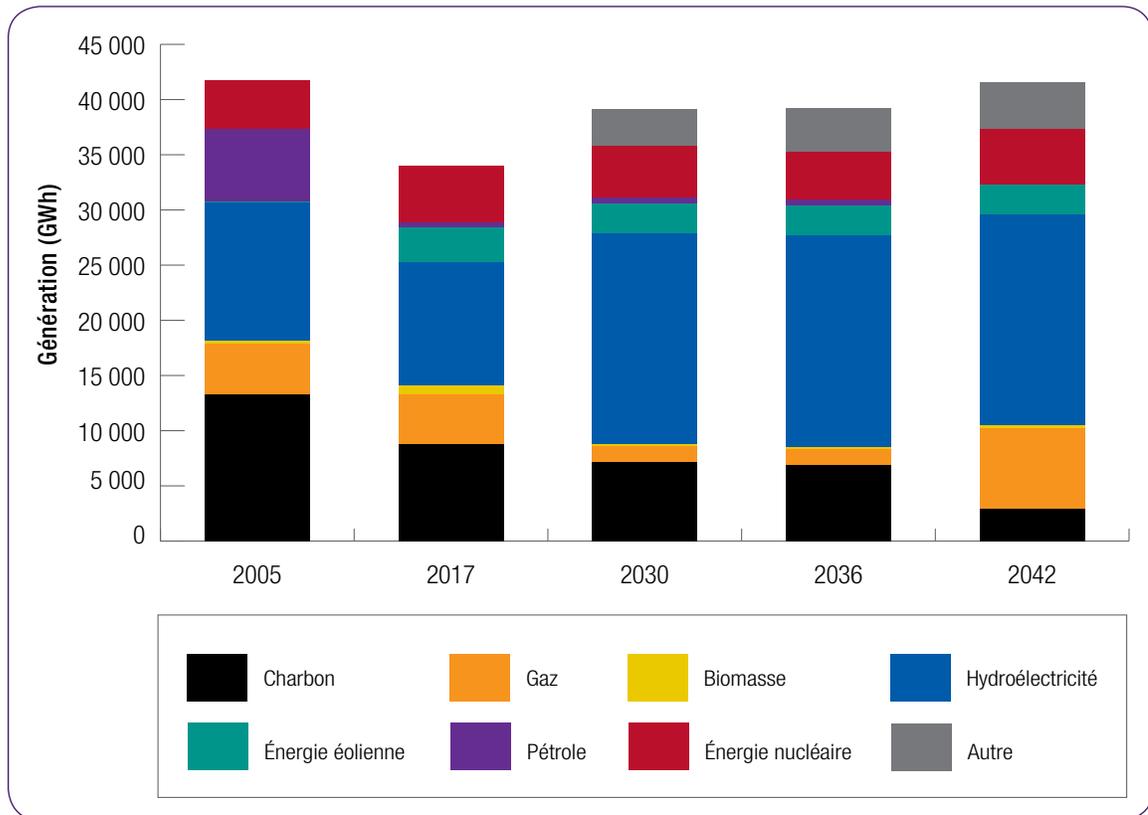
14 <http://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/nouvelles/communiqués.2017.12.1592.html>

RA-RRP.4 Modélisation d'avenirs potentiels pour les réseaux électriques régionaux

Un modèle de simulation économique de réseaux électriques a été utilisé pour trouver les moyens les plus rentables d'équilibrer l'offre et la demande d'électricité dans le Canada atlantique. Cette analyse comparait des scénarios éventuels à un scénario de référence et quantifiait les coûts et les avantages de nouvelles infrastructures comme de nouvelles lignes de transport ou de nouvelles sources de production pour répondre à la demande d'électricité.

