

ÉLECTRO- FÉDÉRALISME

POLITIQUES POUR ALIGNER
LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES
AVEC LA CARBONEUTRALITÉ

MAI 2022



CANADIAN
CLIMATE
INSTITUTE



L'INSTITUT
CLIMATIQUE
DU CANADA

01 INTRODUCTION

*Des systèmes électriques alignés
avec la carboneutralité au
Canada*

p.1

02

p.7

LES ENJEUX

*de la transformation des
systèmes électriques du Canada*

03

p.17

TRANSFORMATION DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES CANADIENS

*principaux défis et options
stratégiques*

04

p.69

POLITIQUES SUR L'ÉLECTRICITÉ

dans la fédération canadienne

05

p.79

RECOMMANDATIONS

P.1 INTRODUCTION

Des systèmes électriques alignés avec la carboneutralité au Canada

Encadré 1 La conjoncture du secteur de l'électricité du Canada

P.7 LES ENJEUX

de la transformation des systèmes électriques du Canada

Encadré 2 Opposition du public et des collectivités locales aux infrastructures électriques

P.17 TRANSFORMATION DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES CANADIENS

principaux défis et options stratégiques

3.1 Défi A : Désalignement des politiques climatiques fédérales sur les systèmes électriques avec la carboneutralité

3.2 Défi B : Le manque de coordination des politiques et institutions provinciales et territoriales en matière de carboneutralité

Encadré 3 L'exemple de la Colombie-Britannique pour illustrer la nécessité de coordonner les politiques et institutions provinciales avec les objectifs climatiques

Encadré 4 Le rôle des services publics et des exploitants de réseaux

3.3 Défi C : La potentielle augmentation des tarifs causée par la création de systèmes électriques résilients adaptés à la carboneutralité

Encadré 5 Aide et rabais actuellement destinés aux ménages à faible revenu du Canada

Encadré 6 Les subventions à l'investissement dans les systèmes électriques provoquent peu de distorsions des mesures incitatives

3.4 Défi D : Le manque d'incitatifs à la coordination et aux interconnexions interrégionales

Encadré 7 Pistes pour la composition et le mandat du conseil de réseau proposé par le gouvernement fédéral

P.69 POLITIQUES SUR L'ÉLECTRICITÉ

dans la fédération canadienne

4.1 Le rôle des gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux dans la résolution des principaux défis

4.2 Des ententes négociées comme catalyseur

Encadré 8 Les transferts fédéraux en santé et leurs conditions

P.79 RECOMMANDATIONS

5.1 Recommandations aux autorités provinciales et territoriales

5.2 Recommandations au gouvernement fédéral

P.88

Annexe, Références et Remerciements

INTRODUCTION

01

Introduction : Des systèmes électriques alignés avec la carboneutralité au Canada

Le point sur les systèmes électriques

Dans ce rapport, nous utilisons le terme général « systèmes électriques » pour désigner l'ensemble hétérogène d'infrastructures, d'institutions et d'intervenants impliqués dans l'offre d'électricité au Canada, y compris tous les acteurs de la production, du transport et de la distribution, ainsi que les exploitants. Notre définition englobe la demande seulement dans la mesure où celle-ci, en variant dans le temps et en importance, constitue effectivement une autre source d'électricité. Et nous employons le pluriel, « systèmes », pour signifier qu'il n'y a pas un seul système électrique au Canada, mais bien une multitude de systèmes régionaux, qui relèvent principalement des provinces et des territoires.

Pour neutraliser les émissions du Canada, il faut élargir l'offre d'électricité propre dans l'ensemble des provinces et territoires. La transformation des systèmes électriques pour un avenir carboneutre – qui passe notamment par une croissance soutenant une utilisation accrue des technologies électriques, une transition vers des sources non émettrices et l'élimination progressive des centrales aux combustibles fossiles restantes – concourra à l'objectif national de carboneutralité des systèmes électriques à l'horizon 2035 et s'inscrira dans les grands efforts de décarbonisation du pays. Seuls des changements aux politiques gouvernementales peuvent entraîner une transformation assez rapide pour permettre au Canada d'atteindre ses objectifs climatiques.

Le présent rapport est le deuxième volet d'une réflexion en deux parties sur la transformation des systèmes électriques au Canada dans une optique d'atteinte des cibles de réduction d'émissions et de lutte contre les changements climatiques. Dans le premier, *Plus grands, plus propres, plus intelligents : Aligner les systèmes électriques canadiens avec la carboneutralité*, nous énonçons les *changements nécessaires*, en insistant sur trois transformations essentielles pour des systèmes plus grands, plus propres et plus intelligents.

Nous nous concentrons ici sur les *moyens* de relever les principaux défis posés aux décideurs, aux exploitants de services publics, aux planificateurs de systèmes électriques et aux autorités de réglementation dans la mise en œuvre de ces changements. Plutôt que de chercher à recenser chacun des défis que présentera la transformation des systèmes électriques ou à proposer une série complète de politiques à appliquer pour qu'ils permettent la décarbonisation, nous faisons état des principales difficultés et ciblons des interventions stratégiques pertinentes à envisager.

La définition de la carboneutralité

Le gouvernement fédéral a fixé deux cibles de carboneutralité : 2050 pour l'ensemble de l'économie et 2035 pour les systèmes électriques. Plusieurs provinces et territoires ont également leurs propres cibles de réduction des émissions. L'atteinte de ces objectifs passe par une réduction presque complète des émissions, combinée au retrait et au stockage permanent des émissions restantes dans l'atmosphère. Autrement dit, le Canada doit retirer autant de gaz à effet de serre de l'atmosphère qu'il en émet. L'atteinte de l'objectif national, toutefois, n'implique pas nécessairement que chaque province et territoire atteigne la même cible de zéro émission nette : les émissions négatives d'une province ou d'un territoire pourraient servir à compenser les émissions restantes ailleurs au pays.

À noter : ce rapport a pour objet l'offre d'électricité propre; il ne traite pas en profondeur des politiques visant à accroître l'électrification des produits d'utilisation finale (par un déploiement accru de technologies axées sur la demande comme les véhicules électriques et les thermopompes, par exemple). Nous examinons également la demande en électricité, mais seulement dans la mesure où une plus grande flexibilité peut aider à combler des besoins de manière ponctuelle.

Comme chaque province et chaque territoire a son propre système d'électricité, les politiques de transformation devront tenir compte de leurs différents points de départ (voir l'encadré 1 qui présente un survol de ces différences). Cela dit, l'essentiel des défis à relever est semblable d'un système à l'autre.

Ce rapport pointe quatre grands défis de la transformation des systèmes électriques du Canada : d'abord, le désalignement des politiques climatiques fédérales sur les systèmes électriques avec la carboneutralité, deuxièmement, le manque de coordination des politiques et institutions provinciales, troisièmement, la potentielle pression à la hausse sur les tarifs en raison d'investissements dans les infrastructures d'électricité (actuelles et futures) et quatrièmement, le manque d'incitatifs à l'intégration interrégionale entre les provinces et les territoires.

De manière générale, nous croyons que la transformation des systèmes électriques du Canada dans une optique de carboneutralité passe par une approche que nous appelons « l'électro-fédéralisme » ou le « fédéralisme de l'électricité », qui englobe des mesures fédérales, provinciales et territoriales. Cette approche laisse une grande marge de manœuvre politique aux provinces, qui contrôlent bon nombre des principaux leviers stratégiques. Le gouvernement fédéral, pour sa part, a un important rôle de facilitateur et de catalyseur. Nous proposons ici aux deux ordres de gouvernement des orientations politiques visant la mise en œuvre d'une approche coordonnée efficace pour la transformation des systèmes électriques.

Ce rapport s'articule comme suit. La section 2 présente les enjeux de la transformation des systèmes électriques du Canada pour atteindre la carboneutralité. La section 3 indique les quatre grands défis que devront relever les gouvernements, les services publics, les planificateurs de réseau et les autorités de réglementation pour permettre et mener cette transition, puis aborde les solutions disponibles avec leurs avantages et inconvénients et pointe les plus prometteuses. La section 4 propose aux gouvernements des modes d'établissement de politiques de transformation du secteur de l'électricité qui sont applicables dans la fédération canadienne. Enfin, la section 5 renferme des recommandations destinées aux gouvernements provinciaux et territoriaux et au gouvernement fédéral.

ENCADRÉ 1.

La conjoncture du secteur de l'électricité du Canada

Les systèmes électriques du Canada sont très différents d'une région à l'autre, pour deux raisons : l'électricité est une compétence provinciale et territoriale, et les richesses naturelles sont très diversifiées sur le territoire. Chaque province a aussi sa propre autorité de réglementation de l'électricité, qui relève de ses lois et encadre les tarifs de transport et de distribution réglementés (y compris l'Alberta et l'Ontario, où une partie de la production et de la vente au détail d'électricité est ouverte à la concurrence).

Les structures du marché de l'électricité diffèrent également quant au degré d'intégration verticale¹, à la propriété et à la compétitivité. Ainsi, on distingue trois grandes catégories de marché au pays :

1. **Société d'État à intégration verticale ayant peu de compétition sur le marché de gros et de détail.** Cette structure de marché, que l'on retrouve en Colombie-Britannique, en Saskatchewan, au Manitoba, au Québec, au Nouveau-Brunswick et au Nunavut, est la plus courante : le gouvernement provincial ou territorial possède la compagnie d'électricité dominante (une société d'État), qui s'occupe de la production, du transport, de l'exploitation du réseau, de la distribution et de la vente au détail. Une telle structure permet néanmoins à d'autres acteurs d'offrir de l'électricité dans certaines régions, comme les producteurs d'électricité indépendants et les entreprises de distribution municipales, coopératives et privées. Sur le marché de gros, la concurrence s'exerce par des contrats à long terme entre les producteurs d'électricité indépendants et la division de la distribution de la société d'État. Le marché de la vente au détail n'étant pas ouvert à la concurrence, le consommateur n'a d'autre choix que celui du tarif réglementé offert par le distributeur, sous la surveillance de l'autorité de réglementation provinciale. À Terre-Neuve-et-Labrador, aux Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, la situation est légèrement différente : des sociétés d'État et des entreprises privées de services publics participent au marché. À Terre-Neuve-et-Labrador, la production et la distribution d'électricité sont assurées par deux entreprises de services publics : Newfoundland and Labrador Hydro, une société d'État, et Newfoundland Power, une filiale privée de Fortis Inc. Au Yukon, la structure est semblable; deux entreprises de services publics réglementées produisent et distribuent l'électricité : Énergie Yukon, une société d'État et ATCO Electric Yukon, une entreprise privée. Aux Territoires du Nord-Ouest, la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, possédée par l'État, produit et fournit l'électricité de la plupart des communautés du territoire et fournit de l'électricité à Northland Utilities, une entreprise privée qui la redistribue aux consommateurs par l'entremise de deux filiales.

1. L'intégration verticale correspond au degré de participation des mêmes organisations aux activités de production, de transport, d'exploitation du réseau, de distribution et de vente au détail du secteur.

2. **Entreprise privée à intégration verticale ayant peu de compétition.** C'est la situation qui prévaut en Nouvelle-Écosse et, dans une certaine mesure, à l'Île-du-Prince-Édouard. En Nouvelle-Écosse, une seule entreprise privée est responsable de l'électricité de la province, et quelques contrats d'approvisionnement sont attribués à des producteurs d'électricité indépendants et à des producteurs de l'extérieur de la province. À l'Île-du-Prince-Édouard, une entreprise privée à intégration verticale alimente la plupart des consommateurs. La majorité de l'électricité consommée sur l'île provient de l'extérieur de la province, mais la production (majoritairement éolienne) y relève de producteurs d'électricité indépendants et d'une société provinciale relativement nouvelle (PEI Energy).

3. **Secteur de l'électricité aux tarifs dégroupés avec marché de gros ouvert et vente au détail concurrentielle.** C'est la structure adoptée en Alberta et (partiellement) en Ontario, deux provinces ayant réformé leur secteur de l'électricité en 1996 et en 2002, respectivement. Ce sont des entreprises privées et municipales qui mènent les activités de production ainsi qu'une société d'État, dans le cas de l'Ontario. Si l'Alberta favorise encore largement la concurrence sur son marché de gros, l'Ontario a adopté une structure de marché hybride. Le tarif des centrales nucléaires et hydroélectriques d'Ontario Power Generation est réglementé. Le gouvernement a signé des contrats à long terme avec des producteurs indépendants, au moyen de processus d'approvisionnement aux mécanismes de concurrence variables. Dans les deux provinces, la plupart des actifs de transport sont détenus par des entreprises privées. L'exploitation des réseaux est chapeauté par un organisme sans but lucratif mis sur pied par chacune des provinces : la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) en Ontario et l'Alberta Electric System Operator (AESO) en Alberta. La SIERE participe également à la planification, à la conservation et à la conception du marché, des responsabilités inhabituelles pour un exploitant. La distribution relève principalement d'entreprises municipales en Alberta et en Ontario, qui offrent des options de vente au détail réglementées auxquelles les vendeurs peuvent faire concurrence dans un marché ouvert.

Dans l'ensemble des marchés de l'électricité du Canada, le coût de toutes les activités – production, transport, exploitation du réseau, distribution et services de vente au détail – est couvert (à divers degrés) par les tarifs facturés aux consommateurs. Ces derniers sont établis selon trois composantes principales :

- Des **frais fixes**, par jour de service, indépendants de la quantité d'énergie utilisée et de la demande de pointe.
- Des **frais d'électricité**, ou frais liés au volume, selon la quantité d'électricité utilisée sur une période donnée (habituellement un mois).
- Des **frais de demande**, ou frais de puissance (en kW ou en kVA), selon la demande de pointe sur une période donnée, ou en fonction d'un niveau de service prédéfini.

Selon le mode de tarification de la province ou du territoire, toutes ces composantes peuvent varier en fonction de l'heure, de la journée ou de la saison. En pratique, toutefois, elles sont généralement constantes dans le temps, sauf en Ontario, où les tarifs horaires sont la norme (les consommateurs résidentiels et les petites entreprises peuvent opter pour ces tarifs ou une tarification progressive). Habituellement, les tarifs établis par l'autorité de réglementation n'ont que des frais fixes et des frais d'électricité. Les tarifs pour les clients commerciaux ou industriels comportent généralement les trois composantes (on y ajoute des frais de demande).

Sources : Pineau, 2021; Sénat du Canada, 2015.

LES ENJEUX

02

Les enjeux de la transformation des systèmes électriques du Canada

Les décisions prises par les gouvernements du Canada pour transformer les systèmes électriques au pays dans une optique de carboneutralité peuvent être lourdes de conséquences. La réussite – ou l'échec – de cette entreprise aura des répercussions importantes bien au-delà du secteur de l'électricité. Au bout du compte, pour susciter une adhésion large et soutenue, les politiques qui encadreront cette transformation doivent non seulement avoir une visée carboneutre, mais également une visée sociale au sens large. Elles devront donc être à la fois efficaces et rentables, offrir des possibilités de croissance propre, favoriser la justice et l'équité, et stimuler le leadership et la participation des Autochtones.

La transformation des systèmes électriques du Canada, première étape essentielle d'une trajectoire vers la carboneutralité

La transformation des systèmes électriques du Canada pour un avenir carboneutre représente une première étape essentielle dans l'atteinte des objectifs climatiques du Canada. Parmi ses aspects les plus importants figurent l'élargissement de l'offre d'électricité non polluante et l'électrification de grands consommateurs d'énergie comme les voitures, les procédés industriels lourds et le chauffage des bâtiments (McPherson, 2021). La réalisation rapide de ces premières étapes multipliera les possibilités de décarbonisation dans l'économie canadienne. En prenant des mesures décisives et en réalisant des investissements importants maintenant, nous pouvons faire en sorte que les systèmes électriques du Canada continuent d'assurer des services fiables et abordables tout en se positionnant pour mieux soutenir la transition du pays vers la carboneutralité.

Si le Canada ne franchit pas ces premières étapes promptement, ses systèmes électriques continueront d'être une source d'émissions freinant la décarbonisation d'autres secteurs et compliquant l'atteinte des objectifs de carboneutralité. Et au-delà de ces objectifs de décarbonisation, si nous ne parvenons pas à préparer les systèmes électriques du Canada à l'évolution des besoins énergétiques et à l'aggravation des répercussions climatiques, nous pourrions nous retrouver avec des problèmes de coûts ou de fiabilité.

Des mesures intelligentes en amont pour réduire les coûts de la transformation tout en permettant la croissance propre

La question des coûts est au cœur de l'adhésion aux politiques de transformation des systèmes électriques du Canada, et nombre d'études parviennent à la même conclusion : l'adoption de politiques intelligentes en amont réduirait considérablement les coûts globaux.

Trois principaux constats sur les coûts se dégagent des études sur cette transformation.

D'abord, comme les coûts d'investissement grimperont dans la transformation des systèmes électriques du Canada, il faudra porter attention à leur distribution pour veiller à ce qu'ils ne se répercutent pas de manière disproportionnée sur certains groupes, notamment les ménages à faible revenu et les populations marginalisées.

Deuxièmement, la majorité de ces coûts seront associés aux immobilisations (notamment les infrastructures de production, de transport et de distribution d'électricité) ainsi qu'à l'adoption accrue des produits d'utilisation finale électrifiés. Les coûts d'exploitation et de carburant devraient connaître une baisse marquée dans le cadre de la décarbonisation des systèmes (Langlois-Bertrand et coll. ; EPRI, 2021).

Troisièmement, une action immédiate réduirait les coûts globaux (Bataille et coll., 2015). Par des mesures efficaces en amont, le Canada s'évitera une transition plus abrupte par la suite, qui impliquerait un délaissement d'actifs tels que des infrastructures polluantes et une hausse des prix à la consommation causée par des systèmes électriques trop mal équipés pour répondre à une demande croissante. Une action immédiate réduirait également les coûts globaux en stimulant l'innovation, qui peut avoir un effet positif sur le coût et l'accessibilité d'importantes technologies, et nous permettre d'en expérimenter le déploiement et la mise en œuvre. Enfin, la date

butoir de 2035 fixée par le gouvernement du Canada pour la carboneutralité des systèmes laisse peu de marge de manœuvre.

Le coût et les répercussions économiques estimés à partir d'un éventail d'études de modélisation résumées au tableau 1 proviennent de modèles qui simulent les trajectoires carboneutres aux coûts optimaux. Leur concrétisation nécessitera des politiques efficaces et rentables.

Tableau 1. **Estimation des coûts de l'alignement des systèmes électriques avec la carboneutralité**

Étude	EPRI (2021)	Dolter, Brett et Rivers (2018)	Langlois-Bertrand et coll. (2021)
Scénario	Carboneutralité de l'économie du Canada d'ici 2050. Simule la transition pour parvenir à zéro émission nette au Canada d'ici 2050.	Carboneutralité du secteur de l'électricité du Canada en 2025. Modélisation de l'électricité sur une seule année qui optimise l'électricité du Canada en 2025 en tenant compte des contraintes de carboneutralité.	Carboneutralité de l'économie du Canada d'ici 2050. Simule la transition pour parvenir à zéro émission nette au Canada d'ici 2050.
Définition des coûts	Coûts d'immobilisation des nouveaux actifs de production, de stockage et de transport, et coûts d'exploitation de l'ensemble des actifs de production, de stockage et de transport. Exclut les coûts de carburant et de transport interrégionaux.	Coûts des actifs de production, de stockage et de transport et coûts d'exploitation de l'ensemble des actifs de production, de stockage et de transport. Comprend les coûts de carburant et les coûts de transport et de distribution inter et intrarégionaux.	Coûts d'immobilisation des nouveaux actifs de production, de stockage et de transport, et coûts d'exploitation de l'ensemble des actifs de production, de stockage et de transport. Exclut les coûts de carburant et de distribution.
Estimation des coûts (\$ CA de 2022)	En moyenne, 12,9 milliards de dollars par année de plus que le scénario de référence de 2025 à 2050.	13,8 milliards de dollars sur une seule année (2025) de plus que le scénario de référence; 18,7 milliards de dollars sur une seule année (2025) de plus que le scénario de référence vers 2025 sans nouveau transport intrarégional.	En moyenne, 15,05 milliards de dollars par année de plus que le scénario de référence de 2025 à 2050.

Une action immédiate pour supporter des opportunités de croissance propre

Les études sur la carboneutralité présentées ici excluent souvent d'autres coûts et bénéfices importants de la transformation des systèmes électriques. Les politiques peuvent réduire encore davantage les coûts et maximiser les avantages de cette transformation en s'attaquant de front à ces facteurs.

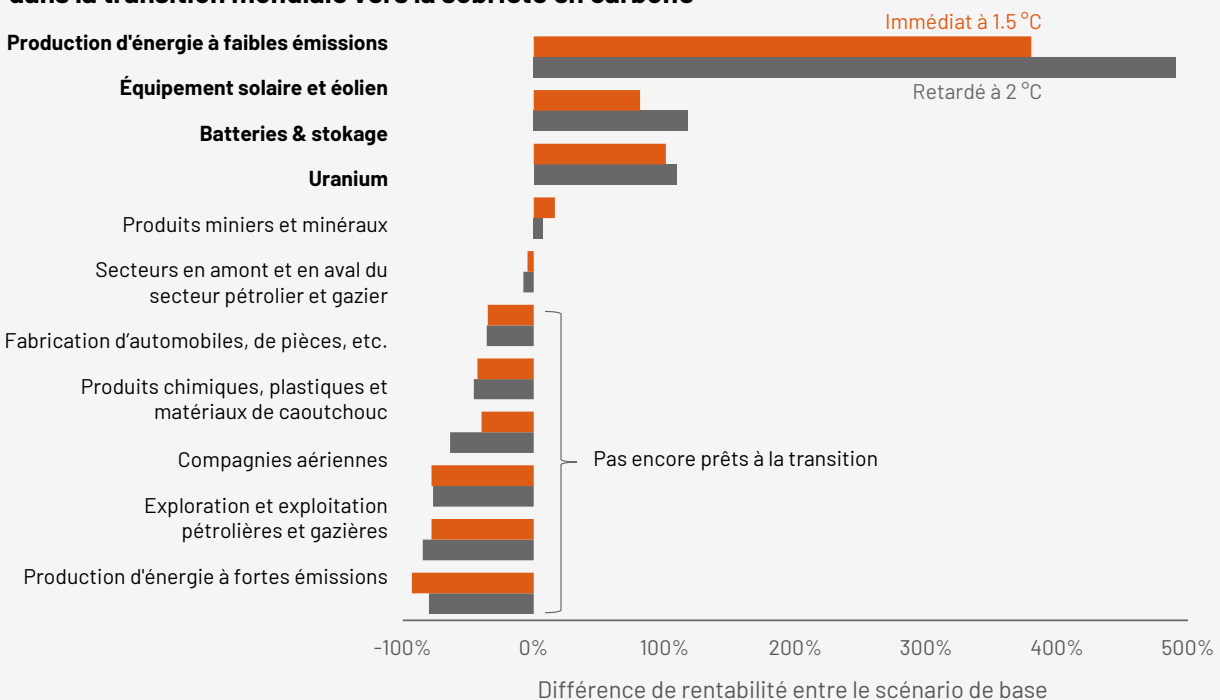
D'abord, les politiques peuvent réduire les coûts en améliorant la résilience des systèmes électriques, notamment en ce qui a trait aux répercussions climatiques. Notre rapport *Submergés*, qui évalue les coûts des dangers climatiques majeurs pour les systèmes électriques du Canada, révèle que par des mesures en amont pour améliorer la résilience – notamment un entretien régulier des infrastructures de transport et de distribution et le remplacement d'éléments par des matériaux plus résistants au climat futur – il serait possible de réduire le coût des dommages de 80 % d'ici la fin du siècle, soit 3,1 milliards de dollars par année (Ness et coll., 2021). Il existe d'autres

moyens d'accroître la résilience des systèmes électriques : renforcement d'autres types d'infrastructures d'électricité, amélioration de la flexibilité des systèmes, amélioration de l'efficacité énergétique et mise en place de mécanismes appuyant une réponse, un rétablissement et une reprise rapide en cas d'événements causés par le climat (Clark et Kanduth, 2022).