RA-RRP.4.1 Maintien du statu quo régional (MSQR)

Le MSQR est fondé sur les derniers documents de planification de chaque exploitant de réseau respectif. Cela comprend le plan de ressources intégrées (PRI) 2017 d'Énergie NB et les analyses de planification 2017 de NS Power et de Newfoundland & Labrador Hydro. Le PRI d'Énergie NB comprend son alimentation et ses interactions avec l'Île-du-Prince-Édouard et le Nord du Maine. Toutes les mises au rancart et tous les ajouts de production planifiés pour chacune des provinces de 2018 à 2042 sont inclus dans la section du MSQR du rapport technique et se trouvent dans leurs domaines publics respectifs. Un aperçu de la production d'électricité régionale anticipée est présenté à la figure 6.

Figure 6. Productions d'électricité régionales selon le MSQR

Source : Rapport technique de Hatch

Un certain nombre de scénarios de réduction du carbone ont ensuite été examinés afin d'informer les responsables des politiques au sujet des besoins futurs potentiels des réseaux électriques. Compte tenu de l'incertitude quant aux détails de la mise en œuvre du règlement modifié sur l'électricité au charbon, l'étude a examiné divers scénarios de réduction du carbone :

- Un scénario de MSQ régional fondé sur les plans actuels de chacun des services publics pour l'avenir;
- Un scénario régional avec des seuils provinciaux d'émissions de GES plus rigoureux;
- Un scénario régional avec toute la capacité de production d'électricité au charbon mise au rancart d'ici la fin de 2041; et
- Pour se conformer au nouveau règlement fédéral sur le charbon, un scénario régional dans lequel toute la production d'électricité au charbon est retirée d'ici la fin de 2029. Puisque ce scénario présume la mise au rancart des centrales au charbon, une série de remplacements de capacité ont été modélisés, sous la forme des scénarios 4a, 4 b et 4 c ci-dessous.

RA-RRP.4.2 Description des scénarios

Compte tenu d'un avenir incertain, les services publics ont envisagé divers scénarios de production d'électricité possibles. Les scénarios énumérés ci-dessous ont été comparés à celui du maintien du statu quo régional afin de déterminer les répercussions des changements.

1. **Scénario 2 – Accords d'équivalence** : décrit un scénario dans lequel Énergie NB et NS Power continuent d'exploiter leurs centrales au charbon au-delà du 31 décembre 2029 d'une manière qui permet de réduire leurs émissions de GES par le biais d'opérations plus souples, et d'une manière qui pourrait raisonnablement être attendue d'être négociée dans un accord d'équivalence avec les gouvernement fédéral.
2. **Scénario 3 – Mise au rancart d'ici 2041 des centrales au charbon** : décrit un avenir possible où tant Énergie NB que NS Power mettent au rancart toutes les centrales au charbon d'ici le 31 décembre 2041.
3. **Scénario 4a – Nucléaire Nouveau-Brunswick** : présume que toutes les centrales au charbon sont mises au rancart d'ici le 31 décembre 2029. Pour parvenir à ce retrait accéléré, ce scénario examine la possibilité d'ajouter deux nouveaux réacteurs et de remplacer le réacteur nucléaire existant à Pointe Lepreau au Nouveau-Brunswick pour 2030. Le coût d'investissement des centrales de production d'électricité proposées de 1 200 MW (2 x 600 MW) est de 9 milliards de dollars, avec des coûts de transport connexes d'environ 900 millions de dollars.
4. **Scénario 4 b – Gull Island à Terre-Neuve-et-Labrador** : présume que toutes les centrales au charbon sont mises au rancart d'ici le 31 décembre 2029. Pour permettre cette mise au rancart accélérée, ce scénario examine un avenir possible avec la construction d'une centrale hydroélectrique de 2 250 MW située sur l'île de Gull Island, à Terre-Neuve-et-Labrador avec un coût d'investissement prévisionnel de 8,4 milliards de dollars et des coûts de transport connexes variant entre 4 et 7 milliards de dollars; cette évaluation a été fournie comme analyse provisoire par un consultant externe. Les coûts de transport connexes dépendent du tracé choisi et nécessitent de plus amples analyses.
5. **Scénario 4c – Portefeuille hybride régional** : présume que toutes les centrales au charbon sont mises au rancart d'ici le 31 décembre 2029. Pour permettre cette mise au rancart accélérée, ce scénario examine un avenir possible avec un ensemble de sources variées de production d'énergie renouvelable complétées par des centrales alimentées au gaz naturel. Ce scénario comporte de plus petites centrales hydroélectriques au Nouveau-Brunswick et à Terre-Neuve-et-Labrador, des éoliennes en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick, à l'Île-du-Prince-Édouard et à Terre-Neuve-et-Labrador, de l'énergie marémotrice en Nouvelle-Écosse, du stockage dans des batteries en Nouvelle-Écosse, des turbines à combustion en Nouvelle-Écosse et importations d'électricité et de capacité en Nouvelle-Écosse. Les ressources dans ce scénario ont été déterminées par chacun des services publics respectifs. Une analyse d'optimisation pourrait identifier des options de production d'énergie plus prometteuses.



Les centrales de production d'électricité au charbon dans la Région atlantique verront soit leur utilisation réduite, soit leur mise au rancart.

RA-RRP.5 Principales conclusions

Le réseau électrique régional de l'Atlantique changera afin de respecter le nouveau règlement sur la production d'électricité au charbon. Les centrales de production d'électricité au charbon dans la Région atlantique verront soit leur utilisation réduite, soit leur mise au rancart. Cela fera en sorte de changer l'utilisation relative des centrales de production d'électricité existantes et nécessitera une nouvelle capacité de production pour compenser. Les accords d'équivalence avec le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse auront des répercussions sur la transition vers l'abandon des centrales au charbon. L'ampleur des nouvelles sources « acheminables » dépendra fortement de la vitesse de mise au rancart des centrales au charbon.

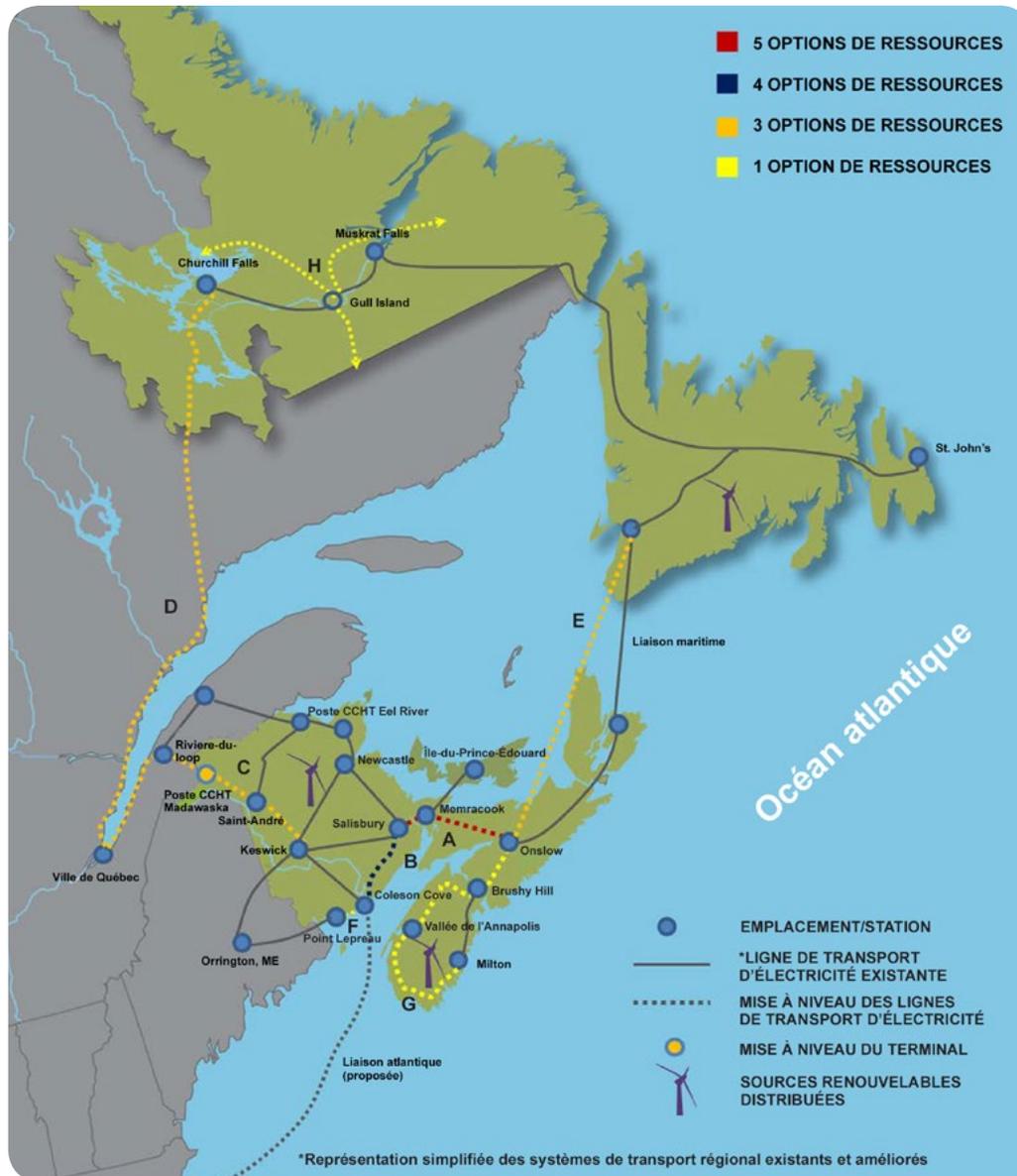
Les options pour remplacer la mise au rancart des centrales au charbon sont limitées. Comme l'indique la figure 6, les centrales au charbon fournissent 1 252 MW (52 % de la capacité de production ferme) et 467 MW (11 % de la capacité de production ferme) de production d'électricité en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick respectivement. En raison de l'approvisionnement limité en gaz naturel, tant par sources locales que par pipelines, la région se bute à d'importants défis pour remplacer la production d'électricité au charbon par des turbines à gaz à cycle combiné économiques et éconergétiques souvent utilisées dans d'autres provinces. La région devra donc soit agrandir l'infrastructure des pipelines et le stockage du gaz naturel, trouver de nouvelles sources de gaz naturel dans un marché nord-est déjà saturé, soit développer de nouvelles ressources non émettrices « acheminables » qui peuvent fournir une capacité ferme.