Deuxièmement, les politiques peuvent maximiser les avantages en tirant parti des possibilités de croissance propre. Un alignement rapide des systèmes électriques avec la carboneutralité, par exemple, serait riche en possibilités de croissance propre grâce à l'augmentation de la compétitivité mondiale de l'électricité sobre en carbone et des chaînes d'approvisionnement des biens qui en dépendent. Selon notre rapport *Ça passe ou ça casse*, les entreprises canadiennes actives dans l'électricité non émettrice, les batteries et le stockage ainsi que l'équipement solaire et éolien sont bien positionnées pour prospérer dans la transition mondiale vers la sobriété en carbone (figure 1). De plus, une électrification accrue pourrait permettre à des secteurs émetteurs qui font du commerce à l'étranger comme l'aluminium, l'acier, et les métaux et minéraux

Figure 1.

Les entreprises du secteur de l'électricité non émettrice sont bien placées pour prospérer dans la transition mondiale vers la sobriété en carbone



Source: Samson et coll. (2021). NB : La croissance de la main-d'œuvre requise dans le secteur nucléaire s'explique par l'adoption de petits réacteurs. Les grandes différences entre les études concernant le nombre de travailleurs requis s'expliquent par les conclusions différentes auxquelles elles arrivent concernant le rôle des petits réacteurs modulaires dans la transformation des systèmes électriques du Canada.

d'être mieux préparés à la transition, ce qui les aiderait à demeurer compétitifs dans la transition des marchés mondiaux (Samson et coll., 2021).

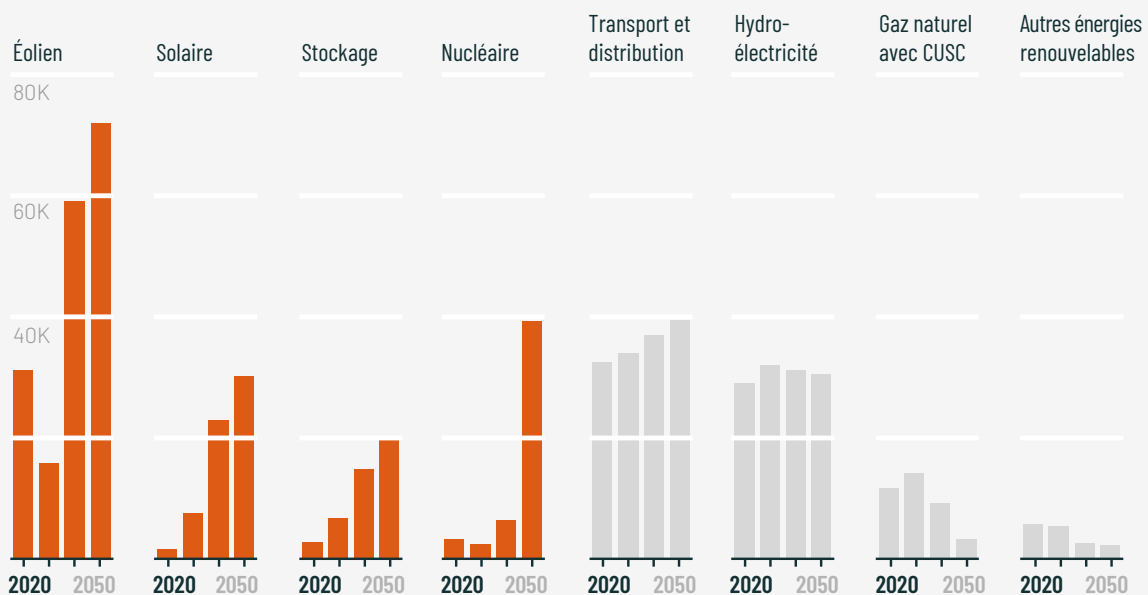
Les investissements visant à transformer les systèmes électriques du Canada généreront également des emplois dans des secteurs établis et émergents. Selon une nouvelle analyse commandée par l'Institut, les investissements dans la production, le transport et la distribution d'électricité créeront 262 000 emplois directs et indirects en 2050 (Stiebert, 2022). À titre indicatif, le secteur compte actuellement 97 000 travailleurs; on parle donc ici de tripler la main-d'œuvre (Statistique Canada, 2021). Dans ces projections, les trois quarts de cette augmentation seraient attribuables à six technologies en particulier : l'éolien, le transport et la distribution, l'hydroélectricité, le solaire, le stockage et le nucléaire (figure 2).

Ces changements sont l'occasion d'améliorer la diversité et l'inclusion du secteur énergétique, à condition que les politiques tiennent compte des questions d'équité. Des programmes ciblés peuvent aider les travailleurs de

Figure 2.

Sur la voie vers la carboneutralité, les emplois du secteur des énergies renouvelables, du stockage, du transport et de la distribution, et nucléaire* connaîtront la plus grande croissance

Travailleurs nécessaires (nombre d'emplois équivalents temps plein en moyenne dans l'ensemble des études)



Source: Stiebert (2022). *La croissance de la main-d'œuvre requise dans le secteur nucléaire s'explique par l'adoption de petits réacteurs. Les grandes différences entre les études concernant le nombre de travailleurs requis s'expliquent par les conclusions différentes auxquelles elles arrivent concernant le rôle des petits réacteurs modulaires dans la transformation des systèmes électriques du Canada.

groupes en quête d'équité à accéder aux compétences nécessaires et aux occasions d'emploi dans le secteur. Par exemple, un article de Indigenous Clean Energy (2022) souligne l'importance de l'acquisition de compétences, de la formation, des programmes d'éducation et du renforcement des capacités pour permettre aux adolescents et aux jeunes adultes d'entreprendre une carrière dans le secteur et, ultimement, accéder à des postes de direction.

Enfin, des politiques bien conçues favorisent la coopération avec les communautés, les acteurs et les détenteurs de droits de la région; avec le grand public; et avec les nations, les communautés et les organisations autochtones pour générer des retombées locales, connaître les préoccupations suscitées par les nouveaux projets d'infrastructures d'électricité et en atténuer les éventuelles répercussions. Comme la transformation des systèmes électriques va de pair avec la construction de nouvelles infrastructures, les décideurs doivent trouver des façons de développer des projets qui tiennent véritablement compte des réserves des opposants, sans quoi une levée de boucliers à l'échelle locale risque d'entraîner des retards et des annulations de projets qui pourraient faire augmenter les coûts. Parmi les moyens efficaces, mentionnons une participation accrue du public à la planification des systèmes électriques et une implication active des populations locales et autochtones dans les nouveaux projets et les projets en cours. Si les décideurs ne parviennent pas à gagner et à maintenir la confiance du public ainsi, ils risquent de voir le coût de la transformation des systèmes électriques augmenter ou de nuire à la viabilité politique de la transition.

Des transformations des systèmes électriques animées par la justice et l'équité pour une société égalitaire

La transformation des systèmes électriques du Canada dans une optique de carboneutralité offre de véritables occasions d'améliorer la justice et l'équité. Mais pour être en mesure de les saisir, il faudra intégrer les questions d'équité à nos décisions d'entrée de jeu, faute de quoi les politiques et les mesures visant à transformer le secteur de l'électricité risquent d'exacerber les inégalités existantes.

Ce grand chantier nécessitera des investissements de taille, à l'échelle des ménages comme des systèmes, qui peuvent avoir une multitude de répercussions sur les personnes à faible revenu. À l'échelle des ménages, chez les consommateurs à faible revenu, l'adoption des nouvelles technologies électrifiées d'utilisation finale comme les véhicules électriques, les thermopompes et les panneaux solaires à énergie photovoltaïque est généralement plus lente en raison de coûts initiaux parfois prohibitifs. Comme ces technologies

ENCADRÉ 2.

Opposition du public et des collectivités locales aux infrastructures électriques

Notre rapport *Plus grands, plus propres, plus intelligents : Aligner les systèmes électriques canadiens avec la carboneutralité* indique que l'atteinte de la carboneutralité au Canada multiplier la demande en électricité par un facteur de 1,6 à 2,1. Les installations de production, les infrastructures de transport et les réseaux de distribution devront donc croître de façon considérable et être soumis à des processus complexes d'approbation et de sélection de sites, dont le succès dépendra largement du soutien des collectivités locales et du grand public.

Diverses raisons peuvent expliquer les réticences face à la construction d'infrastructures. Lorsqu'il est question de nouvelles lignes de transport ou de nouvelles installations éoliennes, solaires ou hydroélectriques à grande échelle, des collectivités locales peuvent s'opposer à ces projets en raison d'inquiétudes (justifiées ou non) liées à l'utilisation du territoire, aux répercussions environnementales ou à une compensation injuste. Par exemple, les résidents du Maine ont récemment voté pour stopper la construction d'une ligne de transport d'Hydro-Québec reliant le Québec à la Nouvelle-Angleterre – à qui il aurait fourni jusqu'à 1 200 MW d'hydroélectricité –, les retombées locales étant insuffisantes selon eux par rapport aux répercussions environnementales sur les forêts de l'État (Valdmanis, 2021).

Les réserves peuvent aussi venir de perceptions négatives face à une source d'énergie en particulier. L'opposition du public à l'énergie nucléaire, par exemple, émerge généralement des risques perçus pour la santé publique. En Ontario, certains projets de parcs éoliens ont suscité des réticences locales découlant de préoccupations liées à l'environnement et à l'utilisation du territoire, de risques perçus pour la santé ou d'un mécontentement quant aux consultations sur un projet et sa mise en œuvre (Christidis et coll., 2017). En Colombie-Britannique, des détracteurs s'opposent depuis longtemps au barrage du Site C, s'inquiétant des répercussions environnementales, de la viabilité financière et des conséquences pour les peuples autochtones.

Dans bien des cas, les projets d'infrastructure proposés peuvent avoir une incidence sur les territoires, les droits et le bien-être des Autochtones. Ces projets doivent être réalisés de façon à respecter ces droits et à faire progresser l'autodétermination des peuples autochtones et la réconciliation, conformément à la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones. Il est essentiel de collaborer avec les nations autochtones pour que les projets n'enfreignent pas leurs droits et n'entraînent pas de répercussions négatives. Pour accélérer le déploiement des infrastructures électriques, tous les ordres de gouvernements devraient s'efforcer, en collaboration avec les communautés et les organisations autochtones, de répondre à leurs inquiétudes et de poursuivre des objectifs sociaux et économiques généraux, dont la réconciliation, l'autodétermination, la sécurité énergétique et le développement économique.

offrent des possibilités d'économies, cette lenteur relative pourrait accroître les inégalités économiques². À l'échelle des services publics, des investissements dans les nouvelles technologies et la modernisation des infrastructures de tous les systèmes électriques pourraient augmenter les tarifs d'électricité, ce qui pourrait avoir des répercussions disproportionnées sur les ménages à faible revenu (nous analysons les risques de pressions à la hausse sur les tarifs et les politiques possibles pour les atténuer à la section 3.3). L'élimination des inégalités dans la capacité des ménages à adopter des technologies d'électrification et l'atténuation des pressions à la hausse sur les tarifs améliorerait non seulement l'équité sur le plan économique, mais pourrait également la faire progresser sur d'autres fronts, comme les personnes à faible revenu au Canada sont particulièrement susceptibles de provenir de communautés marginalisées (nouveaux arrivants, personnes handicapées, Autochtones, etc.).

Enfin, au-delà d'un soutien aux objectifs climatiques et économiques, investir aujourd'hui dans la transformation des systèmes électriques peut promouvoir l'équité intergénérationnelle en améliorant les perspectives et en réduisant les coûts pour nos enfants et nos petits-enfants. Une action immédiate réduirait les coûts globaux des systèmes électriques tout en augmentant les chances pour le Canada d'atteindre ses objectifs de réduction d'émissions et de limiter la hausse des températures mondiale.

Au service de l'autodétermination et de la réconciliation : catalyser la participation et le leadership autochtones

La transformation des systèmes électriques du Canada dans une optique de carboneutralité est riche à la fois en possibilités et en défis pour les peuples autochtones des quatre coins du pays. Plus particulièrement, les projets d'énergie propre sont l'occasion pour les communautés autochtones de contribuer aux objectifs zéro émission tout en poursuivant leurs propres objectifs sociaux, économiques et environnementaux.

Les communautés qui cherchent à mettre sur pied des projets d'énergie propre ont des défis qui varient en fonction de divers facteurs comme la taille, le climat et l'emplacement de la communauté. Pensons notamment au manque de capacité interne, au peu de ressources financières, au manque de soutien et de politiques des gouvernements et à la participation insuffisante aux principaux processus décisionnels.

2. Si ce rapport ne porte pas sur une politique pour l'adoption de technologies de consommation, les recherches sur les dimensions d'équité dans la transition carboneutre du Canada doivent tenir compte des iniquités dans la capacité des ménages à faible revenu d'adopter des technologies d'utilisation finale d'énergie qui favoriseraient le remplacement des combustibles fossiles.

Plus encore, de nombreuses communautés autochtones ne sont pas reliées à des systèmes d'électricité ou de gaz naturel et doivent produire leur énergie sur place, souvent avec des génératrices au diesel coûteuses et polluantes. Ces communautés hors réseau ont des difficultés supplémentaires, comme un accès limité aux sources d'électricité de rechange et aux technologies d'utilisation finale. Généralement éloignées les unes des autres, elles ont peu accès aux économies d'échelle, et par le fait même au capital nécessaire au développement de projets. Et une facture d'électricité hautement subventionnée peut entretenir la dépendance à des carburants comme le diesel, surtout lorsque les gouvernements et les services publics ne tiennent pas compte des véritables coûts et bénéfices des diverses sources d'énergie (Lovekin et Heerema, 2019). De nombreuses communautés autochtones sont également aux prises avec d'autres enjeux systémiques plus urgents découlant du colonialisme, dont l'accès à l'eau potable et à un logement convenable.

Malgré ces difficultés, les communautés, les gouvernements et les organisations autochtones d'un océan à l'autre se sont érigés en chefs de file de la transition énergétique propre du Canada. Dans les vingt dernières années, des milliers de projets d'énergie renouvelable – y compris plus de 200 projets de production de moyenne et de grande envergure – ont vu le jour grâce au leadership et à la participation des Autochtones. Selon Indigenous Clean Energy, la prochaine vague semblable dans le secteur accueillera des projets et des débouchés porteurs d'une plus grande diversification énergétique (ICE, 2022).

En voici quelques exemples :

- Le soutien à l'autodétermination économique grâce à la propriété (ou copropriété) économique autochtone des projets d'électricité;
- L'instauration de nouvelles relations plus inclusives entre les communautés autochtones et d'autres acteurs importants du secteur de l'électricité, dont les gouvernements, les autorités de réglementation, les services publics et les promoteurs;
- L'amélioration de la participation autochtone à la planification des systèmes électriques;
- L'amélioration des retombées environnementales, sociales et sanitaires par l'accélération de l'élimination progressive de la production de diesel dans les communautés nordiques et éloignées;
- La promotion d'une main-d'œuvre plus inclusive par des possibilités d'emploi et de formation ciblées (ICE, 2022).

Autrement dit, la transformation des systèmes électriques du Canada génère de véritables occasions de favoriser la réconciliation et l'autodétermination des Autochtones.

TRANSFORMATION DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES CANADIENS

3.1 Défi A : Désalignement des politiques climatiques fédérales sur les systèmes électriques avec la carboneutralité

3.2 Défi B : Le manque de coordination des politiques et institutions provinciales et territoriales en matière de carboneutralité

Encadré 3 L'exemple de la Colombie-Britannique pour illustrer la nécessité de coordonner les politiques et institutions provinciales avec les objectifs climatiques

Encadré 4 Le rôle des services publics et des exploitants de réseaux

3.3 Défi C : La potentielle augmentation des tarifs causée par la création de systèmes électriques résilients adaptés à la carboneutralité

Encadré 5 Aide et rabais actuellement destinés aux ménages à faible revenu du Canada

Encadré 6 Les subventions à l'investissement dans les systèmes électriques provoquent peu de distorsions des mesures incitatives

3.4 Défi D : Le manque d'incitatifs à la coordination et aux interconnexions interrégionales

Encadré 7 Pistes pour la composition et le mandat du conseil de réseau proposé par le gouvernement fédéral

03

Transformation des systèmes électriques canadiens : principaux défis et options stratégiques

Dans cette section, nous analysons quatre défis qui attendent les gouvernements canadiens dans l'adaptation de leurs systèmes électriques à la carboneutralité :

- L'incompatibilité des politiques climatiques fédérales sur les systèmes électriques avec la carboneutralité;
- Le manque de coordination des politiques et institutions provinciales et territoriales en matière de carboneutralité;
- La potentielle pression à la hausse sur les tarifs causée par la création de systèmes électriques résilients adaptés à la carboneutralité;
- Le manque d'incitatifs à la coordination et aux interconnexions interrégionales.

Même si la transformation des systèmes électriques du Canada rencontrera certainement de nombreuses autres difficultés techniques, politiques et sociales, une revue de la littérature, des consultations avec des intervenants et l'avis d'experts nous ont permis de cerner ces quatre défis particulièrement critiques³. Si on les ignore, ils pourraient nuire considérablement à la réalisation des objectifs de carboneutralité. En tentant au contraire de les résoudre, on peut susciter l'envie de s'attaquer à d'autres difficultés importantes, dont certaines sont décrites dans les encadrés du présent rapport et d'autres, abordées dans nos documents d'orientation et études de cas (Hastings-Simon, 2021; McPherson, 2021; Pineau, 2021; Shaffer, 2021; Turner, 2021; ICE, 2022; Clark et Kanduth, 2022; McCarthy, 2022).

3. Voir l'annexe 1 pour en savoir plus sur nos consultations.

Nous entendons par « **défi** » un facteur qui risque de ralentir l'adaptation des systèmes électriques à la carboneutralité, mais sans nécessairement l'empêcher complètement. Si la résolution d'un défi n'est pas strictement nécessaire à la transformation des systèmes, elle permettrait toutefois de réduire les frictions et de faciliter les trois changements principaux définis dans notre rapport complémentaire sur les trajectoires techniques (visant à rendre les systèmes électriques plus grands, plus propres et plus intelligents). Elle aiderait aussi à réduire les coûts et à maximiser les bénéfices et les possibilités concernant les enjeux abordés à la section 2. Dans certains cas, il peut s'agir de créer des conditions propices pour différentes solutions ou des trajectoires à faible coût. Dans d'autres, la transition globale passerait par des réformes de gouvernance plus profondes ou fondamentales.

Pour chacun des quatre grands défis relevés, nous décrivons sa nature, établissons un ensemble d'options stratégiques, présentons les avantages et les inconvénients de celles-ci, ciblons des solutions privilégiées et discutons de la complémentarité de ces solutions. Nous n'appuyons pas nécessairement toutes les options que nous présentons; nous en avons examiné plusieurs pour déterminer leurs avantages respectifs. Notre évaluation des avantages et des inconvénients de chaque option n'est pas exhaustive et vise plutôt à illustrer la situation. Nous tenons compte de divers facteurs, tels que la faisabilité de la mise en œuvre, l'efficacité économique, le coût, l'équité, la rapidité, les distorsions possibles aux marchés et aux incitatifs et l'efficacité globale de l'adaptation des systèmes électriques à la carboneutralité.

Cette section se penche sur les liens entre les options stratégiques pour un même défi. La section 4 analysera ensuite les quatre défis et les options visant à les résoudre pour mieux comprendre leurs interactions, les rôles que peuvent y jouer différents ordres de gouvernements, et les façons dont l'ensemble de ces difficultés peuvent être résolues dans la fédération canadienne.

3.1 *défi A : Désalignement des politiques climatiques fédérales sur les systèmes électriques avec la carboneutralité*

3.1.1. La nature du défi

Le Canada s'est fixé comme objectif d'atteindre la carboneutralité dans l'ensemble de l'économie à l'horizon 2050 et dans sa production d'électricité à l'horizon 2035 (annoncé en 2021). Si tous les ordres de gouvernements ont réalisé des progrès importants ces dernières années dans l'adoption de politiques climatiques (tarification du carbone, règlements pour l'élimination progressive de la production d'électricité au charbon sans réduction des émissions, normes relatives aux carburants à faible teneur en carbone, obligation de vendre des véhicules zéro émission, etc.) visant à accélérer l'atteinte de ces cibles carboneutres nationales, le fédéral s'est particulièrement démarqué avec son objectif intermédiaire de réduction des émissions de 2030 pour 2050. Les politiques actuelles demeurent toutefois bien en deçà des ambitions, et des lacunes et des défis importants subsistent dans l'application de ces politiques au secteur de l'électricité.

L'une des plus grandes difficultés est que la sévérité des politiques climatiques⁴ dans la filière de l'électricité (et de l'ensemble des politiques climatiques) ne concorde toujours pas avec les nouvelles cibles pour 2035 et 2050. Même si le gouvernement fédéral a publié un plan qui l'aidera à atteindre son objectif de 2030 pour l'ensemble de l'économie, de nombreuses politiques restent encore à définir pour l'objectif de carboneutralité à long terme, et certaines provinces ne se sont pas encore fixé de cibles carboneutres. De plus, des questions restent sans réponse quant à la durabilité de politiques clés de réduction des émissions comme la tarification du carbone.