La mise en œuvre d'un règlement sur le charbon déterminera la taille, et l'échéancier, de tout nouveau grand projet de production d'électricité développé pour fournir la charge dans les Maritimes. Le projet hydroélectrique de Gull Island et l'agrandissement de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau sont des projets d'envergure et complexes qui exigent de longues périodes de développement. Le développement de tels projets pour fournir la charge dans les Maritimes doit être justifié par des besoins régionaux en électricité et dépend grandement des décisions de mise au rancart du charbon prises au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. Une meilleure évaluation des mérites de ces grands projets régionaux, y compris des tracés de transport optimaux, serait possible en ayant une idée plus exacte des échéanciers de mise au rancart des centrales au charbon.

Le renforcement du transport d'électricité régional pourrait permettre d'introduire plus de sources d'énergie renouvelable. Après avoir examiné diverses solutions de production d'électricité à l'échelle régionale, les planificateurs de services publics ont tous reconnu la valeur d'accroître le transport interprovincial afin de permettre un avenir avec plus de sources d'énergie renouvelable. La nécessité de renforcer le transport d'électricité a aussi été souligné dans l'Étude pancanadienne sur l'intégration de l'énergie éolienne¹⁵. En particulier, l'augmentation de l'interconnexion des réseaux de transport entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick pourrait permettre d'accroître la production et l'utilisation de l'énergie renouvelable dans la région (segment pointillé en rouge à la figure 7).