Autre défi majeur, la politique fédérale actuelle de tarification du carbone pour les systèmes électriques envoie des signaux insuffisants ou inégaux pour l'atteinte de la carboneutralité dans le secteur. Contrairement au système de l'Alberta, où le point de référence s'applique uniformément à tous les producteurs d'électricité, le système de tarification fondé sur le rendement (STFR) fédéral emploie des points de référence propres à chaque combustible qui ne font qu'encourager la diminution de l'intensité des émissions de la production d'électricité au charbon et au gaz naturel plutôt que de stimuler l'utilisation de catégories de production complètement propres ou presque. Le système fédéral crée des inégalités en réduisant le coût moyen du carbone pour les centrales au charbon sans encourager suffisamment les investissements dans la production renouvelable (Bishop, 2019). Si bon nombre de provinces et de territoires ont mis en place leur propre système de tarification du carbone, le système fédéral fixe les normes nationales minimales pour tous les systèmes provinciaux et territoriaux et a donc une incidence sur l'efficacité de ces derniers dans l'ensemble du pays (Sawyer et coll., 2021). D'ailleurs, même si plusieurs provinces, ainsi que le gouvernement fédéral, ont annoncé ou adopté des règlements visant à éliminer progressivement l'électricité au charbon, rien de tel n'existe pour le gaz naturel. Le fédéral s'est engagé à établir une norme d'électricité propre (NEP) qui pourrait contribuer à combler ces lacunes, sans toutefois en préciser les détails.

La combinaison de ces défis augmente le risque d'encourager chez les services publics, les entreprises et les ménages des comportements et des investissements contraires aux objectifs de carboneutralité. Et parce que la planification de l'électricité a un horizon temporel de plusieurs décennies, la stabilité politique et des incitatifs puissants et clairs sont essentiels pour éviter de bloquer les investissements dans des réseaux et des infrastructures destinés à être abandonnés ou à créer encore plus d'obstacles à l'atteinte des cibles climatiques du Canada.

4. Dans le présent rapport, nous employons une définition restreinte des « politiques climatiques », qui réfère aux politiques visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Nous reconnaissons toutefois qu'au sens plus large, ce type de politique concerne également l'adaptation aux changements climatiques et la croissance propre.

3.1.2. Options stratégiques

OPTION 1 : Renforcer l'approche actuelle de tarification du carbone fondée sur le rendement dans le secteur de l'électricité

L'une des options possibles pour rehausser l'efficacité de la politique de tarification du carbone fédérale pour la filière de l'électricité consiste à revoir le modèle de l'approche actuelle fondée sur le rendement⁵. Comme la politique fédérale sert de point de référence pour vérifier l'équivalence entre les politiques provinciales et territoriales, ce changement ferait en sorte que celles-ci soient (ou deviennent) tout aussi strictes d'une province à l'autre.

L'approche actuelle est problématique, car avec le STFR fédéral, non seulement le point de référence pour les émissions des producteurs d'électricité au charbon est plus élevé que celui des producteurs d'électricité au gaz naturel, mais la production d'électricité propre est aussi complètement exclue. Cette inégalité ne correspond pas à la façon dont le STFR est appliqué dans d'autres secteurs, où les installations qui produisent le même produit fini (dans ce cas-ci, l'électricité) ont le même point de référence, peu importe la méthode de production employée. Ces points de référence propres à chaque combustible créent des conditions inégales pour les incitatifs de réduction des émissions, limitant par le fait même l'efficacité de la politique.

Pour résoudre ce défi, le STFR fédéral pourrait être appliqué uniformément à tous les producteurs, y compris ceux qui n'émettent aucune émission. Il pourrait se baser sur la politique TIER (Technology Innovation and Emissions Reduction) de l'Alberta, qui appliquait une valeur de référence uniforme de 0,37 tonne de CO₂ par MWh à tous les producteurs, qu'elle a resserré à un taux de 1 % par année depuis 2017 (gouvernement de l'Alberta, 2020). Cette approche corrigerait les distorsions de la version existante et améliorerait les incitatifs visant à réduire l'intensité des émissions de la production d'électricité.

5. Les producteurs d'électricité au Canada sont visés par le programme de tarification du carbone pour les gros émetteurs appelé système de tarification fondé sur le rendement (STFR; voir Dion [2017] pour en savoir plus sur les STFR et les raisons qui expliquent leur utilisation). Ce système peut être considéré comme une tarification du carbone appliquée sur les émissions dépassant un certain niveau de référence d'intensité d'émissions (soit les tonnes de CO₂ émises par unité de production). En fait, le STFR combine deux politiques : une taxe sur le carbone pour toutes les émissions d'une installation industrielle, et une « subvention à la production » qui rembourse les recettes de la taxe (sous forme de crédits) aux installations en fonction de leur production, conformément à un certain niveau de référence d'intensité d'émissions. Une installation peut vendre ses crédits à des installations à plus fortes émissions couvertes par le STFR pour se conformer à la politique. Cette disposition constitue un incitatif commercial qui encourage les installations à réduire leurs émissions en diminuant l'intensité, ce qui les incite à produire tout autant d'électricité, mais de façon plus propre.

Cela dit, ce modèle entraînerait aussi d'importants flux financiers interprovinciaux. Le commerce de crédits entre les installations assujetties à la réglementation profiterait aux provinces et aux territoires produisant en grande partie de l'hydroélectricité ou d'autres types d'électricité non émettrice, tout en générant des sorties de fonds considérables pour les provinces et les territoires produisant surtout de l'électricité au charbon ou au gaz naturel. C'est probablement en partie pour éviter cela que les décideurs fédéraux ont opté pour l'approche existante.

OPTION 2 : Éliminer l'approche actuelle de tarification du carbone fondée sur le rendement dans le secteur de l'électricité

L'élimination complète du point de référence fondé sur le rendement permettrait également d'aligner la politique fédérale sur les objectifs de carboneutralité. Il faudrait alors arrêter d'appliquer le STFR à l'ensemble de la production d'électricité et plutôt imposer à la production d'électricité une taxe sur le carbone qui ne prévoit aucun remboursement des recettes aux producteurs en fonction de l'intensité de leurs émissions par rapport à une valeur de référence. Cette option ferait augmenter le coût du carbone pour les producteurs d'électricité au charbon et au gaz naturel et permettrait aux producteurs d'énergie renouvelable de ne rien payer pour le carbone au lieu de recevoir un avantage net comme avec l'option 1. Comme les différences de prix *relatives* resteraient toutefois les mêmes, cette option aurait la même efficacité améliorée que l'option 1 par rapport à l'approche actuelle.

Ce qui distingue cette option de l'option 1, ce sont ses conséquences sur les consommateurs. L'élimination du point de référence ferait augmenter le coût total du carbone pour les producteurs, et par le fait même les coûts proportionnels pour les consommateurs d'électricité. L'électrification finale – élément essentiel de toute trajectoire vers une économie carboneutre⁶ – serait alors compromise.

Pour maintenir les incitatifs encourageant l'électrification finale avec cette option, l'une des solutions consiste à reverser tous les revenus perçus

6. Si en théorie ce changement inciterait les abonnés canadiens à éviter de consommer de l'électricité à forte intensité en carbone (ce qui contribuerait à réduire les émissions), en pratique, la plupart ne seraient pas exposés à ces variations de coûts entre les sources de production, car les tarifs sont réglementés et ne reflètent généralement pas les différences quant au coût réel de la production à un moment donné. Seul l'Ontario fait partiellement exception à la règle, puisqu'il utilise une tarification au taux horaire. Cependant, même cette tarification représente un signal de prix peu représentatif dans le contexte des prix du carbone liés à l'électricité, qui peuvent changer d'heure en heure ou même de minute en minute, comparativement à la distinction plus simple entre les périodes creuses, médianes et de pointe établie dans les tarifs de l'Ontario. Au lieu d'être incités à préférer l'électricité à faibles émissions, les clients feraient simplement face à des coûts globaux plus élevés et à des incitations à l'électrification plus faibles dans les provinces où les systèmes sont très polluants.

auprès des producteurs (qui ne seraient plus destinés à une subvention de production avec le STFR) aux abonnés sous la forme d'une subvention de consommation (versée par kWh)⁷. De cette façon, ces derniers verraient la hausse de prix engendrée ultimement compensée par une réduction de leur facture. Cette méthode de versement aux abonnés des bénéfices de la tarification du carbone dans le secteur de l'électricité est déjà employée en Californie, où les installations de distribution reçoivent les revenus des enchères de quotas d'émission et les redistribuent à leurs consommateurs.

Avec ce modèle de politique, les incitations à l'électrification finale demeureraient intactes, car les prix payés par les producteurs pour le carbone ne seraient pas inclus dans la facture d'électricité. Cette approche permettrait aussi d'éviter l'augmentation des coûts proportionnels du carbone pour les consommateurs d'électricité provenant de systèmes qui continuent d'émettre des émissions, car les revenus perçus dans une province ou un territoire donné y resteraient (comme c'est le cas actuellement avec la tarification fédérale sur le carbone), ce qui augmenterait les remises dans les provinces et les territoires disposant de systèmes électriques à forte intensité d'émissions. Pourvu qu'on indique aux autorités de réglementation concernées de ne pas tenir compte des effets de la remise dans l'évaluation des décisions d'investissement des services publics à intégration verticale, la subvention aux consommateurs n'enlèverait rien à l'impératif global de réduction des émissions. Cette politique resterait donc une façon efficace et peu coûteuse de réduire les émissions du secteur.

Non seulement cette option stratégique produit de meilleurs résultats que l'approche actuelle, mais elle correspond aussi à un argumentaire plus général en faveur de l'élimination de l'application du STFR à l'électricité. Ce dernier convient aux industries exposées aux échanges commerciaux et rejetant de grandes quantités d'émissions, comme la sidérurgie ou la cimenterie. La filière de l'électricité, qui ne représente qu'une faible part du volume des échanges commerciaux comparativement à des industries comme la cimenterie, ne répond pas à ce critère, même si de nombreux secteurs à forte intensité d'émissions et exposés aux échanges commerciaux sont de grands consommateurs d'électricité (Dion, 2018). Les arguments à l'appui d'une approche fondée sur le STFR dans le secteur reposent surtout sur le maintien de prix bas pour les abonnés et

7. Des difficultés d'ordre administratif pourraient survenir, car il y aurait un décalage entre l'ajustement de la subvention et la détermination finale des recettes de la tarification du carbone provenant du secteur de l'électricité dans une année donnée. Ces difficultés sont toutefois surmontables, car les autorités de réglementation des tarifs d'électricité font souvent face à ce genre de défis lors de l'évaluation des besoins en revenus des services publics et de la fixation des tarifs en conséquence, et qu'il en est de même pour le gouvernement fédéral lorsqu'il calcule les dividendes de la tarification sur le carbone à verser à une province pour une année donnée.

potentiellement pour les entreprises très polluantes et touchées par les échanges qui subissent des pressions concurrentielles, plutôt que sur la préservation de la compétitivité du secteur lui-même. Mais puisque l'option de recyclage des recettes décrite ci-dessus peut aussi servir à cette fin, il serait difficile de justifier l'emploi d'une approche fondée sur le STFR.

Comme la politique fédérale servirait de point de référence pour vérifier l'équivalence entre les politiques provinciales et territoriales, ce changement ferait en sorte que les politiques provinciales soient (ou deviennent) tout aussi strictes que la politique fédérale.

OPTION 3 : Imposer une norme de rendement

Si la tarification du carbone est un outil efficace pour réduire les émissions de façon rentable dans la filière de l'électricité, elle ne permet pas de garantir les niveaux d'émissions à venir, ni même la réalisation de l'objectif de carboneutralité du Canada pour 2035. Les futurs niveaux d'émissions seront plutôt déterminés par la réponse des systèmes électriques et des services publics à l'augmentation des prix du carbone (qui, avec la politique fédérale, devraient s'élever à 170 \$ la tonne d'ici 2030). Pour atteindre la carboneutralité, il faut absolument que les coûts du carbone soient assez élevés pour entraîner le remplacement de l'entièreté de la production polluante. Les attentes des services publics et des investisseurs sont aussi des facteurs importants, car les décisions d'investissement et les futurs niveaux d'émissions sont établis en fonction de la clarté de l'orientation tarifaire à long terme et de la durabilité perçue de la politique.

L'application d'une norme de rendement au secteur permettrait de surmonter ces difficultés. En ce qui concerne les attentes, la principale préoccupation est liée aux services publics et aux investisseurs qui, en raison de doutes quant aux futurs prix du carbone, pourraient décider d'augmenter la capacité de production au gaz naturel. Ces nouvelles installations risqueraient fort d'être abandonnées suivant l'augmentation des coûts du carbone, ce qui entraînerait des dépenses énormes pour les investisseurs ou les abonnés et rendrait la cible pour 2035 plus difficile à atteindre.

L'application d'une norme de rendement sur l'intensité des émissions à toutes les nouvelles installations de production au Canada permet de résoudre ce défi. Cette norme serait inférieure aux meilleurs niveaux de rendement actuels de la production au gaz naturel (il faut toutefois éviter de la fixer à zéro si l'on souhaite encourager l'innovation et le déploiement de technologies de captation du carbone à faibles émissions, comme l'hydrogène). On découragerait ainsi la construction d'installations de

production au gaz naturel sans réduction des émissions, production qui pourrait autrement ne suivre que la tarification du carbone, surtout compte tenu de l'incertitude entourant la durabilité de cette politique. Autre option complémentaire pour atténuer cette incertitude : laisser le gouvernement assumer le risque de futurs changements aux politiques. Par exemple, en misant sur la Banque de l'infrastructure du Canada pour réduire le risque associé au fait d'investir massivement dans des projets à faibles émissions, on crée une sorte d'assurance pour les futurs incitatifs liés au carbone (Beugin et Shaffer, 2021).

La certitude quant à la carboneutralité de la production d'électricité à l'horizon 2035 pourrait passer par l'application de la norme de rendement à la fois aux installations nouvelles et existantes d'ici 2035, qui devraient avoir ramené à zéro l'intensité de leurs émissions cette année-là. Pour que cette politique s'inscrive dans une perspective de carboneutralité, les installations réglementées pourraient s'y conformer à l'aide d'émissions négatives, les types d'émissions permis de même que les protocoles d'approvisionnement et de validation associés étant clairement définis dans la réglementation. Cette flexibilité des critères de conformité est essentielle. Sans elle, on risque d'assister à des défis de fiabilité si les sources stables d'électricité propre (ou d'autres mécanismes de flexibilité) ne sont pas assez avancées en 2035 pour remplacer de façon rentable la relativement petite proportion de production au gaz naturel qui pourrait demeurer économiquement viable malgré une hausse des prix du carbone. Cette flexibilité permettrait le recours aux énergies fossiles – avec modération et pleine compensation des émissions – quand les autres sources se font rares.

Bien qu'il existe de nombreuses façons de concevoir une norme de rendement, nous nous sommes intéressés au modèle le plus apte à compléter et à soutenir la tarification du carbone dans le secteur de l'électricité, puisque cette politique se trouve déjà à un stade avancé de mise en œuvre. En pratique, l'application de ce type de norme pourrait simplement nécessiter d'augmenter la portée et la rigueur des normes de rendement fédérales en place dans le secteur (gouvernement du Canada, 2021a). Les provinces et les territoires qui mettent en place des politiques tout aussi strictes pourraient être en mesure de conclure des accords d'équivalence avec le gouvernement fédéral.

Il existe d'autres modèles sur les façons dont la tarification du carbone et une norme sur le rendement, combinées ou non, pourraient mener à l'atteinte de l'objectif de carboneutralité du Canada pour 2035 (Jaccard et Griffin, 2021). Les gouvernements pourraient également adopter une norme de rendement flexible permettant aux entités réglementées d'échanger des unités de conformité. Superposée à la tarification du carbone, une telle

approche compliquerait toutefois l'ensemble des politiques sur l'électricité du Canada de façon considérable.

OPTION 4 : Fournir des incitatifs fiscaux et des subventions directes

Si les trois premières options portaient sur la réduction de l'intensité des émissions de la production d'électricité ou l'élimination de la production polluante du secteur, la quatrième consiste à employer des incitatifs fiscaux ou des subventions directes pour augmenter la production d'électricité non émettrice.

Il s'agirait d'outils équivalents aux instruments de *crédit d'impôt à l'investissement* et de *crédit d'impôt à la production* employés aux États-Unis, selon lesquels les producteurs d'énergie solaire et éolienne reçoivent soit un pourcentage fixe de leur capital de départ sous la forme d'un crédit d'impôt (crédit d'impôt à l'investissement), soit un crédit en dollars pour chaque MWh d'électricité produit dans leur installation (crédit d'impôt à la production).

Les incitatifs fiscaux à la production d'électricité non émettrice ne sont pas une nouveauté au Canada. Par exemple, la déduction pour amortissement accéléré pour l'équipement de production d'énergie non émettrice encourage le secteur à investir dans ce type de production et dans l'équipement écoénergétique en lui permettant de demander le remboursement des dépenses en capital admissibles de façon accélérée (RNCan, 2022).

Si ces incitatifs peuvent contribuer à encourager les investissements dans l'électricité renouvelable et à faciliter son utilisation, les crédits d'impôt à l'investissement posent toutefois un défi : comme ils ne sont pas liés au rendement d'une installation, les moins productives reçoivent le même crédit que les meilleures. Le crédit d'impôt à la production permet d'y remédier en associant les paiements à cette dernière. Toutefois, aucun des crédits en question n'incite à maximiser la valeur de la production. Avec un crédit d'impôt à la production, les sociétés sont encouragées à augmenter leur volume de production, ce qui entraîne souvent une diminution de la valeur. Par exemple, plusieurs promoteurs peuvent établir leurs installations dans le même régime éolien avantageux, leur production corrélée faisant baisser les prix qu'ils peuvent fixer dans certains marchés. De plus, les gouvernements pourraient avoir de la difficulté à déterminer quelles technologies devraient être admissibles aux incitatifs ou aux subventions.

Même si les deux types de crédits peuvent appuyer le déploiement d'électricité renouvelable, ils n'entraînent des réductions dans l'utilisa-

tion de sources polluantes qu'*indirectement*. Ainsi, les crédits d'impôt à l'investissement ont une incidence sur les coûts relatifs à la construction de nouvelles installations, tandis que les crédits d'impôt à la production modifient le coût relatif à la production d'installations en activité. Étant donné ces faiblesses et le fait que la mise en œuvre de la tarification du carbone est déjà avancée dans le secteur de l'électricité du Canada, les deux crédits d'impôt sont plus susceptibles de constituer un moyen de renforcer *encore plus* les incitatifs provenant de la tarification du carbone et visant la production et la consommation d'électricité renouvelable. Le contraste avec les États-Unis est frappant, car les crédits y sont souvent au cœur des politiques climatiques des secteurs de l'électricité du pays et des États.

Tableau 2. Avantages et inconvénients des options stratégiques

	Avantages	Inconvénients
OPTION 1 : Renforcer l'approche actuelle de tarification du carbone fondée sur le rendement	<ul style="list-style-type: none"> • Elle est fondée sur un cadre déjà établi. • Elle corrige les incitatifs dans les sources de production existantes (comparativement à l'approche actuelle). • Elle est rentable (même coût marginal pour les réductions d'émissions dans l'ensemble de l'économie). 	<ul style="list-style-type: none"> • La cible fédérale pour 2035 ne sera pas atteinte si le coût marginal des réductions d'émissions nécessaires à la carboneutralité est supérieur au prix du carbone. • L'incertitude entourant la politique pourrait restreindre ou augmenter les coûts des réductions d'émissions et freiner l'innovation. • Les échanges liés aux obligations de conformité parmi les entités réglementées profiteraient largement aux provinces et territoires pourvus de grands systèmes hydroélectriques et créeraient d'importantes sorties de capitaux pour les provinces et territoires dont l'électricité repose en grande partie sur le charbon ou le gaz naturel.
OPTION 2 : Éliminer l'approche actuelle de tarification du carbone fondée sur le rendement	<ul style="list-style-type: none"> • Mêmes avantages que l'option 1. • Le recyclage des recettes au profit des consommateurs (donc leur maintien dans la province ou le territoire) permet d'éviter que des augmentations du coût unitaire de l'électricité consécutives à une hausse du prix du carbone soient refilées aux consommateurs, y compris dans les secteurs polluants et exposés aux échanges commerciaux (qui décourageraient l'électrification), sans égard à l'intensité des émissions du système d'une province ou d'un territoire. • Elle restreint les importants flux financiers des provinces et territoires dont l'électricité repose en grande partie sur le charbon ou le gaz naturel vers les provinces et territoires pourvus de grands systèmes hydroélectriques. 	<ul style="list-style-type: none"> • La cible fédérale pour 2035 ne sera pas atteinte si le coût marginal des réductions d'émissions nécessaires à la carboneutralité est supérieur au prix du carbone. • L'incertitude entourant la politique pourrait restreindre ou augmenter les coûts des réductions d'émissions et freiner l'innovation.
OPTION 3 : Imposer une norme de rendement	<ul style="list-style-type: none"> • Les normes de rendement en matière d'électricité au charbon pourraient créer un précédent jurisprudentiel et être appliquées de façon plus générale et rigoureuse. • Elles peuvent être adaptées à l'objectif de carboneutralité des systèmes électriques pour 2035. • Une réglementation peut sembler plus durable que la tarification du carbone. • Si les politiques existantes et proposées sont maintenues et menées à bien, elle atténue le risque que les services publics et les investisseurs construisent des centrales au gaz sans réduction des émissions qui finiraient par être abandonnées. 	<ul style="list-style-type: none"> • Les chevauchements avec la tarification du carbone signifient qu'il y aura une certaine redondance (qui peut toutefois rehausser la durabilité de la politique climatique); des résultats semblables pourraient donc être atteints, mais à un coût potentiellement plus élevé. • Selon la latitude des dispositions, elle pourrait impliquer des coûts du carbone élevés dans la quête de la carboneutralité de certaines provinces et certains territoires.
OPTION 4 : Fournir des incitatifs fiscaux et des subventions directes	<ul style="list-style-type: none"> • Elle rehausse les incitatifs à la construction et à l'utilisation de capacité renouvelable. • Elle peut sembler plus durable que la tarification du carbone si soutenue à long terme. 	<ul style="list-style-type: none"> • Elle n'a qu'un effet indirect sur les incitatifs à la construction et à l'utilisation de capacité émettrice de gaz à effet de serre.

3.1.3. Solutions privilégiées

Solution privilégiée : *Resserrer la politique fédérale de tarification du carbone en éliminant la composante fondée sur le rendement dans le secteur de l'électricité et en reversant l'ensemble des recettes de la tarification aux abonnés provinciaux et territoriaux. Mettre en place une réglementation imposant une norme de rendement (accompagnée d'un resserrement de la tarification du carbone) pour garantir l'atteinte de la cible de carboneutralité des systèmes électriques pour 2035.*

Des deux options abordées précédemment pour revoir l'approche fédérale actuelle de la tarification du carbone dans le secteur de l'électricité, l'option 2 est nettement préférable. Si les deux options peuvent entraîner des réductions d'émissions rentables et éviter de décourager l'électrification, seule l'élimination de la composante fondée sur le rendement peut y arriver en limitant les importants flux financiers des provinces et territoires dont l'électricité repose en grande partie sur le charbon ou le gaz naturel vers les provinces et territoires pourvus de grands systèmes hydroélectriques – un phénomène risquant de susciter controverse et grogne populaire.

Une norme de rendement (option 3) et un resserrement de la tarification du carbone (option 2) peuvent être complémentaires. La norme pourrait pallier deux lacunes de la tarification du carbone : 1) les défis découlant de l'incertitude et de la précarité qui semblent s'en dégager; 2) son incapacité de garantir l'atteinte de la cible fédérale de carboneutralité des systèmes électriques pour 2035. La tarification du carbone envoie un signal fort sur la nécessité de trouver des moyens rentables de réduire les émissions, tandis qu'une norme de rendement fixe une limite d'émissions claire pour les producteurs d'électricité. Une telle norme pourrait représenter la norme d'électricité propre promise par le gouvernement fédéral. Elle laisserait les incitatifs commerciaux de la tarification du carbone jouer un rôle de premier plan dans les réductions d'émissions rentables, tout en soutenant l'objectif de carboneutralité des systèmes d'ici 2035 (Shaffer et Dion, 2022). Et par sa flexibilité, elle garantirait l'atteinte de la cible de 2035 sans compromettre la fiabilité des systèmes électriques. Une norme d'électricité propre plus poussée – assortie d'obligations de conformité échangeables, par exemple – serait au mieux redondante et, au pire, entraînerait des obligations de conformité excessivement complexes et des coûts plus élevés pour les services publics et les consommateurs. Ces options pourraient également être bonifiées par d'autres moyens de compenser l'incertitude de la politique de tarification du carbone, notamment l'idée mentionnée précédemment de faire assumer le risque de potentiels changements aux politiques à la Banque de l'infrastructure du Canada (Beugin et Shaffer, 2021).

Comme elle favorise le développement et l'utilisation de la capacité d'électricité renouvelable, l'option 4 est complémentaire aux options 2 et 3. C'est d'autant plus vrai quand les subventions et les incitatifs concordent avec ceux d'autres régions, renforçant par le fait même les possibilités de collaboration et de coordination. La mise en œuvre de cette option n'est toutefois pas obligatoire, car bon nombre de ses effets peuvent être engendrés par les options 2 et 3.

Point général : même si les subventions directes et les incitatifs fiscaux sont relativement courants aux États-Unis, le Canada devrait hésiter à baser ses politiques climatiques sur celles de son voisin, qui ne recourt aux dépenses publiques pour ses politiques climatiques que parce qu'il lui est politiquement beaucoup plus difficile de mettre en œuvre une tarification du carbone ou des règlements nationaux durables.

Tableau 3. **Compatibilité des options stratégiques**

Options stratégiques	Évaluation	Interactions avec d'autres options stratégiques
OPTION 1 : Renforcer l'approche actuelle de tarification du carbone fondée sur le rendement	Inutile : Les flux financiers entre les provinces et les territoires qui en découleraient seraient source de controverse et probablement de grogne populaire.	
OPTION 2 : Éliminer l'approche actuelle de tarification du carbone fondée sur le rendement	Très utile : Elle compense les incitatifs inégaux des sources de production sans nuire à l'incitation à l'électrification ou entraîner d'importants flux financiers interprovinciaux.	Hautement complémentaire : Elle permet de réduire les émissions de façon rentable tout en veillant à ce qu'elles atteignent le niveau désiré d'ici 2035.
OPTION 3 : Imposer une norme de rendement	Très utile : Elle peut garantir l'atteinte de la cible de carboneutralité dans les systèmes électriques d'ici 2035, contrairement à la tarification du carbone.	
OPTION 4 : Fournir des incitatifs fiscaux et des subventions directes	Facultative : Elle peut faciliter un meilleur développement et une plus grande utilisation de l'électricité renouvelable.	Complémentaire aux options 2 et 3 : Elle peut renforcer l'incitation à développer et à utiliser de l'électricité renouvelable.

3.2 *défi B : Le manque de coordination des politiques et institutions provinciales et territoriales en matière de carboneutralité*

3.2.1 La nature du défi

Comme en témoigne l'expérience internationale, la réussite à long terme de la décarbonisation des systèmes électriques exige une bonne harmonie entre les gouvernements, les autorités de réglementation et les services publics (Ferguson, 2021). L'amélioration des politiques climatiques fédérales, nous l'avons montré, peut grandement contribuer à ce succès. Cependant, l'adaptation générale des systèmes aux objectifs de carboneutralité – ce qui implique de les rendre non seulement plus propres, mais aussi plus grands et plus intelligents, et ce, de façon rentable et rapide – nécessite que les politiques et les institutions provinciales et territoriales (dont les autorités de réglementation, les services publics et les exploitants de systèmes) soient *elles aussi* harmonisées avec ces objectifs. Étant donné que les systèmes électriques relèvent des provinces et des territoires, la transition pourrait se faire moins rapidement, coûter plus cher, ou même manquer les cibles si les gouvernements provinciaux et territoriaux appliquent mal leurs outils et leurs pouvoirs.

Le moyen le plus direct de résoudre ce défi consiste à établir des politiques de carboneutralité claires aux niveaux fédéral, provincial et territorial. Il risque toutefois de toujours y avoir un certain décalage ou une certaine incertitude quant au lien entre l'application des politiques fédérales, provinciales et territoriales et les objectifs climatiques à long terme. Par exemple, non seulement il serait difficile pour les gouvernements de garantir le maintien des politiques jusqu'à la réduction des émissions en 2050, mais cette garantie risquerait aussi d'être excessivement rigide. Cette incohérence entre les politiques existantes et les objectifs à long terme est problématique pour les principales institutions provinciales et territoriales, surtout les autorités de réglementation du secteur de l'électricité. (Nous abordons le rôle précis des services publics et des exploitants de systèmes électriques dans la transition dans l'encadré 4.)

Chaque province et territoire au Canada a sa propre autorité de réglementation du secteur de l'électricité (souvent une commission de services publics ou une régie de l'énergie), qui encadre la planification des systèmes électriques, le choix des investissements et les tarifs facturés aux consommateurs – bien que la portée exacte de son mandat varie souvent d'une région à l'autre (Pineau, 2021). Lorsqu'il existe un décalage entre les politiques actuelles et les objectifs climatiques à long terme, le mandat, les règles et les processus qui régissent le travail des autorités de réglementation (ainsi

que d'autres entités comme les exploitants de systèmes électriques et les services publics) peuvent considérablement entraver l'atteinte rentable et rapide de ces objectifs à long terme.

Le premier défi découlant de cette situation est que les gouvernements provinciaux et territoriaux ne se sont pas tous fixé des cibles de réduction des émissions à long terme, encore moins des objectifs inscrits dans la loi. En l'absence de telles cibles, les autorités de réglementation ne reçoivent pas de signaux clairs quant aux futurs niveaux d'émissions. Il importe donc de privilégier la clarification des cibles provinciales et territoriales à long terme pour que les institutions provinciales et territoriales s'ajustent aux objectifs nationaux en matière de carboneutralité.

Deuxième défi : même si les autorités de réglementation ont le mandat très clair de protéger l'intérêt des clients en leur proposant des prix raisonnables et un service fiable, le lien entre ce mandat et les changements climatiques est souvent tacite et ambigu, ou dépend beaucoup trop du jugement des autorités de réglementation. Les objectifs au cœur de leurs mandats – établis avant que les émissions de gaz à effet de serre et les répercussions des changements climatiques ne deviennent des défis majeurs – peuvent sembler en contradiction avec les investissements dans des infrastructures carboneutres, puisque ces investissements pourraient faire augmenter les coûts pour les consommateurs en vue de produire des retombées au-delà de la portée de ces mandats. Les autorités de réglementation doivent généralement tenir compte de l'intérêt public, en ce qui concerne l'environnement et l'atteinte des cibles climatiques, par exemple; toutefois, sans orientation claire ou politique explicite, elles auront beaucoup de difficulté à déterminer la compatibilité des réductions d'émissions avec cet intérêt public et d'autres objectifs et priorités, de même que les délais à respecter.

Voici un troisième défi : bien que les autorités de réglementation soient chargées d'appliquer les lois et règlements actuels et de prendre des décisions d'investissement à long terme malgré l'incertitude, elles n'ont pas pour mandat de se prononcer sur les politiques potentielles. Ainsi, même si les gouvernements arrivaient à résoudre les deux premiers défis – établir des cibles claires autant au niveau fédéral qu'infranational et clarifier le rôle des autorités de réglementation –, cela ne suffirait pas nécessairement aux autorités de réglementation pour déterminer si les mesures et les investissements des services publics sont prudemment harmonisés avec les objectifs de carboneutralité. Pour ce faire, elles devraient faire des hypothèses sur les futures politiques encore inconnues des gouvernements, ce qui les placerait de facto dans un rôle de décideurs qu'elles seraient réticentes à adopter, puisqu'il revient aux gouvernements élus de décider des politiques climatiques et de se positionner face aux choix et aux compromis intrinsèquement politiques que présentent ces décisions.

Présentée dans l'encadré 3, l'expérience de la Colombie-Britannique montre de quelle façon les systèmes électriques canadiens pourraient surmonter ces difficultés.

ENCADRÉ 3.

L'exemple de la Colombie-Britannique pour illustrer la nécessité de coordonner les politiques et institutions provinciales avec les objectifs climatiques

Le gouvernement provincial de la Colombie-Britannique a inscrit dans la loi des cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % sous les niveaux de 2007 d'ici 2030, de 60 % d'ici 2040 et de 80 % d'ici 2050 (il a mis à jour, mais pas encore transposé en loi, sa cible de carboneutralité pour 2050), de même qu'une cible provisoire de 16 % de réduction d'émissions d'ici 2025. Il a établi des objectifs de réduction des émissions d'ici 2030 pour quatre secteurs : le transport, l'industrie, le pétrole et le gaz et les bâtiments et les communautés (gouvernement de la Colombie-Britannique, 2016). Il a également élaboré un plan climatique (CleanBC) et un plan d'action complémentaire pour 2030 publié en octobre 2021 (gouvernement de la Colombie-Britannique, 2021a, 2021b).

Le gouvernement provincial a demandé à son service public, BC Hydro, de soutenir la réalisation des plans et des objectifs climatiques provinciaux. La lettre de mandat adressée par le gouvernement de la Colombie-Britannique à BC Hydro en 2019 ordonne à l'organisation de veiller à ce que ses activités cadrent avec CleanBC, le prochain plan climatique du gouvernement (ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières, 2019). Une nouvelle lettre de mandat en juin 2021 est venue ajouter quelques précisions, demandant à BC Hydro d'« aligner (ses) activités sur les cibles et les stratégies de réduction au minimum des émissions de gaz à effet de serre et de gestion des risques liés aux changements climatiques, y compris les cibles de CleanBC » (ministère de l'Énergie, des Mines et des Innovations sobres en carbone, 2021). Le gouvernement a également imposé à l'autorité de réglementation du secteur de l'électricité de la province, la British Columbia Utilities Commission, de tenir compte de ses objectifs énergétiques, dont ceux présentés dans le plan CleanBC.

Malgré les avancées positives que représentent les cibles, les politiques et les plans climatiques inscrits dans la loi, et en dépit des mandats d'institutions publiques clés, des difficultés subsistent en matière de coordination, d'intégration et de mise en œuvre. Par exemple, bien que le plan CleanBC présente un certain nombre de priorités, tous ses éléments ne sont pas appuyés par des lois et des règlements. Le plan se penche parfois sur les résultats possibles en matière de climat et d'émissions sans bien expliquer ce qu'ils impliqueraient pour les systèmes électriques de la province (dont la quantité et le type d'énergie nécessaires); il est alors difficile de déterminer de quelle façon ces résultats pourraient et devraient se transposer dans ces systèmes. Il est aussi axé sur la cible de la province pour 2030 plutôt que sur ses objectifs à long terme, ce qui laisse dans l'ombre les modalités de leur réalisation.

Le manque de clarté entourant l'atteinte des cibles de réduction des émissions de la province complique la tâche pour BC Hydro et la British Columbia Utilities Commission. L'incertitude quant à la nature et à la portée du rôle des systèmes électriques dans ces efforts complexifie la planification de BC Hydro et prive la British Columbia Utilities Commission d'une base claire pour la révision des éléments des propositions des services publics qui favoriseraient l'atteinte des cibles climatiques.

Le plan intégré des ressources envoyé à la commission des services publics par BC Hydro en décembre 2021 met en évidence cette déconnexion. Le volet de base du plan suppose des niveaux de charge qui ne concordent pas avec le plan CleanBC ou le plan d'action complémentaire pour 2030. Pour trouver ce qui y correspond, il faut plutôt consulter le plan d'urgence – qui ne constitue pas le fondement de la planification, mais vise à « parer à toute éventualité » – dans le cadre d'un « scénario accéléré » qui part du principe que les cibles provinciales de réduction des gaz à effet de serre seront atteintes lors des années charnières de 2025, 2030 et 2040 (BC Hydro, 2021a). On peut donc constater que l'alignement sur les cibles climatiques n'est pas à la base de la planification à BC Hydro, même si la Société appuie les directives du gouvernement provincial. Le plan d'électrification de BC Hydro (BC Hydro, 2021b), envoyé à la British Columbia Utilities Commission dans le cadre de sa demande sur ses besoins en revenus pour les exercices 2023 à 2025 (BC Hydro, 2021c), est tout aussi en décalage avec les cibles climatiques de la province et a été déposé avant le lancement du plan d'action pour 2030.

Pourquoi BC Hydro a-t-elle soumis un tel plan intégré des ressources? Probablement parce qu'elle comprend que, en l'absence de politiques plus claires, la British Columbia Utilities Commission n'est pas nécessairement en mesure d'approuver des propositions prévoyant des augmentations de charge qui appuieraient les cibles climatiques annoncées par le gouvernement provincial. Elle a donc décidé de soumettre un plan intégré des ressources qui, selon elle, est plus susceptible d'être approuvé par la commission des services publics – même si ce plan ne se conforme pas à l'atteinte des objectifs climatiques.

Comme la commission des services publics étudie toujours le plan intégré des ressources et n'a pas encore rendu sa décision, le plan final endossé par la British Columbia Utilities Commission pourrait être mieux aligné sur les cibles climatiques. Et même si la version actuelle est endossée par la commission, les plans intégrés des ressources constituent des documents de planification qui ne fixent pas nécessairement l'orientation du développement futur des systèmes électriques; le plan n'imposerait donc pas la trajectoire qu'il décrit. Le fait qu'un tel plan puisse être présenté prouve tout de même l'existence d'une déconnexion entre les politiques et la gouvernance.

La British Columbia Utilities Commission semble comprendre la difficulté associée au contexte décrit ci-dessus; en juin 2021, elle a lancé un projet interne pour examiner le rôle de la commission dans la transition énergétique de la Colombie-Britannique, avec comme objectif de mieux faire comprendre au personnel, aux commissaires et aux parties prenantes les politiques et les objectifs actuels de transition énergétique de la province et des territoires avoisinants (BCUC, 2021). Elle a aussi invité Fortis BC (le principal service de dis-

tribution de gaz de la province) et BC Hydro à élaborer des prévisions de charge conjointes. De telles mesures ne peuvent toutefois permettre de résoudre les défis d'incertitude les plus profonds. Elles représentent au mieux un pis-aller par rapport à des politiques clarifiant les intentions gouvernementales quant à l'évolution des systèmes électriques de la province conformément aux objectifs climatiques ainsi que le rôle à jouer par les services publics et les autorités de réglementation.

Si, en raison des facteurs décrits plus haut, des lacunes dans les politiques ou les mandats actuels des autorités de réglementation les poussent à bloquer l'approbation d'investissements visant la carboneutralité, l'atteinte des cibles de carboneutralité deviendra plus coûteuse (notamment à cause des actifs délaissés), plus difficile, ou les deux à la fois. Si les services publics ont l'impression que les autorités de réglementation bloqueront ces investissements et adaptent leurs plans et propositions en conséquence, le résultat pourrait très bien être le même. C'est particulièrement vrai pour les investissements de capitaux à long terme, courants dans le secteur et de façon plus générale dans la transition vers la carboneutralité. Ce peut aussi être le cas pour les investissements dans la résilience et l'adaptation, qui peuvent être coûteux et avoir des taux de rendement et des délais de récupération incertains (Clark et Kanduth, 2022). Comme il est évident que tous les investissements seront dans l'intérêt des abonnés, le fait que des autorités de réglementation refusent des demandes des services publics – même lorsqu'elles s'inscrivent dans une perspective de carboneutralité – n'est pas un défi en soi. Le vrai défi, c'est que des investissements rentables et conformes aux cibles de carboneutralité (et aux objectifs climatiques plus généraux) puissent être bloqués simplement parce que l'orientation future des politiques climatiques manque de clarté ou de légitimité selon l'autorité de réglementation.

Les gouvernements provinciaux et territoriaux peuvent naturellement annuler les décisions des autorités de réglementation qui ne visent pas la carboneutralité, mais ce modèle n'est pas bénéfique. L'application régulière de cette méthode serait d'ailleurs contre-productive. Elle compromettrait l'indépendance des autorités réglementaires et échouerait à tirer profit de leur grande expertise. En outre, la nature discrétionnaire de ces interventions gouvernementales signifie qu'elles ne seront pas nécessairement appliquées de façon cohérente ou prudente d'un gouvernement à l'autre, ce qui risque de réduire la vitesse et l'efficacité des transformations dans le secteur de l'électricité et d'en faire grimper les coûts.

ENCADRÉ 4.*Le rôle des services publics et des exploitants de réseaux*

Les services publics sont un élément commun des systèmes électriques du Canada. Dans plusieurs provinces et territoires, il s'agit de grandes organisations à intégration verticale qui gèrent la production, le transport et la distribution de l'électricité, de même que la planification des systèmes et les fonctions opérationnelles. Ailleurs, ces fonctions sont exercées séparément ou par des acteurs publics et privés. L'Ontario et l'Alberta accordent le plus grand rôle aux acteurs du secteur privé aux tarifs dégroupés (Pineau, 2021); elles confient à des exploitants de réseaux indépendants sans but lucratif la planification et l'exploitation des réseaux électriques et des marchés de l'électricité provinciaux.

La prédominance des services publics détenus par un gouvernement dans les systèmes électriques canadiens permet aux gouvernements provinciaux et territoriaux d'exiger de ces services qu'ils harmonisent leur planification et leurs activités avec les objectifs de carboneutralité. De nombreuses provinces l'ont déjà fait, dont la Colombie-Britannique et le Québec, qui ont chargé leur service public respectif (BC Hydro et Hydro-Québec) de réaliser une grande part de leurs stratégies climatiques, comme l'augmentation de l'électrification. De telles directives pourraient aussi s'appliquer aux exploitants de réseaux indépendants. Les gouvernements pourraient également mettre en place des règlements basés sur le rendement et des mécanismes d'incitation au rendement – comme pour l'électrification, la production d'électricité renouvelable et l'efficacité énergétique – pour mieux aligner les incitatifs des services publics sur les objectifs de carboneutralité.

Bien qu'utile, une telle approche comporte certaines limites, car les décisions et les investissements des services publics et des exploitants de réseaux font toujours l'objet d'un examen approfondi de la part des autorités de réglementation (même si, à certains endroits, cet examen peut être limité pour quelques aspects des mandats des exploitants de réseaux). Si les mandats des autorités de réglementation manquent de clarté quant aux objectifs ou comportent trop d'ambiguïté quant à la façon d'atteindre les cibles climatiques, les autorités de réglementation risquent fort de ne pas approuver les décisions et les investissements rentables et axés sur le climat des services publics (et des exploitants de réseaux).

En bref, les efforts visant à harmoniser les mandats et les activités des services publics et des exploitants de réseaux avec les objectifs de carboneutralité devraient être vus comme un complément – et non un substitut – aux efforts semblables devant être accomplis par les autorités de réglementation provinciales et territoriales du secteur de l'électricité.

3.2.2 Options stratégiques

OPTION 1 : Clarifier le mandat des autorités de réglementation provinciales et territoriales pour l'adapter aux objectifs climatiques

Pour clarifier le mandat principal des autorités de réglementation, les gouvernements provinciaux et territoriaux pourraient maintenir les aspects de ce mandat qui concernent la protection des intérêts des clients quant aux prix, à la fiabilité et à la qualité du service (et ainsi leur rôle de régulateurs économiques), mais en indiquant clairement les liens avec les objectifs climatiques, notamment les objectifs et cibles de réduction des émissions, de même que l'amélioration de la résilience des systèmes électriques face aux changements climatiques (Clark et Kanduth, 2022). Dans les régions où se trouvent des services publics et des exploitants de réseaux indépendants, ces institutions pourraient également être obligées de poursuivre des objectifs climatiques.

Des mandats visant à atteindre les cibles globales gouvernementales de réduction des émissions (et les cibles sectorielles, s'il y a lieu) créeraient explicitement l'obligation d'aligner les décisions et les investissements sur les cibles de réduction d'émissions et les objectifs de résilience, plutôt que seulement sur leurs politiques actuelles. Ils permettraient également de clarifier le fait que les investissements visant à réduire les émissions, même s'ils font augmenter les coûts pour les abonnés, ne devraient pas être vus comme étant en contradiction avec leurs intérêts. Toutefois, en maintenant le mandat des autorités de réglementation d'assurer l'abordabilité et la fiabilité de l'électricité, on veillerait à ce qu'elles évaluent les avantages des investissements pour la réduction des émissions en fonction de leur rentabilité et de leurs répercussions potentielles sur la fiabilité et la résilience. Les autorités pourraient ainsi continuer à jouer le rôle qui leur convient le mieux – celui de régulateurs économiques – en ajoutant simplement aux considérations un nouveau facteur d'intérêt public. Elles pourraient également participer aux transitions provinciales et territoriales vers la carboneutralité de façon active et constructive.

Cette option, comme indiqué précédemment, serait soutenue par des cibles de réduction des émissions visant la carboneutralité claires et inscrites dans les lois provinciales ou territoriales. Si certaines provinces et certains territoires ont annoncé des cibles à long terme, quelques-uns les ayant inscrites dans la loi, d'autres n'ont toujours pas défini leurs objectifs climatiques à long terme.

Une directive officielle d'un gouvernement provincial ou territorial – comme une lettre de mandat ou un décret – indiquant aux autorités de réglementation qu'elles devraient chercher à développer le secteur de l'électricité en

tenant compte des cibles climatiques établies pourrait servir de première étape et être inscrite dans la loi plus tard⁸.

Même si cette option préserverait leur rôle actuel de régulateurs économiques, en l'absence d'autres changements elle donnerait de fait aux autorités de réglementation un rôle de décideurs. Il serait donc très utile de l'assortir d'une option stratégique contribuant à combler l'écart entre les politiques existantes et les cibles à plus long terme qui doivent maintenant être atteintes par les autorités de réglementation. L'option 3, abordée plus bas, peut accomplir cette fonction.