15 Étude pancanadienne sur l'intégration de l'énergie éolienne, Renforcement des lignes de transport – <https://canwea.ca/wp-content/uploads/2016/07/pcwis-section07-transmissionrenforcements.pdf>

Figure 7. Carte des lignes de transport régionales



Source : rapport technique de HATCH sur la RECSI dans la Région atlantique

Toutes les solutions énergétiques analysées nécessiteront d'importants investissements, tant de sources publiques que privées. Les coûts de chacun des scénarios de solution examinés sont importants, puisque les options 4a, 4b et 4c proposent des changements majeurs par rapport au scénario de référence « MSQR » (reportez-vous à la ligne « Changements relatifs au MSQR » du tableau 1). Bien qu'ils ne soient pas exhaustifs, les scénarios de solution fournissent tout de même une bonne représentation des défis qui se posent. Les coûts plus élevés sont principalement attribuables au fait que la région a déjà exploité les possibilités de réduction des GES à coûts moins élevés dans le secteur de l'électricité, comme mentionné dans le rapport des vérificateurs généraux¹⁶.

16 Perspectives sur l'action contre les changements climatiques au Canada : un rapport collaboratif des vérificateurs généraux http://www.oag-bvg.gc.ca/internet/Francais/parl_otp_201803_f_42883.html

Un Résumé de l'étude d'impact de la réglementation (REIR) fédéral a déterminé les coûts et les avantages liés à la conformité aux modifications proposées au règlement sur les GES pour la production d'électricité au charbon¹⁷. Afin de se conformer au règlement d'ici 2030, les coûts en capital additionnels sont de 241 millions de dollars pour le Nouveau-Brunswick et de 949 millions de dollars pour la Nouvelle-Écosse. Le coût additionnel total de conformité au règlement jusqu'en 2055 est de 80 millions de dollar pour le Nouveau-Brunswick et de 101 millions de dollars pour la Nouvelle-Écosse. Le REIR renforce les conclusions de ce rapport qui souligne la nécessité d'accorder d'importants investissements de capitaux pour se conformer au règlement.

Le tableau 1 présente les coûts prévisionnels associés à chacun des scénarios de solution avec les réductions des émissions de GES connexes.

Tableau 1. Coûts prévisionnels pour les scénarios de trajectoire énergétique

Scénarios pour 2030					
	MSQR	Scénario 2 – Augmentation des seuils de CO ₂	Scénario 4a – Pointe Lepreau 2 et 3	Scénario 4 b – Gull Island avec ligne de transport d'électricité	Scénario 4c – Portefeuille hybride régional avec ligne de transport d'électricité
Coûts d'investissement pour nouvelle production d'électricité (M\$)			989	880	455
Coûts d'investissement pour nouvelle ligne de transport d'électricité (M\$)			67	543	335
Coûts d'exploitation pour l'ensemble de la production et du transport (M\$)	1 158	1 183	1 073	857	1 497
Coûts annuels en 2030 (M\$)	1 158	1 183	2 129	2 280	2 287
Changement relatif au MSQR (M\$)		25	971	1,122	1,129
Émissions de CO ₂ (MT)	8,208	7,235	1,539	1,623	2,535
Réduction de CO ₂ par rapport au MSQR (MT)		0,973	6 669	6 585	5 673
Coût pour réduire le CO ₂ (\$/tonne) @ 0 \$ prix du carbone		26	146	170	199

Source : Rapport technique HATCH RECSI

Les mesures régionales coordonnées peuvent favoriser une importante réduction des émissions de GES. Les scénarios qui comprennent de nouvelles façons de produire l'électricité en remplacement des groupes de production d'électricité alimentés au charbon permettent d'importantes réductions des émissions de GES. Les deux scénarios qui comprennent une nouvelle installation de production d'électricité d'envergure (scénarios 4a et 4b) permettent de réduire les émissions de GES régionales d'environ 7 mégatonnes (Mt) par année. Le scénario qui comprend une série de plus petites installations de production distribuée d'électricité permet de réduire les émissions de GES régionales d'environ 6 Mt par année.