OPTION 2 : Élargir le mandat principal des autorités de réglementation en y intégrant des objectifs qui vont au-delà des réductions d'émissions

Une option supplémentaire consiste à étendre le mandat principal courant parmi les autorités de réglementation canadiennes, c'est-à-dire d'assurer l'abordabilité et la fiabilité de l'électricité. Plus précisément, ce mandat pourrait être officiellement élargi de façon à exiger explicitement la prise en compte d'objectifs sociétaux plus larges comme l'équité, la justice et l'égalité des revenus. Peu importe la forme que prendrait cette approche, elle permettrait d'élargir le rôle traditionnel des autorités de réglementation en tant que régulateurs économiques évaluant des objectifs liés aux systèmes électriques tels que la fiabilité et l'abordabilité (et la réduction des émissions) en y ajoutant la définition, l'élaboration et la comparaison de considérations et priorités sociétales plus générales. Un certain pouvoir décisionnel passerait ainsi des représentants élus et des bureaucraties gouvernementales à des organismes juridiques indépendants.

OPTION 3 : Orienter le travail des autorités de réglementation, des services publics et d'autres acteurs du marché à l'aide de plans énergétiques et d'évaluations de trajectoires

Bien qu'il soit essentiel de combler l'écart entre les politiques climatiques adoptées et les objectifs climatiques à long terme d'un gouvernement de façon aussi complète et rapide que possible, un certain décalage risque de persister, comme expliqué plus haut. C'est pourquoi les gouvernements pourraient se servir de plans énergétiques et d'évaluations des trajectoires

8. Il serait aussi très utile d'ajouter la résilience climatique dans ce mandat. Cependant, la mise en œuvre d'un mandat axé sur la résilience nécessiterait de meilleures données, des indicateurs de résilience normalisés et une évaluation et une communication des risques climatiques améliorées pour permettre aux gouvernements, aux autorités de réglementation, aux services publics et aux planificateurs de prendre des décisions éclairées face à un climat changeant (Clark et Kanduth, 2022).

pour guider les autorités de réglementation et d'autres décideurs sur la façon de combler à temps les écarts et sur les aspects potentiels d'une transformation rentable des systèmes électriques conforme aux objectifs climatiques du gouvernement. De tels guides, quoique non contraignants, donneraient aux autorités de réglementation et à d'autres décideurs comme les exploitants de réseaux, les services publics et les acteurs du secteur privé une référence pour comparer les décisions ayant des conséquences au-delà de l'horizon actuel. Ils serviraient de substituts temporaires aux politiques plus concrètes qui suivraient, donnant ainsi aux autorités de réglementation une base de décision crédible et leur évitant de devoir faire des suppositions sur les futures politiques gouvernementales ou d'adopter dans les faits un rôle de décideur.

Cette option repose sur deux guides importants : un plan énergétique global et une évaluation périodique des trajectoires possibles pour l'approvisionnement en électricité.

Un plan énergétique global pour le développement d'un système électrique carboneutre est un document produit par le gouvernement provincial ou territorial pour aider les autorités de réglementation et d'autres acteurs du marché à prendre des décisions. Il devrait clarifier des éléments tels que les cibles d'adoption de technologies finales électriques (dont les thermopompes et les véhicules électriques); l'intention de favoriser l'utilisation de différents types d'électricité non émettrice; le rôle envisagé des mesures d'efficacité énergétique et de l'amélioration d'immeubles; le rôle prévu des réseaux gaziers, surtout à long terme; la façon dont tous ces changements auraient une incidence sur la demande totale pour différents types d'énergie – dont l'électricité – de la province ou du territoire. La clarté quant aux futures courbes de charge, en particulier, est essentielle à l'expansion rapide des systèmes électriques nécessaire à la carboneutralité, d'autant plus que les autorités de réglementation risquent de redouter un surdéveloppement des systèmes.

Pour bien guider une autorité de réglementation dans sa prise de décisions, le plan énergétique devrait fournir le plus de données quantitatives possible, tout en reconnaissant les incertitudes à l'aide de fourchettes, d'analyses de sensibilité ou de multiples scénarios. Il ne suffit pas de donner des estimations et des cibles vagues ou indicatives; il faut être concret et précis.

Les plans énergétiques globaux devraient comprendre des objectifs et des résultats, des indicateurs pour mesurer les progrès, des plans d'action avec des échéanciers de mise en œuvre, et des propositions de structures de gouvernance qui présentent les rôles et responsabilités de diverses institutions provinciales et territoriales. Ils ne devraient pas être trop normatifs

pour que les services publics et les planificateurs aient suffisamment de latitude pour les exécuter de manière à limiter les coûts, à maintenir la fiabilité et à renforcer la résilience. En outre, ils devraient faire l'objet d'une consultation élargie avec les parties prenantes et le public, et notamment les peuples autochtones (ICE, 2022).

Ces plans pourraient orienter les actions et les décisions d'investissement dans chaque province et territoire, peu importe la structure de leur marché. Dans les marchés à intégration verticale, le plan serait mis en œuvre dans le cadre de plans intégrés des ressources – des feuilles de route indiquant de quelle manière les services publics envisagent de répondre aux futurs besoins et objectifs – et de mesures incitatives conçues par les autorités de réglementation. Dans les secteurs de l'électricité aux tarifs dégroupés de l'Alberta et de l'Ontario, une stratégie énergétique nationale complète orienterait les décisions d'investissement privé ainsi que les plans de réseaux, les structures commerciales et tarifaires et les processus d'approvisionnement établis par les autorités de réglementation et les exploitants de réseaux indépendants.

Enfin, pour mettre en œuvre cette approche, les gouvernements provinciaux et territoriaux devraient donner à l'autorité de réglementation ou à l'exploitant de système le mandat ou la directive d'appliquer les plans énergétiques globaux. Par exemple, en Ontario, le ministre de l'Énergie a imposé à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de soumettre un plan de mise en œuvre indiquant la manière dont elle atteindrait les objectifs décrits dans le Plan énergétique à long terme de 2017 de la province (SIERE, 2017).

Cette option repose sur un deuxième document complémentaire : l'évaluation périodique des trajectoires possibles pour l'approvisionnement en électricité. Pour en renforcer la crédibilité et l'indépendance, ce document devrait être conçu par des organismes gouvernementaux indépendants, des chercheurs universitaires ou des instituts de recherche de confiance, plutôt que par le gouvernement lui-même. Il devrait également être basé sur des analyses indépendantes rigoureuses des scénarios de disponibilité des ressources et des trajectoires de développement des systèmes électriques possibles pour une province ou un territoire, c'est-à-dire les diverses combinaisons de technologies de production et de sources de flexibilité comme le stockage, la gestion de la demande et le commerce de l'électricité avec d'autres provinces et territoires qu'une région pourrait adopter pour aligner son système électrique sur la carboneutralité, de même que la certitude, les coûts et les avantages liés à ces trajectoires. Cette évaluation serait une ressource précieuse pour les autorités de réglementation pour comparer l'abordabilité et la fiabilité des propositions des services publics ayant une incidence sur l'harmonisation avec les objectifs climatiques à

plus long terme. De plus, comme elle serait régulièrement mise à jour, elle refléterait assurément l'état actuel (ou du moins récent) de différentes options technologiques et leurs coûts relatifs.

OPTION 4 : Exiger des autorités de réglementation qu'elles emploient une tarification interne du carbone dans leur prise de décisions

Les gouvernements provinciaux et territoriaux pourraient exiger des autorités de réglementation qu'elles appliquent une tarification interne du carbone à leur analyse des propositions. Il s'agirait d'un coût théorique ou présumé par tonne d'émissions de carbone qui serait ensuite pris en compte dans les processus analytiques et les décisions. De nombreuses entreprises canadiennes, y compris certains services d'électricité, ont instauré une tarification interne du carbone pour orienter la planification à long terme (Institut pour l'IntelliProsperité, 2013).

Le Canada applique déjà une tarification du carbone qui devrait s'élever à 170 \$ la tonne d'ici 2030; au-delà de cette date, rien n'a été établi. L'emploi d'une tarification interne du carbone pourrait contribuer à combler cette lacune en précisant quels niveaux de prix devraient être pris en compte par les autorités de réglementation lorsqu'elles examinent les décisions d'investissement qui auraient une incidence sur les niveaux ou les réductions d'émissions au-delà de l'horizon 2030. Cette exigence pourrait aussi s'étendre à la planification et aux décisions d'investissement prises par les services publics eux-mêmes, ou bien les gouvernements pourraient exiger que tous les services (publics et privés) incluent de telles évaluations dans leurs propositions aux autorités de réglementation.

Une telle tarification du carbone permettrait aux autorités de réglementation de comparer explicitement la valeur des réductions d'émissions dans leurs évaluations de la rentabilité d'un investissement pour les abonnés. Elle peut d'ailleurs être différente de celles de la trajectoire fédérale. Par exemple, elle pourrait être réglée sur un coût social du carbone qui évalue les coûts marginaux actuels des émissions (mais un tel chiffre devrait être estimé de façon crédible et être adapté pour servir d'outil d'aide à la décision). Elle pourrait aussi augmenter plus rapidement que le prix du fédéral, car les décisions d'investissement durables devraient être prises selon l'évolution prévue des prix du carbone, et pas seulement en fonction de leur état actuel ou potentiel. Enfin, elle pourrait représenter le prix du carbone implicite estimé nécessaire à l'atteinte de la carboneutralité dans une province ou un territoire donné (Kaufman et coll., 2020).

Tableau 4. Avantages et inconvénients des options stratégiques

	Avantages	Inconvénients
OPTION 1 : Clarifier le mandat des autorités de réglementation pour l'adapter aux objectifs climatiques	<ul style="list-style-type: none"> • Elle permet aux commissions de services publics et régies de l'énergie de conserver leur rôle de régulateurs économiques visant à assurer l'abordabilité et la fiabilité de l'électricité et les fait participer de façon constructive à la transition vers la carboneutralité. • L'inscription dans la loi du mandat d'une autorité de réglementation renforcerait les directives gouvernementales sur le fait que des investissements augmentant les coûts pour réduire les émissions ne devraient pas être perçus comme entrant en contradiction avec les intérêts des abonnés. 	<ul style="list-style-type: none"> • Seule, cette option est incomplète puisque, même avec un mandat plus clair, tant qu'il y aura des écarts entre les cibles climatiques à long terme et la mise en œuvre des politiques, les autorités de réglementation seront limitées dans leur capacité à évaluer les avantages des propositions qui ont une incidence sur les cibles climatiques à long terme. • Si les autorités de réglementation devaient faire des suppositions sur les futures politiques climatiques, dans les faits, elles les établiraient elles-mêmes (un rôle qui convient davantage aux assemblées législatives et aux gouvernements).
OPTION 2 : Élargir le mandat principal des autorités de réglementation en y intégrant d'autres objectifs sociétaux	<ul style="list-style-type: none"> • Des objectifs comme l'abordabilité et la fiabilité sont comparés avec d'autres impératifs, comme l'équité. 	<ul style="list-style-type: none"> • L'élargissement du mandat des autorités de réglementation à des objectifs sociétaux plus vastes exige des autorités de réglementation qu'elles choisissent la manière de comparer ces objectifs, ce qui s'écarte considérablement de leur rôle traditionnel de régulateurs économiques. • Des décisions prises en fonction de l'interprétation subjective de la façon dont les différents objectifs devraient être équilibrés peuvent faire l'objet de poursuites, ce qui peut retarder (et même annuler) la mise en œuvre des décisions des autorités de réglementation.
OPTION 3 : Orienter le travail des autorités de réglementation et d'autres acteurs à l'aide de plans énergétiques et d'évaluations de trajectoires	<ul style="list-style-type: none"> • Les autorités de réglementation peuvent baser leurs décisions sur un fondement plus clair dans les cas où des cibles climatiques à long terme sont fixées, mais sans politiques climatiques concrètes permettant de les atteindre. • En fournissant des renseignements manquants essentiels aux autorités de réglementation, les plans énergétiques et les évaluations de trajectoires permettraient à ces dernières de conserver leur rôle de régulateurs économiques apportant un contrepoint axé sur le client aux plans de développement et investissements envisagés par les gouvernements et les services publics. 	<ul style="list-style-type: none"> • Les plans énergétiques et les évaluations de trajectoires pourraient être trop ambigus dans certains cas, surtout s'ils demeurent trop généraux ou directifs ou qu'ils n'arrivent pas à fournir des estimations quantitatives crédibles. D'un autre côté, s'ils sont trop prescriptifs, ils risquent de compromettre les processus décisionnels des autorités de réglementation.
OPTION 4 : Exiger des autorités de réglementation qu'elles emploient une tarification interne du carbone dans leur prise de décisions	<ul style="list-style-type: none"> • Une tarification interne du carbone crée une base claire et rigoureuse pour comparer la valeur des réductions d'émissions à d'autres coûts et considérations. 	<ul style="list-style-type: none"> • Comme les autorités de réglementation pourraient se baser sur de nombreux coûts différents, même avec des orientations claires et stables de la part des gouvernements, des coûts mal établis risquent d'influencer les décisions des autorités de réglementation. • Si le coût interne du carbone n'est appliqué que dans les décisions liées à l'utilisation, au remplacement ou à l'élimination progressive des sources de production polluantes, il risque de ne pas être d'une grande aide pour les autorités de réglementation qui doivent prendre des décisions quant aux options d'électrification (où les avantages des réductions d'émissions ne découleraient pas des émissions évitées dans la production d'électricité, mais de l'utilisation réduite de combustibles fossiles liquides ou gazeux dans le transport, les bâtiments ou l'industrie). • En plus des difficultés d'ordre méthodologique, les tarifications internes du carbone suscitent des questions difficiles quant aux personnes qui auraient le pouvoir de fixer le prix.

3.2.3 Solutions privilégiées

Solution privilégiée : *Élargir le mandat des autorités de réglementation en y intégrant la réalisation des objectifs de résilience et de réduction des émissions et orienter leur travail (et celui d'autres acteurs du marché) à l'aide de plans énergétiques et d'évaluations des trajectoires.*

Pour trouver une solution optimale au défi énoncé, il faut combiner de multiples options stratégiques. Les options 1 et 3 en particulier sont toutes deux très utiles et hautement complémentaires. En aidant à clarifier le lien entre les mandats des autorités de réglementation et les objectifs climatiques, l'option 1 permet d'éviter l'idée fautive selon laquelle les mesures climatiques ne cadrent pas avec l'objectif de fournir de l'électricité fiable et abordable aux consommateurs. Lorsque possible, il peut aussi être utile d'orienter les services publics et les exploitants de réseaux de façon semblable. Le comblement des lacunes dans les politiques à l'aide de plans énergétiques et d'évaluations des trajectoires (option 3) est hautement complémentaire à l'option 1. Même si ces documents sont non contraignants et qu'ils peuvent être modifiés, ils permettent aux autorités de réglementation (et à d'autres acteurs) de prendre des décisions plus éclairées et défendables.

Dans certaines provinces et certains territoires, d'autres changements pourraient être nécessaires à la mise en œuvre de ces deux options. C'est notamment le cas si les fonctions actuelles des autorités de réglementation doivent être élargies. Par exemple, ce ne sont pas toutes les autorités de réglementation qui s'occupent de la vérification des plans de réseaux et des prévisions de charge. Si de nombreuses autorités de réglementation passent en revue les plans intégrés des ressources des services publics, dans certaines provinces comme l'Ontario les plans des exploitants de réseaux ne font pas l'objet d'un examen. De plus, les gouvernements pourraient donner des directives aux autorités de réglementation ou aux exploitants de réseaux pour favoriser la mise en œuvre de plans énergétiques complets.

S'il y a lieu, l'élargissement des mandats des autorités de réglementation pour englober un plus large éventail de fonctions des services publics et des exploitants de réseaux permettrait de mieux tirer parti de la vaste expertise de ces autorités et des avantages du processus juridictionnel. On s'assurerait ainsi que les systèmes électriques s'inscrivent dans une perspective de carboneutralité d'une façon qui convient aux abonnés. Cette vérification renforcée pourrait s'étendre au-delà de certains investissements et dossiers tarifaires pour comprendre les plans de réseaux et les prévisions de charge, les dépenses d'investissement prévues, les structures de marché proposées et les processus d'approvisionnement des services publics et des gouvernements.

Les gouvernements provinciaux et territoriaux devraient aussi veiller à ce que les autorités de réglementation se voient accorder les ressources, la capacité et l'autorité nécessaires pour remplir leurs nouveaux mandats. Il peut être question non seulement de ressources humaines et financières, mais aussi du mandat d'investir dans de nouvelles infrastructures et technologies ou des innovations plus larges – qui, autrement, pourraient être perçues par les autorités de réglementation comme étant excessivement risquées ou coûteuses –, par exemple avec une approche « forum d'innovation » (Carlson et Nciri, 2021).

Une tarification interne du carbone pourrait compléter ces deux mesures prioritaires, puisqu'elle permet elle aussi de tenir compte de la rentabilité des investissements visant à adapter les systèmes électriques à la carboneutralité. Toutefois, étant donné les difficultés associées à la détermination d'un prix fiable et crédible – surtout lorsque le calcul comprend un coût social du carbone ou une estimation du prix implicite du carbone pour l'atteinte des cibles climatiques –, une tarification interne du carbone ne devrait pas dicter les décisions des autorités de réglementation. Elle devrait plutôt servir de filtre ou d'indication supplémentaires pour la prise de décisions. Comme l'adoption de cette tarification vient avec certaines difficultés, elle devrait être perçue comme une mesure optionnelle et non nécessaire. Enfin, pour être un outil d'aide à la décision efficace, la tarification interne du carbone devrait être fixée de façon indépendante et crédible, et son application devrait s'étendre aux réductions d'émissions au-delà des systèmes électriques (par exemple, remplacement de l'essence par l'électricité dans le secteur du transport).

Une chose est sûre : une expansion fondamentale des mandats des autorités de réglementation au-delà du rôle traditionnel de régulateur économique – la proposition de l'option 2 – serait inutile. Ces autorités tiennent déjà compte des répercussions sur d'autres objectifs sociétaux – comme l'accès équitable à l'électricité – quand elles adoptent des règlements dans l'intérêt public. Les décisions qui déterminent plus fondamentalement la manière d'équilibrer des objectifs sociétaux plus larges doivent plutôt incomber aux assemblées législatives et aux gouvernements, davantage en mesure de comparer de telles priorités conflictuelles. Si l'on demande aux autorités de réglementation d'entreprendre ce travail, non seulement leurs décisions risqueraient de faire l'objet de poursuites, mais il y a également un risque de dépolitiser des décisions qui sont intrinsèquement politiques, au détriment de la gouvernance des systèmes électriques et même de l'ensemble du processus décisionnel démocratique.

Les gouvernements devraient continuer à s'occuper de la réalisation des objectifs sociétaux plus larges comme l'équité, la réconciliation, l'autodétermination autochtone et l'égalité économique. Cependant, comme les décisions et les politiques gouvernementales dans ces domaines influenceront sur les décisions et les processus des régulateurs économiques, les autorités de réglementation peuvent aussi y prendre part. Les gouvernements peuvent

faire en sorte que les autorités de réglementation provinciales et territoriales soient outillées pour prendre en compte de telles considérations lorsqu'elles adoptent des règlements dans l'intérêt public. Par exemple, les gouvernements pourraient faire intervenir de manière proactive des groupes et des détenteurs de droits visés par l'équité – surtout des peuples autochtones – dans les structures de gouvernance réglementaires et les processus de prise de décisions (ICE, 2022), établir des indicateurs de rendement pour la participation communautaire au développement d'énergie renouvelable, et fixer des cibles d'équité à l'égard des collectivités concernées par des initiatives d'électrification stratégiques.

Enfin, l'efficacité des options stratégiques mentionnées serait grandement favorisée par l'établissement de cibles de réduction des émissions à long terme par les gouvernements provinciaux et territoriaux, idéalement inscrites dans la loi. Ces cibles à long terme sont une base nécessaire aux nouveaux mandats, qui doivent aborder la réalisation des objectifs climatiques. Sans elles, les autorités de réglementation auront de la difficulté à comprendre l'objectif final des politiques climatiques provinciales et territoriales, actuelles ou futures.

Tableau 5. **Compatibilité des options stratégiques**

	Évaluation	Interactions avec d'autres options stratégiques
OPTION 1 : Clarifier le mandat des autorités de réglementation pour l'adapter aux objectifs climatiques	Très utile : Le lien entre les mandats des autorités de réglementation et les objectifs climatiques doit être clarifié.	
OPTION 2 : Élargir le mandat principal des autorités de réglementation en y intégrant d'autres objectifs sociétaux	Inutile : Il n'est pas pratique pour les autorités de réglementation de s'écarter de leur rôle principal de régulateur économique; Il devrait plutôt incomber aux gouvernements élus d'équilibrer les objectifs sociétaux.	
OPTION 3 : Orienter le travail des autorités de réglementation à l'aide d'évaluations des trajectoires et de plans énergétiques gouvernementaux	Très utile : Il est important de présenter des indications crédibles sur la manière dont les objectifs climatiques seront atteints, puisque les écarts entre les politiques mises en œuvre et l'ambition à long terme sont susceptibles de perdurer.	Complémentaire à l'option 1 : Des directives et règlements peuvent faire en sorte que les autorités de réglementation et d'autres institutions publiques clés se concentrent sur la bonne cible, tandis que des plans énergétiques et des évaluations et stratégies de trajectoires les aident à prendre des décisions éclairées et défendables.
OPTION 4 : Exiger des autorités de réglementation qu'elles emploient une tarification du carbone dans leur prise de décisions	Facultative : Une tarification interne du carbone peut servir de base aux décisions des autorités de réglementation, mais appliquée seule, elle risque de les orienter de façon biaisée ou insuffisante.	Complémentaire aux options 1 et 3 : Une tarification interne du carbone est un autre moyen d'orienter les décisions des autorités de réglementation. Mais puisqu'il est difficile d'établir des coûts fiables, elle ne devrait pas servir comme seul fondement pour ces décisions.

3.3 *défi C : La potentielle augmentation des tarifs causée par la création de systèmes électriques résilients adaptés à la carboneutralité*

3.3.1 La nature du défi

En améliorant les politiques climatiques et la coordination institutionnelle pour régler les défis des sections 3.1 et 3.2, on peut faire en sorte que les processus de planification et de décision soient compatibles avec une transition rentable. Toutefois, même avec une politique et une gouvernance optimales, le risque de pression à la hausse sur les tarifs d'électricité demeure un défi de taille.

Même en faisant abstraction de l'impératif de décarbonisation, les investissements nécessaires dans l'entretien et les infrastructures des systèmes électriques du Canada seront considérables. Et dans une optique de carboneutralité, il faudra injecter encore davantage de capitaux dans le parc de production, les infrastructures de transport et de distribution, le stockage, etc. Ajoutons que la nécessité d'assurer la résilience des infrastructures (anciennes et nouvelles) aux changements climatiques nécessitera des investissements supplémentaires. (Pour en savoir plus, consultez notre rapport complémentaire, *Plus grands, plus propres, plus intelligents : Aligner les systèmes électriques canadiens avec la carboneutralité.*)

Des études mondiales récentes le confirment : ces investissements augmenteront bel et bien les tarifs. Une étude fait état d'une augmentation potentielle de 20 % d'ici 2050 (Krishnan et coll., 2022). Le même phénomène fait son apparition au Canada. Au début de l'année, Nova Scotia Power a annoncé le dépôt d'une requête pour hausser ses tarifs d'électricité, justifiant ce changement par les investissements récents et prévus pour décarboniser sa production et renforcer la résilience climatique de ses systèmes (Withers, 2022).

Cela dit, il n'est pas impossible que dans certains territoires ou certaines provinces, les investissements dans l'adaptation des systèmes électriques à la carboneutralité entraînent une baisse des coûts totaux de l'électricité. Dans cette éventualité, la hausse des coûts d'investissement serait compensée par une baisse suffisante des coûts variables de la production (vu les coûts d'exploitation quasi nuls du renouvelable), et dégagerait des économies nettes pour les ménages. Mais même si ce scénario se réalise, une bonne partie de ces investissements s'accompagnera de coûts initiaux risquant d'exercer une pression à la hausse sur les tarifs dans l'intervalle, surtout dans les marchés où l'on élargira les systèmes et on accroîtra leur

flexibilité pour supporter la demande supplémentaire amenée par l'électrification des utilisations finales. Si l'amortissement des coûts d'investissement sur les factures d'électricité peut contribuer à atténuer les coûts initiaux, elle risque néanmoins d'entraîner une hausse des tarifs.

Il ne faut toutefois pas oublier que les coûts d'électricité ne représentent qu'une fraction des dépenses énergétiques des ménages et des services connexes, une catégorie incluant une large portion de combustibles fossiles pour le chauffage et le transport. En 2021, notre rapport *Vers un Canada carboneutre* révélait qu'en moyenne, les ménages de l'ensemble des provinces et territoires, toutes tranches de revenus confondues, consacraient une moins grande part de leur revenu aux services énergétiques dans une transition vers la carboneutralité qu'ils le font actuellement (Dion et coll., 2021). Une hausse de tarif serait donc largement compensée par une baisse de dépenses en combustible fossile et en technologies électrifiées de pointe, et ce, même si la consommation augmente.

La figure 3 présente une nouvelle analyse de Dolter, Winters et Guertin (2022) commandée par l'Institut climatique du Canada; elle évalue la pression sur les tarifs que les provinces pourraient subir avec l'adaptation des systèmes électriques à la carboneutralité et les investissements dans la résilience climatique. Elle fait également ressortir le contexte plus vaste d'une baisse de la proportion du revenu consacrée aux services énergétiques.

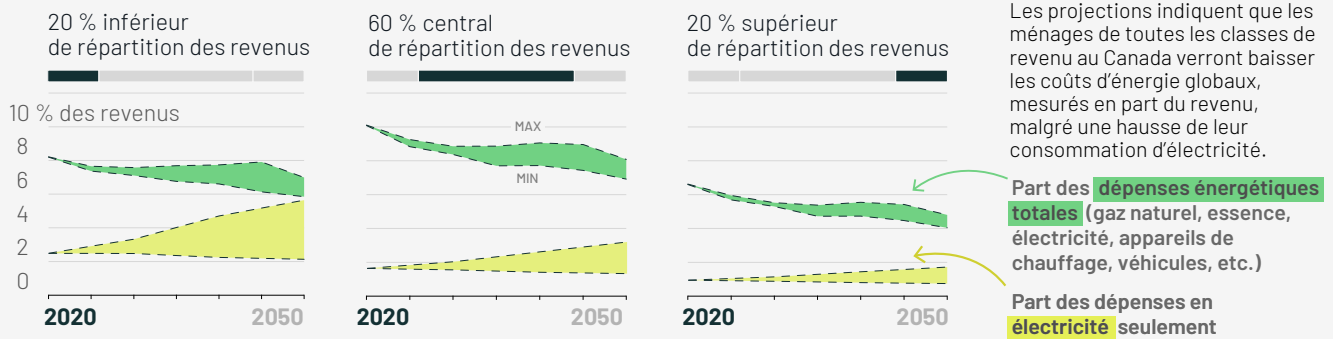
Même si l'on prévoit que les services énergétiques grugeront une moins grande proportion du revenu des ménages, le risque d'augmentation tarifaire présenté par les investissements dans les systèmes électriques est source de préoccupations :

- Une hausse tarifaire pourrait rendre l'électricité moins abordable pour les ménages et nuire à la compétitivité des entreprises.
- Une hausse tarifaire pourrait avoir une plus grande incidence sur les utilisateurs finaux à faible revenu, ce qui aurait des implications pour l'équité et la pauvreté énergétique.
- Les résultats pourraient varier d'une région à l'autre : les résidents de provinces et de territoires où la décarbonisation nécessitera de grands investissements (surtout dans les marchés qui dépendent de centrales aux combustibles fossiles) pourraient voir leurs tarifs augmenter de manière disproportionnée.
- Une hausse des coûts d'électricité pourrait affaiblir les arguments économiques en faveur de l'électrification des utilisations finales et ainsi rendre l'atteinte des cibles climatiques plus difficile et plus coûteuse (Davis, 2021).
- Une hausse des tarifs d'électricité pourrait miner les appuis politiques à l'élargissement de la transition carboneutre et ainsi compli-

Figure 3.

La part du revenu des Canadiens consacré à l'énergie pourrait diminuer, mais sans une nouvelle approche, les tarifs d'électricité pourraient tout de même augmenter.

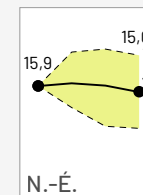
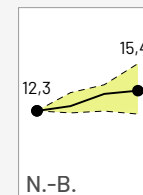
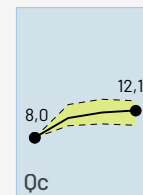
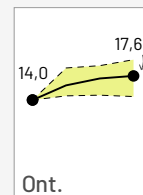
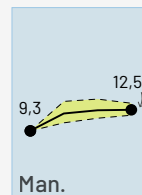
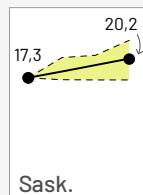
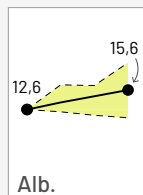
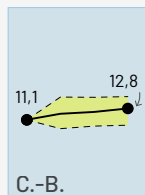
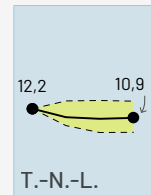
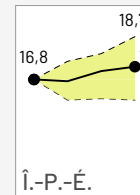
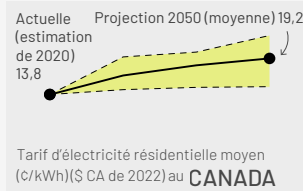
Globalement, l'énergie coûtera moins cher à la population canadienne...



... mais les tarifs d'électricité pourraient varier d'une province à l'autre.

Ils dépendent aujourd'hui de :

- la production d'hydroélectricité
- la production d'électricité thermique (charbon, gaz naturel, nucléaire)



Les tarifs d'électricité pourraient augmenter légèrement – ou même diminuer – étant donné la baisse de coûts des énergies renouvelables et du stockage. Toutefois, dans certaines régions et selon certains scénarios, les tarifs pourraient augmenter davantage avec la modernisation des systèmes électriques canadiens. Des politiques judicieuses pourraient atténuer ces augmentations potentielles et contribuer à ce que l'électricité demeure abordable pour les Canadiens.

Sources : Dion et coll. (2021); Dolter, Winter, et Guertin (2022).

quer la mise en œuvre des politiques et l'atteinte des cibles climatiques. Pensons à l'annulation du Programme de tarifs de rachat garantis en Ontario, motivée en partie par la crainte d'une hausse des coûts de l'électricité (SIERE, 2018). En outre, le risque d'augmentation des coûts – ou simplement sa perception – peut nuire au virage climatique dans l'opinion publique autant que le ferait une véritable augmentation.

Pour toutes ces raisons, l'atténuation du risque de pression à la hausse sur les tarifs sera un enjeu majeur de l'adaptation des systèmes électriques du Canada à la carboneutralité.

3.3.2. Options stratégiques

Nous abordons ici plusieurs options stratégiques globales qui atténueraient une pression potentielle à la hausse sur les tarifs d'électricité et favoriseraient l'équité, toutes tranches de revenu confondues. Nous présentons diverses formules de répartition des coûts d'investissement, entre les abonnés, mais aussi entre les contribuables.

Dans la portion payée par les abonnés – les individus ou entités qui paient des factures d'électricité dans une province ou un territoire – les services publics pourraient moduler les tarifs payés par catégorie pour atténuer les pressions sur certains groupes (options 1 et 2). Une intervention de l'État serait aussi envisageable; il pourrait financer une partie des coûts d'investissement, et les répartir dans l'ensemble de l'assiette fiscale (options 3 et 4).

OPTION 1 : Modifier la répartition des coûts entre les catégories d'abonnés

Les autorités de réglementation et les gouvernements (par des directives aux autorités de réglementation) pourraient adopter de nouvelles approches pour répartir les coûts d'investissement entre les catégories d'abonnés (industriels, commerciaux et résidentiels). Une certaine forme d'interfinancement appliquée à des catégories déjà cours dans nombre de provinces et de territoires, où les tarifs payés par les abonnés commerciaux permettent aux consommateurs résidentiels de profiter de tarifs moins élevés (l'interfinancement ne dépasse toutefois généralement pas 5 % d'une catégorie à l'autre). En règle générale, les abonnés industriels paient un montant reflétant leur consommation réelle. D'autres mécanismes d'interfinancement pourraient faire baisser les tarifs payés par l'ensemble

des consommateurs résidentiels, ou cibler les personnes à faible revenu (option 2).

OPTION 2 : Modifier la répartition des coûts entre les abonnés résidentiels pour alléger le fardeau des ménages à faible revenu

On pourrait également envisager que les abonnés résidentiels au revenu élevé permettent aux abonnés à faible revenu de profiter de tarifs moins élevés, par un mécanisme d'interfinancement. Cette mesure contribuerait à compenser la tendance régressive des coûts de l'électricité, c'est-à-dire le fait que les ménages moins nantis y consacrent une part disproportionnée de leur revenu (Baker et coll., 2021). Divers mécanismes de soutien visent à contrebalancer cette tendance, mais ces programmes et mesures pourraient se révéler insuffisants en cas de hausse des coûts d'investissement (encadré 5). En plus d'alléger le fardeau économique et de contrer la pauvreté énergétique des ménages à faible revenu, cette aide supplémentaire sous forme d'interfinancement faciliterait et encouragerait le remplacement des combustibles fossiles par l'électricité (les programmes d'aide financière associés aux investissements en capital demeureraient tout de même probablement essentiels).

ENCADRÉ 5.

Aide et rabais actuellement destinés aux ménages à faible revenu du Canada

En 2016, la pauvreté énergétique – le fait de consacrer plus de 6 % de son revenu à ses besoins énergétiques – touchait 21 % des ménages canadiens (CUSP, 2019). Certains groupes étaient surreprésentés, notamment les ménages ruraux, dont 29,3 % étaient dans une telle situation. Si des mesures de soutien et des rabais peuvent atténuer les pressions économiques vécues par les ménages vulnérables, plusieurs études montrent l'insuffisance des programmes actuels (Shaffer et Winter, 2020; Ecotrust Canada, 2020). Plus particulièrement, leur efficacité dépendrait de la structure, des critères d'admissibilité, du processus de demande ainsi que de leur administration et de leur financement.

Au Canada, divers types de programmes de soutien et de rabais ont leurs avantages et leurs inconvénients. Pensons aux programmes d'aide financière ponctuelle, généralement accordée sous la forme d'un versement forfaitaire sur le compte d'électricité. Adapté à l'aide d'urgence, ce type de programme ne suffit toutefois pas à combler les besoins énergétiques à long terme des ménages et ne leur permet pas de répartir les versements mensuellement.

Pour répondre à des besoins à long terme, il faut plutôt se tourner vers les programmes d'aide continue. Ces derniers peuvent prendre la forme de crédits sur les factures ou de subventions des tarifs. D'ordinaire, le montant des crédits fixes est établi en fonction du revenu et de la taille du ménage, tandis que celui des crédits variables intègre aussi la consommation d'électricité.

Tenant compte de l'intensité énergétique des ménages pour mieux répondre à leurs besoins, ces derniers sont généralement plus efficaces. Ces mécanismes servent également à moduler la facture des ménages admissibles en diminuant explicitement le prix qu'ils paient.

Autre possibilité : les crédits d'impôt pour les besoins énergétiques. Bien que peu empruntée, cette avenue a été choisie par l'Ontario, qui les accorde aux ménages à revenu faible et moyen ainsi qu'aux ménages des communautés nordiques. Cette méthode a l'avantage de simplifier le processus d'admission à l'aide énergétique, qui passe alors par le système fiscal. Elle a cependant l'inconvénient de ne pas constituer une solution directe et immédiate à la pauvreté énergétique, compte tenu du délai qui s'écoule généralement avant la réception de la compensation.

La plupart des critères d'admissibilité des types de programmes abordés ici tiennent compte du revenu du ménage. Or, ce n'est qu'une seule des facettes de la pauvreté énergétique. D'autres facteurs d'identité entrent en ligne de compte : l'âge, la taille de la famille, les besoins médicaux, l'invalidité et la région (ex. : l'accès aux programmes d'entraide pourrait être plus difficile pour les ménages en région éloignée, y compris les communautés autochtones). Voilà des enjeux importants à considérer pour les décideurs dans l'élaboration de programmes de soutien destinés aux ménages vulnérables à la pauvreté énergétique.

S'il importe de se fonder sur des indicateurs multidimensionnels de pauvreté énergétique pour cibler les ménages vulnérables dont on évalue l'admissibilité, cette approche peut se révéler complexe et coûteuse. Par exemple, certains programmes, comme le supplément de chauffage en cas d'urgence du Nouveau-Brunswick, évaluent l'admissibilité au cas par cas. Si cette approche favorise l'équité et l'accessibilité pour les ménages en situation de pauvreté énergétique, il peut être très difficile d'en simplifier l'administration.

Autre défi qui mine les programmes de soutien et de rabais : le processus d'admission. Certains organismes gouvernementaux inscrivent automatiquement les ménages par l'intermédiaire de divers programmes de services sociaux. Cela est utile, car ils peuvent suivre la situation et les données des ménages et simplifier la participation des moins nantis. Toutefois, nombre de programmes sont gérés par les services publics, qui à l'heure actuelle, n'ont pas de systèmes pour simplifier le processus de demande. Résultat : une méconnaissance des programmes chez les participants admissibles qui engendre une augmentation des coûts du processus d'admission et une diminution du nombre de candidats.

Ajoutons que pour certains programmes, les demandes se font exclusivement en ligne, ce qui nuit à la participation des personnes qui n'ont pas d'accès Internet ou un accès limité, notamment les ménages à faible revenu et ceux des communautés éloignées.

En somme, compte tenu de ce qui précède et d'autres enjeux, les programmes de soutien et de rabais du Canada peinent à atteindre les objectifs d'équité et d'abordabilité. De plus, leurs défis et limites actuelles seront amplifiés par l'augmentation des coûts d'investissement dans les systèmes et les pressions tarifaires qui s'ensuivront (Shaffer et Winter, 2020; Ecotrust Canada, 2020).

OPTION 3 : Faire payer une partie des investissements dans les systèmes électriques par l'État, au moyen du système fiscal

L'État pourrait aussi absorber une partie des coûts d'investissement dans les systèmes électriques, qui ne seraient plus assumés par les abonnés seulement. Il dispose de plusieurs leviers : taxe sur la valeur ajoutée, impôts sur le revenu des sociétés ou des particuliers, dette ou utilisation d'une partie des recettes de la tarification du carbone. Chacun a ses avantages et ses inconvénients en matière d'incidence sur les tarifs et d'efficacité économique globale (Dahlby, 2008), mais tous épongeraient une partie des coûts payés par les abonnés. Mais comme les autres options stratégiques abordées, cette approche ne réduirait pas le montant total; elle modifierait seulement la répartition des coûts et l'origine des sommes. Les effets de l'investissement dans les systèmes électriques seraient encore ressentis par les abonnés, mais de manière différente et à divers degrés (Dolter et Winter, à paraître). Il n'en demeure pas moins que les différents modes de répartition des coûts proposés auraient des effets importants sur le virage électrique, l'équité et l'appui politique aux transitions énergétiques.

Nulle question de réinventer la roue ici : les investissements en infrastructure sont déjà financés par des programmes provinciaux, territoriaux et fédéraux. Pensons au Plan Investir dans le Canada d'Infrastructure Canada qui, par des ententes bilatérales avec les provinces et les territoires, comble un large éventail de besoins en transport en commun, en chantiers routiers et en connexion à large bande (gouvernement du Canada, 2021b). Les gouvernements, qui investissent régulièrement dans l'infrastructure de transport (transport en commun, routes, autoroutes, etc.), ne s'attendent pas à ce que l'entièreté des coûts soit absorbée par les usagers.

Il serait légitime de réserver le même traitement aux investissements dans les systèmes électriques. En effet, l'objectif de carboneutralité change la donne. Historiquement, les principaux bénéficiaires des systèmes électriques étaient ses abonnés; l'ensemble des coûts s'y rattachant leur revenait donc logiquement. Mais dans la transition carboneutre, les retombées des systèmes électriques rejaillissent non seulement sur les abonnés, mais sur la société dans son ensemble, sous forme de réductions d'émissions : un argument pour ceux qui croient qu'une partie des coûts devrait être assumée par la population dans son ensemble. Et vu les caractéristiques uniques des marchés et de la réglementation de l'électricité, l'injection de fonds publics dans les systèmes électriques n'entraînerait pas de distorsion problématique ou de mesures incitatives insidieuses comme on pourrait le voir dans d'autres secteurs (encadré 6).

ENCADRÉ 6.*Les subventions à l'investissement dans les systèmes électriques provoquent peu de distorsions des mesures incitatives*

Si les subventions énergétiques peuvent entraîner des distorsions de marché – provoquant à leur tour une surproduction et une surconsommation – il ne faudrait pas en déduire que les investissements dans les systèmes électriques occasionneraient une distorsion semblable des mesures incitatives destinées aux producteurs et aux consommateurs.

Lorsqu'il est question des effets incitatifs des subventions à l'investissement, le secteur de l'électricité se distingue dans la mesure où la réglementation en place atténue la réaction qu'auraient les producteurs dans un secteur davantage soumis à la dynamique de marché. En temps normal, on pourrait craindre le surdéveloppement des systèmes. Mais chaque province et territoire compte une autorité de réglementation agissant comme régulateur économique qui veille à ce que les abonnés n'aient pas à faire les frais d'un réseau surchargé d'infrastructures à cause d'incitatifs financiers à la construction (pour obtenir un rendement dans son modèle réglementé de recouvrement des coûts de service). En fait, c'est justement parce que ces autorités servent déjà de gage de protection contre ce genre d'excès de pouvoir monopolistique que les gouvernements ont l'assurance que le soutien à l'investissement dans les systèmes électriques peut être un moyen rentable de soutenir le virage électrique des provinces et territoires, surtout si d'autres défis mentionnés ici (notamment le défi 2) se règlent efficacement par des politiques.

Pour ce qui est des incitatifs à la consommation, l'investissement public peut donner lieu à un effet rebond, où l'utilisation d'une source d'électricité augmenterait en raison d'une baisse globale des coûts. Mais un tel effet serait au moins en partie souhaitable, puisqu'une plus grande consommation globale est attendue dans un avenir où l'électrification des utilisations finales prendra de l'ampleur pour atteindre les cibles de carboneutralité. Dans la mesure où l'effet de rebond conduit à du gaspillage et à des inefficacités, cet effet pourrait être compensé par une meilleure grille tarifaire. Cette dernière irait de pair avec une amélioration des incitatifs actuels, souvent faibles, que les consommateurs ont à utiliser l'électricité de manière cohérente avec les coûts véritables des réseaux.

Le soutien à l'investissement pourrait en fait donner plus de marge de manœuvre pour améliorer la grille tarifaire de façon à bonifier les incitatifs pour les abonnés. Le paiement des coûts d'investissement dans le système électrique permettrait d'imaginer de nouvelles structures tarifaires encourageant davantage une utilisation rentable pour les systèmes. En effet, l'autorité de réglementation pourrait créer des structures permettant à certains abonnés de réduire leur facture totale moyennant certains compromis, notamment une consommation d'électricité hors période de pointe ou l'adoption de technologies de contrôle de la charge. Ces solutions connues n'ont pas encore suscité de réel engouement chez les consommateurs, mais leur attrait commercial pourrait s'accroître avec l'atténuation des pressions tarifaires et la volonté de poursuivre dans cette direction, un contexte susceptible d'encourager les consommateurs à faire preuve de flexibilité.

L'État dispose d'une multitude de façons de cibler son soutien : financement de projets de recherche et de développement et de projets pilotes; crédits d'impôt; cofinancement de grands projets ou d'infrastructures; ou, tout simplement, financement direct des abonnés. Chaque option a ses avantages, ses inconvénients et ses paramètres à considérer. Pour les besoins de la discussion, retenons que de telles mesures atténuent considérablement les pressions potentielles sur les tarifs.

OPTION 4 : Offrir une aide gouvernementale ciblée aux ménages à faible revenu

Plutôt que de financer directement les coûts d'investissement (comme dans l'option 3), les gouvernements pourraient cibler les ménages à faible revenu. Il ne s'agirait pas ici de faire comme dans l'option 2, en ce sens que le financement proviendrait ici de l'assiette fiscale. Ce soutien pourrait être fourni de multiples façons : services publics, déclaration de revenus, extension du programme de distribution de dividendes de la tarification du carbone, etc.