¹⁷ <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2018/2018-02-17/html/reg3-fra.html>

Les nouveaux programmes fédéraux peuvent accroître le déploiement des énergies renouvelables dans la région. Ressources naturelles Canada a lancé de nouveaux programmes nationaux dans le cadre de la phase II de l'infrastructure verte. Mentionnons notamment les programmes des énergies renouvelables émergentes et des réseaux intelligents.



RA-RRP.6 Étapes suivantes

La mise en œuvre du règlement sur le charbon, et de tout accord d'équivalence connexe, aura des incidences directes sur les décisions liées aux futures constructions d'installations de production et de transport d'électricité. Au moment de la publication, les détails particuliers de la mise en œuvre du règlement sur le charbon n'étaient pas complets. Avec tous ces détails, toute nouvelle modélisation sera adaptée afin de répondre aux besoins en matière de capacité de tout échéancier négocié de mise au rancart de groupe de production d'électricité au charbon.

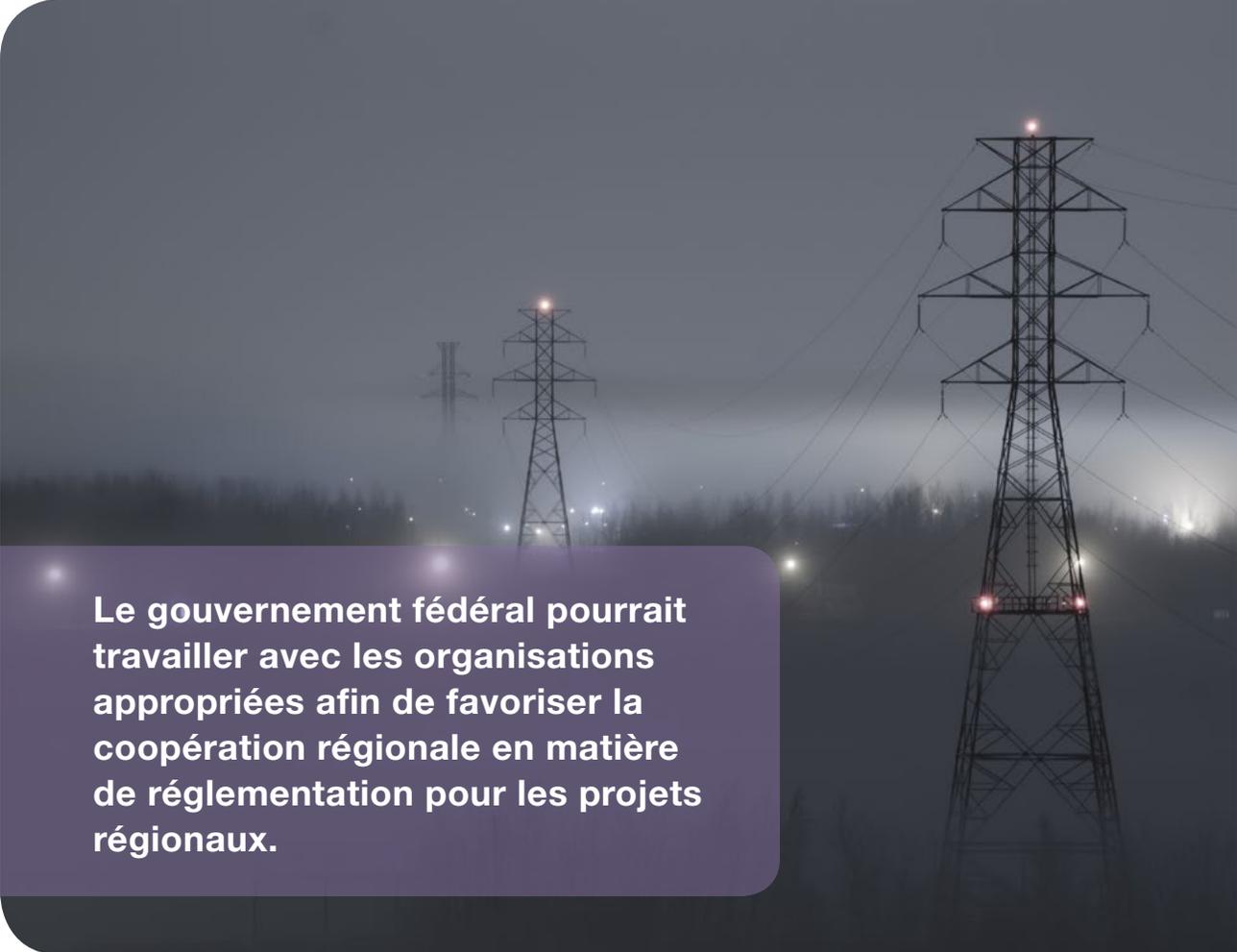
Le scénario 4c – Portefeuille hybride régional sera exploré en détail afin de déterminer les changements cumulatifs optimaux à apporter au réseau régional. Ressources naturelles Canada travaillera avec les provinces atlantiques afin de trouver un plan de développement graduel des ressources renouvelables optimisé à court et moyen terme. Cela comprend l'évaluation d'une quantité appropriée de capacité de production ferme acheminable, ou des systèmes de stockage et de gestion axée sur la demande, et le renforcement des lignes de transport pour appuyer plus de sources de production d'énergie renouvelable variable afin de réduire davantage les GES, ou pour remplacer le retrait graduel de la capacité des groupes de production d'électricité au charbon.