Tableau 6. Avantages et inconvénients des options stratégiques

	Avantages	Inconvénients
OPTION 1 : Modifier la répartition des coûts entre les catégories d'abonnés	<ul style="list-style-type: none"> A fait ses preuves – nombre de provinces et de territoires redistribuent déjà les coûts entre les catégories de consommateurs. 	<ul style="list-style-type: none"> Opposition politique : les abonnés des autres catégories risquent de se braquer contre des hausses de tarifs substantielles. Des tarifs plus élevés dans les autres catégories risquent de nuire à l'adhésion à la transformation du secteur de l'électricité et, de manière plus générale, à la décarbonisation (ex. : celle des grands secteurs industriels). Cette mesure risque d'être insuffisante pour compenser les pressions et ne résout pas le défi de l'inégalité au sein d'une même catégorie. La subvention des consommateurs résidentiels par les consommateurs commerciaux ou industriels pourrait entraîner une hausse des coûts indirects pour les ménages, si la facture leur était refilée.
OPTION 2 : Modifier la répartition des coûts entre les abonnés résidentiels pour alléger le fardeau des ménages à faible revenu	<ul style="list-style-type: none"> A fait ses preuves – la répartition des coûts finance déjà des réductions destinées aux ménages à faible revenu offertes par les services publics. Remédie aux inégalités économiques et encourage l'équité en faisant payer une partie de l'électricité des ménages à faible revenu aux ménages à revenu élevé qui en ont les moyens. 	<ul style="list-style-type: none"> Opposition politique : les ménages à revenu élevé qui verraient leurs tarifs augmenter substantiellement pourraient se braquer. Les services publics et les autorités de réglementation pourraient avoir du mal à composer avec la complexité de l'application de cette approche (définition des paliers de revenu, décision de la portion à redistribuer, etc.).
OPTION 3 : Faire payer une partie des investissements dans les systèmes électriques par l'État, au moyen du système fiscal	<ul style="list-style-type: none"> Favorise l'équité en faisant payer les coûts de l'adaptation des systèmes électriques à la carboneutralité (pour lutter contre les changements climatiques) par les bénéficiaires (l'ensemble de la société) plutôt que par les abonnés seulement. 	<ul style="list-style-type: none"> Opposition politique : certains contribuables remettront en question l'idée de payer pour l'infrastructure d'électricité (plutôt que de la faire payer aux abonnés). En l'absence des interventions stratégiques indiquées pour résoudre le défi 2 (section 3.3), les projets financés par l'État pourraient ne pas bénéficier de la surveillance et de l'encadrement des autorités de réglementation qui assurent leur nécessité et leur rentabilité.
OPTION 4 : Offrir une aide gouvernementale ciblée aux ménages à faible revenu	<ul style="list-style-type: none"> Les services publics et les autorités de réglementation n'ont pas nécessairement une idée précise des pressions liées au revenu. Plus ferrés dans ces sujets, les gouvernements sont mieux à même de penser et d'administrer les réductions. Oblige la société dans son ensemble à assumer les coûts, plutôt que de demander à une catégorie d'abonnés d'en financer une autre dans une optique d'équité (option 2). Un plus grand bassin réduit le fardeau économique de l'équité pour les autres abonnés et est globalement plus équitable. 	<ul style="list-style-type: none"> Opposition politique : certains contribuables remettront en question l'idée de subventionner les factures d'électricité des ménages à faible revenu (plutôt que de la faire payer aux abonnés). Cette approche risque d'être difficile à mettre en œuvre (ex. : les gouvernements sont souvent mal outillés pour lier les données fiscales à la consommation d'électricité).

3.3.3. Solution privilégiée

Solution privilégiée : *L'État finance une partie des coûts d'investissement et puise dans l'assiette fiscale pour soutenir les ménages à faible revenu.*

La répartition des coûts entre les abonnés résidentiels (option 2) fait porter une partie du fardeau économique des ménages à faible revenu aux ménages à revenu élevé, qui ont une meilleure capacité financière. Et leur répartition d'une catégorie à l'autre (option 1) pourrait, en théorie, répondre aux inquiétudes concernant l'équité en atténuant les pressions sur les abonnés résidentiels. Mais comme les deux options ne consistent qu'à réorganiser la grille tarifaire des abonnés, elles ne remédieraient pas fondamentalement aux pressions abordées. Ajoutons qu'elles susciteraient probablement l'opposition des abonnés qui verraient leurs tarifs augmenter. De plus, le financement des tarifs résidentiels par une augmentation des tarifs commerciaux ou industriels risque de rater sa cible, car les abonnés industriels et commerciaux pourraient simplement faire payer la facture aux abonnés résidentiels. Pour ces raisons, l'option 1 est inutile et l'option 2 demeure au mieux facultative.

Il y a de bons arguments pour financer plutôt les coûts d'investissement dans leur ensemble et les mesures de soutien aux ménages à faible revenu à partir de l'assiette fiscale, comme nous l'expliquons aux options 3 et 4. Le statu quo – qui consiste à faire assumer les coûts aux abonnés seulement – perd de son sens dans un contexte de transformation des systèmes électriques visant les objectifs de carboneutralité.

Trois raisons plaident en faveur d'une nouvelle approche. D'abord, les bénéfices sont largement répartis. Auparavant, les abonnés étant les seuls à profiter des investissements, il allait de soi de leur en faire assumer les coûts. Or maintenant que les investissements dans les systèmes engendrent des retombées pour l'ensemble de la société, une meilleure répartition s'impose.

Deuxièmement, les systèmes électriques sont une infrastructure essentielle. Forme d'énergie quasi universelle, l'électricité sera plus importante que jamais dans une économie moderne du 21^e siècle. Ajoutons que dans tous les scénarios possibles, ces systèmes représentent des « valeurs sûres » de la décarbonisation et des objectifs zéro émission nette (Dion et coll., 2021). Les investissements directs des provinces et territoires dans ce type d'infrastructures sont aussi justifiés que les investissements en transports en commun ou dans le réseau routier.

Troisièmement, le financement d'une partie des investissements dans les systèmes électriques par les contribuables plutôt que par les abonnés peut constituer une avenue vers un partage plus équitable. Si les systèmes fiscaux du Canada et des provinces et territoires varient sur le plan de la

progressivité et de la dégressivité, ils sont généralement tous plus progressifs qu'un recouvrement des coûts auprès des abonnés, qui peut avoir des effets disproportionnés sur les ménages à faible revenu.

Les options 3 et 4 sont les plus susceptibles de déjouer les potentielles pressions à la hausse sur les tarifs d'électricité. Elles ont toutefois un coût pour les abonnés, qui les paient par leurs impôts. Mais le fardeau financier est réparti différemment, sur un bassin de population plus large. Ces solutions peuvent se révéler très avantageuses pour les abonnés, particulièrement dans les régions où la transition impliquera des coûts d'investissement importants, tout en favorisant l'électrification et la viabilité politique de la transition carboneutre.

Tableau 7. **Compatibilité des options stratégiques**

Options stratégiques	Évaluation	Interactions avec d'autres options stratégiques
OPTION 1 : Modifier la répartition des coûts entre les catégories d'abonnés	Très inutile : Aiderait à atténuer les pressions subies par une partie des abonnés, mais pourrait susciter une vive opposition des catégories d'abonnés qui verraient leurs tarifs augmenter. Pourrait également entraîner des hausses de coûts indirectes pour les ménages.	
OPTION 2 : Modifier la répartition des coûts entre les abonnés résidentiels pour alléger le fardeau des ménages à faible revenu	Facultatif : Pourrait aider à faire porter une partie du fardeau économique des ménages à faible revenu aux ménages à revenu élevé qui en ont les moyens, mais pourrait susciter l'opposition des abonnés à revenu élevé.	
OPTION 3 : Faire payer une partie des investissements par l'État, au moyen du système fiscal	Très utile : Si les coûts étaient encore assumés par les abonnés, ces derniers demeureraient vulnérables aux pressions tarifaires. Le financement des investissements à même l'assiette fiscale reflète le fait que l'adaptation des systèmes électriques à la carboneutralité profite à l'ensemble de la société.	Pourrait être combinée à l'option 2 : En atténuant les pressions financières – et notamment celles subies par les ménages à faible revenu – en puisant dans l'assiette fiscale, on peut remédier aux défis de pressions tarifaires et d'équité tout en allégeant l'interfinancement requis à l'option 2. Complémentaire à l'option 4 : Un soutien général à l'investissement peut atténuer globalement les pressions tarifaires. En offrant une aide complémentaire ciblée aux ménages à faible revenu, on s'assure que les coûts assumés par les abonnés ne se répercutent pas de manière disproportionnée sur les moins nantis.
OPTION 4 : Offrir une aide gouvernementale ciblée aux ménages à faible revenu	Utile : Les programmes de rabais et de soutien actuels pourraient subir de plus en plus de pression. Par une aide supplémentaire aux ménages à faible revenu à même le système fiscal, on peut atténuer la répartition inégale des coûts et faire assumer ce financement à un plus grand bassin de population.	Pourrait être combinée à l'option 2 : Une atténuation des pressions financières qui repose sur les abonnés ne réglerait pas le défi dans son ensemble, mais une aide supplémentaire, financée par le système fiscal, permettrait de répartir les coûts sur une plus grande partie de la population et de mieux atténuer les pressions sur les abonnés.

3.4 *défi D : Le manque d'incitatifs à la coordination et aux interconnexions interrégionales*

3.4.1. La nature du défi

Même si l'on réglait les trois défis précédents, la gouvernance des systèmes électriques demeurerait minée par la faiblesse ou l'absence d'incitatifs pour une trajectoire hautement efficace d'adaptation des systèmes électriques du Canada à la carboneutralité : une meilleure coordination et une meilleure intégration interrégionales.

Depuis des dizaines d'années, des groupes nationaux et internationaux demandent des réformes favorisant l'intégration et la concertation dans le secteur de l'électricité au Canada. En 2016, l'Agence internationale de l'énergie recommandait au gouvernement du Canada de « collaborer avec les provinces et l'industrie de l'électricité pour faciliter une plus grande connectivité est-ouest entre les systèmes électriques et une meilleure intégration des marchés de l'électricité en général » (AIE, 2016). Si les systèmes électriques du Canada et ceux des États-Unis sont très bien reliés par des dizaines de grandes lignes de transport, les systèmes électriques provinciaux et territoriaux demeurent largement isolés. Et si l'on assiste à un mouvement vers une plus grande intégration interprovinciale dans certaines régions – la proposition de boucle de l'Atlantique étant l'exemple par excellence – d'autres font du surplace, signe que d'autres solutions doivent être envisagées.

Le plaidoyer pour une meilleure intégration interprovinciale ne date pas d'hier, mais l'impératif de la décarbonisation en multiplie les avantages. Nombre d'études le soulignent : une plus grande connectivité interrégionale des réseaux entre les provinces représente une trajectoire des moins coûteuses pour la décarbonisation des systèmes électriques polluants (Dolter et Rivers, 2018; Doluweera et coll., 2018; Dimanchev et coll., 2020; Rodriguez-Sarasty et coll., 2020; Pineau, 2021). L'Initiative de collaboration régionale et d'infrastructure stratégique de l'électricité (RECSI) de Ressources naturelles Canada fait également état de plusieurs projets de transport interprovincial dans l'Ouest (Colombie-Britannique au Manitoba) et dans l'Est (région de l'Atlantique) susceptibles de réduire le total des coûts et des émissions des réseaux. Dans l'Ouest, des 25 projets interprovinciaux étudiés en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba, six réduisaient à la fois les coûts des systèmes et les émissions (GE Energy Consulting, 2018).

Étant donné les avantages techniques de systèmes électriques plus grands et intégrés, l'intégration interrégionale est également un gage d'efficacité économique. Les plus grands systèmes profitent de la complémentarité d'une abondance de profils de demande et de sources de production, contribuent à faciliter l'intégration des ressources renouvelables et améliorent la fiabilité et la résilience des systèmes aux interruptions de service – un élément qui prend toute son importance dans un contexte d'aggravation des répercussions climatiques (Clark et Kanduth, 2022).

Au Canada, l'électricité étant de compétence provinciale et territoriale, la planification des réseaux se fait en vase clos. Aucune grande entité ne met en place les politiques et changements nécessaires pour la réalisation de ces avantages; cette responsabilité est plutôt laissée au bon vouloir des provinces et territoires. Ainsi, si l'impératif de la décarbonisation et le soutien potentiel du gouvernement fédéral peuvent favoriser l'adhésion des provinces et territoires, c'est à eux que revient la décision de mettre en œuvre ces changements.

Dans certaines provinces et certains territoires, des politiques comme l'obligation d'autosuffisance ou les contrats d'hydroélectricité à long terme pour les ressources provinciales constituent des freins à l'intégration. Mais même dans les régions qui n'ont pas de telles politiques, de grands obstacles demeurent : planification et exploitation en vase clos, cultures organisationnelles qui ne valorisent pas la coordination, inertie institutionnelle, etc.

L'opposition politique à l'amélioration de l'intégration interrégionale est un autre obstacle à l'intégration volontaire. De nombreux facteurs peuvent l'alimenter : peu d'intérêt à coopérer avec les marchés voisins en raison de défis et de tensions intergouvernementales plus larges; compétitivité menacée par des producteurs externes qui ne sont pas soumis au même cadre réglementaire; impression qu'en isolant les systèmes, on garde les emplois et les investissements dans la province ou le territoire (même si cela entraîne des coûts plus élevés pour les consommateurs); pressions d'acteurs internes d'influence; et levée de boucliers face aux répercussions locales des nouvelles infrastructures qui ne serviront pas à combler des besoins immédiats en électricité.

3.4.2. Options stratégiques

OPTION 1 : Utiliser le pouvoir rassembleur du gouvernement fédéral

Le gouvernement fédéral pourrait encourager et encadrer les efforts d'intégration, notamment par le biais du Conseil pancanadien du réseau électrique qu'il a promis. Il pourrait aussi aller jusqu'à commander et à financer des études sur les bienfaits de l'amélioration de la coordination et de l'intégration, et analyser les étapes concrètes nécessaires à la réalisation de ces objectifs. Une telle initiative pourrait être conçue pour favoriser une meilleure coordination et davantage d'interconnexions entre les systèmes des provinces et des territoires. Elle pourrait s'inspirer de certains éléments du Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques (notamment le soutien financier à la décarbonisation destiné aux provinces et territoires qui y adhèrent volontairement). Elle pourrait aussi se servir de l'Accord de libre-échange canadien et de son processus réglementaire de réconciliation et de coopération comme modèle pour la gestion des défis émergents entre les provinces et territoires.

Le Conseil pancanadien du réseau électrique prévu par le fédéral est un véhicule idéal de promotion et d'organisation des efforts d'intégration. Il pourrait comprendre des groupes de travail qui, au-delà de l'intégration, se pencheraient sur le développement et la promotion de solutions à nombre de difficultés courantes auxquelles seront confrontés les gouvernements, services publics, exploitants de réseaux et autorités de réglementation des provinces et territoires qui adapteront leurs systèmes électriques à la carboneutralité (encadré 7). L'utilisation du pouvoir rassembleur du gouvernement fédéral au profit d'une meilleure intégration et d'une meilleure coordination entre les systèmes électriques est une utilisation appropriée et non controversable d'un levier stratégique fédéral qui respecte les compétences provinciales et territoriales en matière d'électricité.

ENCADRÉ 7.

Pistes pour la composition et le mandat du conseil de réseau proposé par le gouvernement fédéral

Si le manque de coordination et d'intégration des systèmes électriques du Canada est le symptôme le plus évident du cloisonnement de la gouvernance du secteur, ce cloisonnement se révèle également dans le manque de partage d'information et d'expérience entre les services publics, les autorités de réglementation, les planificateurs de réseau et les gouvernements. Si l'information circule dans une certaine mesure, dans certains secteurs stratégiques, elle s'échange de manière discrétionnaire, informelle ou irrégulière.

Le conseil de réseau proposé par le gouvernement fédéral pourrait aider à remédier à cette situation, en servant de forum officiel de partage d'expérience et de collaboration sur des enjeux communs. Pour améliorer les échanges, on pourrait former divers groupes de travail auxquels participeraient, au besoin, les gouvernements, services publics, autorités de réglementation et exploitants de réseaux provinciaux et territoriaux, le gouvernement fédéral et des experts et groupes indépendants. Ces groupes de travail pourraient se pencher sur plusieurs sujets, notamment :

- La mise en commun d'expériences et l'élaboration d'approches cohérentes visant à ce que les peuples autochtones, les gouvernements et les organisations puissent participer pleinement à la transition et en être les fers de lance.
- La mise en commun et la cocréation d'expériences, de leçons et de pratiques exemplaires sur la conception des tarifs.
- La mise en commun et la cocréation d'expériences, de leçons et de pratiques exemplaires pour l'approvisionnement et les structures de marché, notamment en ce qui a trait aux sources de demande et de flexibilité comme les ressources d'énergie distribuées, la gestion de la demande, le stockage et le transport interrégional.
- La participation à des études portant sur les bienfaits de l'intégration des réseaux (notamment par le partage de données et l'approbation des méthodes et résultats de ces études), dont la portée pourrait s'étendre à des États et à des autorités de réseaux intéressées aux États-Unis.
- Une discussion sur les contraintes pratiques à une meilleure intégration interrégionale des réseaux et les solutions possibles.
- L'acquisition de compétences et de stratégies de capital humain cohérentes avec une offre suffisante pour répondre à la demande croissante de travailleurs qualifiés nécessaire à la fois pour l'adaptation des systèmes électriques à la carboneutralité et le déploiement à grande échelle des technologies d'électrification des utilisations finales.
- La mise en commun des expériences et pratiques exemplaires relatives au contexte et aux difficultés uniques des communautés éloignées et hors réseau.
- La mise en commun des expériences et pratiques exemplaires pour le travail avec les municipalités, les services publics locaux de distribution ainsi que les consommateurs et autres acteurs qui déploient des ressources d'énergie distribuées et font de la planification énergétique locale et régionale.
- La mise en commun des pratiques exemplaires et l'élaboration en collaboration de normes sur la transparence et la comparabilité des données.

Avec une composition et un mandat semblables, un conseil de réseau contribuerait à pallier le manque d'échange et de concertation entre les systèmes électriques découlant du fait qu'il s'agit d'une compétence provinciale et territoriale.

OPTION 2 : Financer l'intégration avec les fonds fédéraux

Dans cette option, le gouvernement fédéral financerait un éventail d'efforts pour améliorer l'intégration, y compris la planification, l'analyse et le développement des infrastructures physiques. Le gouvernement fédéral a déjà financé plusieurs projets de transport de la sorte. En 2013, il accordait une garantie de prêt pour financer la construction du Maritime Link, une ligne de transport de courant continu à haute tension de 500 MW entre Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse (Nouvelle-Écosse, s. d.). Plus récemment, le projet de transport de Birtle, une ligne de 215 MW entre la Saskatchewan et Manitoba, a reçu 18 millions de dollars du volet Infrastructures vertes du Programme d'infrastructure Investir dans le Canada (Tenpenny, 2020).

Le financement fédéral de l'intégration pourrait se matérialiser de multiples façons : financement direct, crédits d'impôt à l'investissement, etc. Si une partie de ce soutien prenait la forme de dépenses d'investissement directes, le secteur privé pourrait lui aussi être mis à contribution, évitant ainsi un flot de dépenses du gouvernement fédéral (van de Biezenbos, 2021).

OPTION 3 : Éliminer les obstacles implicites et explicites à l'intégration dans les provinces et territoires

Il existe un éventail d'obstacles implicites et explicites à l'intégration et à la collaboration régionales dans les provinces et territoires. La levée de ces obstacles pourrait stimuler une collaboration interrégionale plus large dans la planification et le développement du secteur de l'électricité.

D'une part, les provinces et territoires se heurtent à des obstacles implicites à l'intégration interrégionale. Par exemple, certaines provinces priorisent les ressources hydroélectriques par des contrats à long terme, ce qui revient essentiellement à de l'interfinancement des consommateurs de la province aux dépens des consommateurs hors province. Ce type de contrat a cours dans plusieurs provinces, comme la Colombie-Britannique, le Manitoba, l'Ontario et le Québec. Depuis le tournant du 21^e siècle, le Québec a un « bloc patrimonial » d'électricité, qui permet à Hydro-Québec de vendre 165 TWh d'électricité – environ 90 % de la demande totale en électricité de la province – aux consommateurs québécois à un tarif fixe inférieur à la valeur marchande. Les besoins énergétiques supplémentaires sont comblés par un processus concurrentiel ouvert (Hydro-Québec, s. d.). Non seulement ces tarifs favorisent une consommation élevée d'électricité (le Québec affichant la plus haute consommation résidentielle pour le plus bas tarif moyen), mais ils découragent des échanges pourtant mutuellement bénéfiques (y compris pour la réduction

des émissions) avec d'autres marchés. Au Québec en particulier, une baisse de l'interfinancement de la consommation d'électricité dans la province libérerait davantage d'hydroélectricité pour l'exportation vers les marchés voisins, réduisant considérablement les émissions de GES de ces derniers (Pineau, 2012). Mais ces contrats à long terme à des tarifs inférieurs à la valeur marchande sont aussi un moyen de vendre de l'électricité bon marché; y mettre fin pourrait augmenter les tarifs payés par certains consommateurs, et risque de nuire au soutien politique et public à la décarbonisation (section 3.3).

D'autre part, les politiques provinciales et territoriales peuvent aussi empêcher *explicitement* l'intégration interrégionale. Un exemple clair : l'obligation d'autosuffisance, comme celle qui pèse sur la Colombie-Britannique. En vertu de cette dernière, la province doit produire assez d'électricité sur son territoire pour répondre (théoriquement) à ses besoins énergétiques. En pratique, comme la province affiche des surplus, cette obligation n'empêche pas les échanges interrégionaux : la Colombie-Britannique demeure en mesure de livrer d'importants volumes d'électricité aux États-Unis et, dans une moindre mesure, à l'Alberta.

L'obligation d'autosuffisance peut être bénéfique pour la croissance d'un marché de l'électricité provincial, qui soutient l'emploi et le développement économique. En Colombie-Britannique, notamment, cette clause a favorisé l'essor des producteurs d'électricité indépendants, qui pour la plupart comptent des participants ou des dirigeants autochtones. Toutefois, de récents développements – comme la suspension du programme d'offres à commande et l'approche proposée par BC Hydro pour le renouvellement des contrats des producteurs d'électricité indépendants – tempèrent ces succès (Comber et coll., 2022).

L'élimination de l'obligation d'autosuffisance permettrait aux services publics de découvrir les bénéfices d'une meilleure intégration. Ils pourraient acheter de l'électricité non émettrice aux tarifs les plus avantageux, à l'intérieur ou à l'extérieur de la province, et ainsi décarboniser leur offre d'électricité à moindre coût pour les consommateurs. Ils pourraient également développer des ressources complémentaires à la production et aux profils de charge des marchés voisins, faisant ainsi baisser les tarifs dans les deux marchés. Et une meilleure intégration favoriserait la fiabilité globale de l'offre. Comme l'État du Texas l'a appris durant la tempête catastrophique de février 2021, les systèmes isolés sont moins résilients aux événements et perturbations climatiques (Lee, 2021). La levée de ces obligations pourrait éliminer des obstacles à une collaboration interrégionale plus large en matière de planification et de développement dans le secteur de l'électricité.

OPTION 4 : Améliorer l'intégration et la coordination des provinces et territoires par des projets uniques ou des initiatives de planification

Les pays nordiques (la Norvège, la Suède, le Danemark et la Finlande) n'ont pas eu besoin d'un gouvernement supranational pour mieux intégrer leurs marchés de l'électricité. La Suède a calqué la structure de son marché de l'électricité sur la structure ouverte du marché de l'hydroélectricité norvégien, et la Finlande et le Danemark lui ont emboîté le pas. Les interconnexions Norvège-Danemark, combinés aux réservoirs de la Norvège, ont joué un rôle important pour permettre au Danemark de faire passer sa production éolienne de moins de 1 TWh en 1990 à plus de 16 TWh en 2020; elle totalise maintenant plus de 50 % de sa production (McCarthy, 2022).