Les nouveaux programmes fédéraux peuvent accroître le déploiement des énergies renouvelables dans la région. Ressources naturelles Canada a lancé de nouveaux programmes nationaux dans le cadre de la phase II de l'infrastructure verte. Mentionnons notamment les programmes des énergies renouvelables émergentes et des réseaux intelligents. Ressources naturelles Canada collaborera avec les provinces de l'Atlantique à la mise en œuvre de projets dans le cadre de ces programmes.

Le financement fédéral, par le biais d'ententes bilatérales intégrées et de la Banque de l'infrastructure du Canada, pourrait profiter d'autres leviers afin de favoriser le déploiement de projets de production et de transport d'électricité renouvelable pour réduire les émissions de GES et contribuer à l'élimination graduelle de la capacité de production d'électricité au charbon. Ressources naturelles Canada collaborera avec les provinces de l'Atlantique, Infrastructure Canada et la Banque de l'infrastructure du Canada afin de favoriser des projets pertinents de production d'électricité propre (énergie et capacité) ou de transport d'électricité.

La deuxième interconnexion de transport d'électricité entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick nécessite un examen plus approfondi. Une seconde interconnexion de 345 kV entre la N.-É. et le N.-B. a été déterminée comme un élément de transport d'électricité à potentiel élevé afin de faciliter l'utilisation de plus d'énergie renouvelable dans la région. Ressources naturelles Canada collaborera avec les provinces et leurs services publics pour faire avancer les travaux de ce projet d'infrastructure en menant une analyse de répartition des coûts-avantages. Cette analyse pourrait permettre de déterminer comment répartir les coûts entre les provinces et comment le financement fédéral pourrait faire progresser le projet.

Le gouvernement fédéral pourrait travailler avec les organisations appropriées afin de favoriser la coopération régionale en matière de réglementation pour les projets régionaux. Les organismes de réglementation provinciaux respectifs ont pris acte des problèmes dans leur cadre de réglementation actuel pour les projets interprovinciaux. Reconnaissant l'importance du transport d'électricité inter-provincial pour atteindre les objectifs en matière de changements climatiques dans la Région atlantique, le gouvernement fédéral pourrait collaborer avec les organismes de réglementation provinciaux afin d'améliorer la réglementation à lois d'application multiples.



Le gouvernement fédéral pourrait travailler avec les organisations appropriées afin de favoriser la coopération régionale en matière de réglementation pour les projets régionaux.