Au Canada, les provinces et territoires pourraient, à leur rythme, lancer des discussions et des initiatives bilatérales et multilatérales semblables pour mieux coordonner certains aspects de leurs secteurs de l'électricité. Par une meilleure collaboration sur la planification des ressources intégrées, ils pourraient optimiser la taille et l'emplacement de nouvelles ressources d'énergie propres et les faire cadrer avec le potentiel des régions et les besoins de transport. Ils pourraient suivre l'exemple de l'Ontario et du Québec, qui ont conclu une convention pour un échange été-hiver d'un bloc de 500 MW, et augmenter le partage de leurs marges de réserve. Et ils pourraient signer des contrats d'échange bilatéraux, comme celui entre Terre-Neuve-et-Labrador et la Nouvelle-Écosse pour le développement hydroélectrique de Muskrat Falls, qui justifie le besoin d'une ligne de transport sous-marine entre les deux provinces. Ces initiatives provinciales et territoriales pourraient aussi recevoir du financement fédéral (comme cela s'est déjà fait, voir l'option 1).

Tableau 8. Avantages et inconvénients des options stratégiques

	Avantages	Inconvénients
OPTION 1 : Utiliser le pouvoir rassembleur du gouvernement fédéral	<ul style="list-style-type: none"> • Représente une utilisation appropriée des pouvoirs fédéraux qui respecte les compétences provinciales et territoriales en matière de gestion des systèmes électriques. • Constitue une option relativement peu coûteuse, comme les coûts sont surtout administratifs. • Représente une approche flexible, qui laisse aux gouvernements provinciaux et territoriaux le soin de déterminer leur niveau de participation. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sans engagement financier du fédéral, il pourrait y avoir peu d'incitatifs à participer pour les provinces et territoires. • Oblige les provinces, les territoires et le gouvernement fédéral à s'entendre, dans une certaine mesure, sur des objectifs et une vision commune, sans quoi, les retombées pourraient être limitées.
OPTION 2 : Financer l'intégration avec les fonds fédéraux	<ul style="list-style-type: none"> • Constitue une stratégie particulièrement intéressante pour les provinces et territoires utilisant la production thermique, qui devront faire de grands investissements pour la transformation de leurs réseaux, car une meilleure intégration offre une trajectoire de décarbonisation rentable. • Offre une possibilité de revenu sans grands coûts d'investissement aux provinces et territoires avec hydroélectricité, augmentant les incitatifs à la participation (bien que certaines entités, comme Hydro-Québec, ne veuillent pas d'interconnexions subventionnées, car elles nuisent à leurs ententes commerciales avec des clients des États-Unis, où les services publics ne sont pas subventionnés). • Représente une approche flexible, car les provinces et territoires n'ont pas à accepter de financement fédéral. 	<ul style="list-style-type: none"> • Les provinces et territoires non participants pourraient s'opposer à une telle répartition des ressources fédérales (d'où l'importance de l'équité de l'accessibilité).
OPTION 3 : Éliminer les obstacles implicites et explicites à l'intégration et à la collaboration dans les provinces et territoires	<ul style="list-style-type: none"> • Encourage une utilisation plus efficace et rentable des sources de production non polluantes dans les systèmes électriques canadiens. • Suscite une meilleure reconnaissance de l'intégration et prend appui sur l'expérience de projets et d'infrastructures, notamment entre le Québec et l'Ontario. • Une meilleure intégration des marchés favoriserait les échanges et la fidélité des prix dans les marchés de l'électricité, au profit de meilleurs échanges interrégionaux et d'une optimisation des ressources. 	<ul style="list-style-type: none"> • Certains pourraient douter de la fiabilité globale d'un système électrique reposant en partie sur des mesures prises dans un marché voisin, même si l'autosuffisance amène elle aussi ses défis de fiabilité. • L'augmentation de la concurrence hors province pourrait limiter la contribution des producteurs d'électricité indépendants, dont de nombreuses communautés autochtones dont le développement économique repose sur des projets d'énergie propre. • Les tarifs locaux pourraient augmenter si les ressources hydroélectriques ne sont pas vendues à un tarif préférentiel historique, ce qui risque de miner les appuis à la décarbonisation (défi C).
OPTION 4 : Améliorer l'intégration et la coordination des provinces et territoires par des projets uniques ou des initiatives de planification	<ul style="list-style-type: none"> • Permet une acquisition graduelle de l'expérience de travail avec des planificateurs et des opérateurs d'autres marchés, ce qui favorise la confiance en la viabilité d'une intégration en profondeur. 	<ul style="list-style-type: none"> • Laisser les projets pilotes à la seule volonté des gouvernements provinciaux et territoriaux peut ralentir la progression. • Des projets pilotes mal circonscrits, mal conçus et mal exécutés pourraient avoir un effet dissuasif sur la coordination et l'intégration futures. • Des approches ponctuelles de coordination et d'intégration pourraient se traduire par des systèmes incohérents ou incompatibles dans différentes parties du pays, ce qui risque ensuite de nuire à l'intégration ultérieure.

3.4.3 Solution privilégiée

Solution privilégiée : *Le gouvernement fédéral utilise ses pouvoirs rassembleurs au profit d'une intégration interrégionale et propose du financement pour encourager la participation. Les provinces et territoires entreprennent des initiatives bilatérales ou multilatérales et des réformes internes pour améliorer l'intégration et la collaboration.*

Si les options stratégiques présentées ici ne régleraient pas entièrement le défi de l'intégration et de la coordination, elles peuvent aider à le surmonter. Par ailleurs, elles ne s'excluent pas mutuellement. Contrairement aux autres défis abordés plus haut, la solution à privilégier pourrait être ici l'application simultanée de l'ensemble des options. Le gouvernement fédéral pourrait créer une plateforme pancanadienne pour la collaboration et l'intégration (option 1) et fournir des incitatifs financiers pour les projets (option 2). En même temps, les provinces et territoires pourraient commencer la mise en place de réformes internes (option 3) et d'initiatives bilatérales ou multilatérales (option 4), possiblement soutenues, sur le plan logistique et financier, par le gouvernement fédéral (options 1 et 2). Cette combinaison d'actions à plusieurs ordres de gouvernement accélérerait l'intégration et pourrait constituer une série de tremplins vers des approches à plus long terme et mieux intégrées (comme une organisation de transport régionale).

Le marché intérieur de l'électricité de l'Australie constitue un exemple utile de gouvernements régionaux menant des initiatives d'intégration et de coordination avec le soutien du gouvernement fédéral. En 2009, le Conseil des gouvernements australiens a officiellement formé un marché intérieur de l'électricité – un seul exploitant de marché énergétique national financé par le privé. L'accord portait notamment sur l'amélioration et le prolongement d'interconnexions entre les États de Nouvelle-Galles-du-Sud, de Victoria et d'Australie-Méridionale et le Territoire de la capitale de l'Australie. La réforme du marché de l'électricité a été grandement soutenue à la fois par le gouvernement fédéral et les gouvernements des États, mais les incitatifs financiers fédéraux ont joué un rôle décisif pour convaincre certains États (KPMG, 2013).

Les provinces et territoires doivent comprendre qu'elles ont tout intérêt à améliorer leur intégration et leur coordination avec les réseaux électriques voisins – pour certains marchés, l'échange de surplus d'électricité propre générerait des recettes substantielles, et pour d'autres, l'intégration avec des marchés voisins représenterait des trajectoires moins coûteuses vers la carboneutralité. Pour aller de l'avant, les gouvernements des provinces et des territoires devront non seulement comprendre les avantages eux-mêmes, mais réussir à les communiquer à leurs abonnés pour obtenir leur

adhésion. La communication est un défi en soi, car les consommateurs forment un groupe diffus et hétérogène, et connaissent peu le détail de la planification et les dimensions opérationnelles des réseaux électriques.

Si l'on connaît depuis longtemps les arguments économiques en faveur de la coordination et de l'intégration, la nécessité de créer des systèmes électriques adaptés à la carboneutralité, capables de produire de l'électricité zéro émission, de compenser par leur flexibilité l'intermittence des sources d'électricité renouvelable et de fournir assez d'énergie pour répondre aux augmentations de demande consécutives à l'électrification des utilisations finales ne leur donne que plus de poids.

Tableau 9. **Compatibilité des options stratégiques**

Options stratégiques	Évaluation	Interactions avec d'autres options stratégiques
OPTION 1 : Utiliser le pouvoir rassembleur du gouvernement fédéral	Utile : Peu risquée et peu coûteuse, cette option permettrait de rassembler les gouvernements des provinces et des territoires pour discuter des possibilités de collaboration et de coordination.	
OPTION 2 : Financer l'intégration avec les fonds fédéraux	Très utile : Les fonds fédéraux peuvent encourager les provinces et les territoires à agir.	Complémentaire à l'option 1 : La promesse de financement fédéral est une mesure utile pour convaincre les provinces et les territoires de se concerter et d'examiner les possibilités d'intégration.
OPTION 3 : Éliminer les obstacles implicites et explicites à l'intégration dans les provinces et territoires	Utile : Élimine les obstacles pratiques à l'augmentation des échanges et à une meilleure coordination interprovinciale.	Complémentaire aux options 1 et 2 : L'utilisation simultanée de multiples leviers stratégiques provinciaux, territoriaux et fédéraux peut faciliter et accélérer l'intégration.
OPTION 4 : Améliorer l'intégration et la coordination des provinces et territoires par des projets uniques ou des initiatives de planification	Très utile : Une approche ascendante laisse les provinces et territoires s'organiser avec leurs institutions à leur rythme et selon leurs conditions.	Complémentaire aux options 1 et 2 : Voir ligne précédente. Complémentaire à l'option 3 : L'élimination des obstacles implicites et explicites à la coordination est essentielle à la réalisation d'initiatives bilatérales et multilatérales.

POLITIQUES SUR L'ÉLECTRICITÉ

- 4.1** Le rôle des gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux dans la résolution des principaux défis
- 4.2** Des ententes négociées comme catalyseur

Encadré 8 Les transferts fédéraux en santé et leurs conditions

04

Politiques sur l'électricité dans la fédération canadienne

Les questions environnementales étant une compétence partagée au Canada, le modèle fédéral peut venir complexifier l'adoption de politiques climatiques. Mais il ouvre également des possibilités. Cette section traite des moyens d'équilibrer les tensions entre la décentralisation et la coordination de la gouvernance des politiques encadrant les divers systèmes électriques du Canada. Le but : un *fédéralisme de l'électricité* – des mesures stratégiques cohérentes des gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux capables d'impulser l'adaptation des systèmes électriques du Canada à la carboneutralité.

4.1 *Le rôle des gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux dans la résolution des principaux défis*

Les leviers stratégiques permettant de résoudre les quatre défis analysés à la section 3 sont détenus par le fédéral et les provinces et territoires. La mise en œuvre de certaines options stratégiques pour résoudre un défi pourrait revenir au gouvernement d'une province ou d'un territoire, au gouvernement fédéral ou aux deux. Mais pour résoudre l'entièreté des défis et réussir à adapter les systèmes électriques à la carboneutralité, il nous faut une politique mise en œuvre par les deux ordres de gouvernement, idéalement en concertation. Le tableau ci-dessous résume le rôle de chaque ordre de gouvernement pour résoudre les défis mis en lumière à la section 3.

Tableau 10. La transformation des systèmes électriques du Canada nécessite l'intervention de plusieurs ordres de gouvernement

défi	Solution stratégique privilégiée*	Rôle direct du fédéral	Rôle direct des provinces et territoires
DÉFI A : L'incompatibilité des politiques climatiques fédérales sur les systèmes électriques avec la carboneutralité	OPTION A2 : Éliminer l'approche actuelle de tarification du carbone fondée sur le rendement (<i>très utile</i>)	✓	✓ (Équivalence)
	OPTION A3 : Imposer une norme de rendement (<i>très utile</i>)	✓	✓ (Équivalence)
	OPTION A4 : Fournir des incitatifs fiscaux et des subventions directes (<i>facultatif</i>)	✓	✓
DÉFI B : Le manque de coordination des politiques et institutions provinciales et territoriales en matière de carboneutralité	OPTION B1 : Clarifier le mandat des autorités de réglementation provinciales et territoriales pour l'adapter aux objectifs climatiques (<i>très utile</i>)		✓
	OPTION B3 : Orienter le travail des autorités de réglementation, des services publics et d'autres acteurs du marché à l'aide de plans énergétiques et d'évaluations de trajectoires (<i>très utile</i>)		✓
	OPTION B4 : Exiger des autorités de réglementation qu'elles emploient une tarification interne du carbone dans leur prise de décisions (<i>facultatif</i>)		✓
DÉFI C : La potentielle pression à la hausse sur les tarifs causée par la création de systèmes électriques résilients adaptés à la carboneutralité	OPTION C2 : Modifier la répartition des coûts entre les abonnés résidentiels pour alléger le fardeau des ménages à faible revenu (<i>facultatif</i>)		✓
	OPTION C3 : Faire payer une partie des investissements dans les systèmes électriques par l'État, au moyen du système fiscal (<i>très utile</i>)	✓	✓
	OPTION C4 : Offrir une aide gouvernementale ciblée aux ménages à faible revenu (<i>utile</i>)	✓	✓
DÉFI D : Le manque d'incitatifs à la coordination et aux interconnexions interrégionales	OPTION D1 : Utiliser le pouvoir rassembleur du gouvernement fédéral (<i>utile</i>)	✓	
	OPTION D2 : Financer l'intégration avec les fonds fédéraux (<i>très utile</i>)	✓	
	OPTION D3 : Éliminer les obstacles implicites et explicites à l'intégration dans les provinces et territoires (<i>utile</i>)		✓
	OPTION D4 : Améliorer l'intégration et la coordination des provinces et territoires par des projets uniques ou des initiatives de planification (<i>très utile</i>)		✓

* Sont exclues les options stratégiques qualifiées d'inutiles à la section 3.

La gestion des systèmes électriques relevant des provinces et territoires, leurs gouvernements sont impliqués dans la résolution des quatre défis, y compris celui des politiques climatiques fédérales, par des accords d'équivalence potentiels. Le gouvernement fédéral, pour sa part, assume un rôle central dans la résolution des défis A et C et un rôle de soutien dans celle du défi D. La résolution du défi B revient entièrement aux gouvernements provinciaux.

Le rôle prépondérant des gouvernements provinciaux et territoriaux leur permet d'adapter leur approche

Les provinces et territoires, qui contrôlent de nombreux leviers stratégiques essentiels, ont un rôle central dans la transformation des systèmes électriques du Canada. En remédiant aux quatre défis examinés ici, ils seront à même de transformer leur secteur de l'électricité avec des politiques adaptées à leur contexte régional, qui les pousseront à agir.

Le manque de coordination des politiques risque d'entraver le progrès

Il est souhaitable – pour les provinces et les territoires, mais aussi pour le Canada en entier –, de résoudre *les quatre* défis du tableau précédent, à défaut de quoi l'efficacité, l'abordabilité et l'équité des transformations du secteur de l'électricité seront mises en péril. Une approche non coordonnée, qui laisserait les ordres de gouvernement agir indépendamment dans leurs champs de compétence respectifs, demeure néanmoins envisageable. Le gouvernement fédéral pourrait encadrer les réductions d'émissions dans le secteur de l'électricité, les exportations d'énergie et le transport d'électricité interprovincial, tandis que les provinces et territoires pourraient s'attaquer aux réductions d'émissions et à la gestion des systèmes électriques.

Les interventions reposant sur des initiatives non coordonnées et indépendantes de chaque gouvernement pourraient toutefois se concrétiser lentement. Une telle approche risque également de faire augmenter le coût global de l'atteinte des cibles d'émission à court terme du Canada, en particulier la carboneutralité de l'électricité d'ici 2035. Ultimement, le manque de coordination risque de menacer l'atteinte des grandes cibles climatiques à long terme; en effet, des systèmes électriques résilients, efficaces et non polluants sont essentiels pour permettre l'électrification des utilisations finales d'énergie, pilier central de toutes les trajectoires de carboneutralité (Dion et coll., 2021).

Le défi de la coordination a des dimensions à la fois stratégiques et politiques. Un futur gouvernement fédéral pourrait choisir de faire marche arrière avec les politiques climatiques, ce qui créerait des lacunes importantes dans les provinces où ces politiques ont une incidence majeure sur les transformations du secteur de l'électricité. Et les provinces qui ne se sont pas encore donné d'objectif zéro émission nette pourraient tarder à adopter de nouvelles politiques climatiques si elles anticipent qu'un prochain gouvernement fédéral relâchera les siennes. Ces incitatifs institutionnels à l'adoption d'une approche attentiste risquent de compliquer l'atteinte des objectifs climatiques du Canada et d'en faire grimper le coût.

Plutôt que d'opter pour la non-coordination, les gouvernements pourraient créer des incitatifs institutionnels encourageant une coordination respectueuse des compétences provinciales et territoriales en matière de systèmes électriques. Nous traitons ci-dessous d'un modèle envisageable pour accélérer la coordination et la mise en œuvre des politiques.

4.2 *Des ententes négociées comme catalyseur*

Une approche qui rassemble les actions stratégiques des divers ordres de gouvernement dans un esprit de concertation peut agir comme un catalyseur. Si cette approche fait en sorte qu'une action stratégique d'un côté peut forcer ou stimuler l'action de l'autre, elle suscitera une meilleure coordination, accélérant la création d'une conjoncture favorable à une transformation des systèmes électriques compatible avec les objectifs de carboneutralité.

Des ententes négociées entre les gouvernements provinciaux ou territoriaux et le gouvernement fédéral, où chacun accepte de mettre à profit d'importants outils stratégiques, pourraient permettre de s'attaquer aux quatre principaux défis des transformations de l'électricité de manière coordonnée. Cette section ne définit pas les conditions de ces ententes avec précision, car les gouvernements demeurent les mieux outillés pour le faire dans un processus de négociation. Nous en traçons toutefois les grandes lignes et indiquons la manière dont elles pourront mener à une action coordonnée. Nous traitons également des coûts et des retombées de la coordination.

En posant les actions provinciales comme conditions à son soutien, le fédéral pourrait coordonner et accélérer l'adoption de multiples politiques

Le gouvernement fédéral peut compléter ses politiques sur l'électricité – y compris la tarification du carbone ainsi que les normes de rendement et le soutien à l'intégration – par un apport financier visant à encourager les

gouvernements provinciaux et territoriaux à utiliser leurs propres leviers. En retour de leur action coordonnée, le gouvernement fédéral pourrait assurer un financement à long terme plus stable pour les transformations du secteur dans les provinces et territoires. Non seulement ce soutien accélérerait la coordination des actions visant la résolution des quatre défis, mais il aiderait également à calmer les pressions potentielles à la hausse sur les tarifs d'électricité (abordées à la section 3.3).

L'apport financier du fédéral pourrait être conditionnel à la mise en œuvre d'un sous-ensemble prédéterminé des mesures provinciales et territoriales décrites à la section 3 :

- 1. Changements aux mandats des grandes institutions des provinces et des territoires :** Les provinces et territoires obligeraient les autorités de réglementation, les services publics et les exploitants de réseaux à poursuivre le développement d'un système électrique carboneutre dans leurs frontières par des directives ou des lois. Les provinces et territoires devraient aussi s'engager à donner à ces organismes – les autorités de réglementation, en particulier – les pouvoirs et ressources nécessaires pour remplir leur nouveau mandat.
- 2. Plans énergétiques et évaluations de trajectoire :** Les gouvernements provinciaux et territoriaux s'engageraient à élaborer des plans énergétiques complets et à commander des évaluations de trajectoires régulières. Leur contenu serait laissé à l'entière discrétion des administrations publiques, tant que le plan aurait pour objectif la décarbonisation des systèmes électriques et contiendrait assez d'information à cet effet.
- 3. Participation à des groupes de travail rassemblant plusieurs provinces et territoires :** Seraient regroupés des gouvernements, des autorités de réglementation et des services publics des provinces et territoires dans un certain nombre de grands groupes de travail sur l'échange de connaissances et l'identification des pratiques exemplaires (l'encadré 7 de la section 3 présente des pistes de discussion pour les groupes de travail et explique que le Conseil pancanadien du réseau électrique proposé serait la structure idéale pour les chapeauter). Fournis à titre informatif, les résultats et recommandations de ces groupes de travail seraient non contraignants pour les participants.

Les ententes négociées peuvent déboucher sur une trajectoire concrète pour la fédération canadienne

Le soutien financier moyennant la réalisation de certaines conditions générales serait cohérent avec l'approche adoptée depuis longtemps par le fédéral dans un autre champ de compétence provinciale et territoriale : la santé (encadré 8).

ENCADRÉ 8.

Les transferts fédéraux en santé et leurs conditions

D'abord un champ de compétence provinciale et territoriale, la santé reçoit également une grande contribution financière du gouvernement fédéral par l'intermédiaire du Transfert canadien en matière de santé. En tête des priorités économiques au Canada, les dépenses en santé ont augmenté de manière constante dans le temps. Selon l'Institut canadien d'information sur la santé, ce poste de dépense représenterait près de 308 milliards de dollars en 2021 au Canada, soit 8 019 \$ par habitant ou 12,7 % du PIB national. Le gouvernement fédéral injecte près d'un quart des fonds publics dans le réseau de la santé.

Pour recevoir des fonds fédéraux, les provinces doivent satisfaire des conditions ayant trait au modèle et à la prestation des services de santé, définies dans la *Loi canadienne sur la santé* : le régime d'assurance maladie doit être géré sans but lucratif; sa couverture doit être intégrale et universelle; il doit être transférable d'une province à l'autre avec un délai d'attente minimal; et il doit être raisonnablement accessible à l'ensemble des personnes couvertes. La *Loi* oblige également les provinces à communiquer certains renseignements exigés par le gouvernement fédéral et à faire état du Transfert canadien en matière de santé dans les communications publiques sur la santé.

Voilà un exemple d'un financement fédéral substantiel dans un champ de compétence provinciale qui laisse de la latitude aux provinces pour l'exploitation des réseaux. Le gouvernement fédéral édicte plutôt de grands principes et standards généraux pour l'obtention de financement. Des engagements récents du fédéral sur le financement supplémentaire pour résoudre des défis précis en santé seront réalisés en partenariat et pourraient se voir imposer des conditions plus précises, selon l'issue des négociations avec les provinces sur la mise en œuvre.

Sources : ICIS, 2021; Norris, 2020; Norquay, 2021.

Cette approche s'inscrirait également dans la lignée du soutien fédéral aux réseaux de garderie, domaine où des ententes ont été négociées entre toutes les provinces et territoires moins d'un an après l'annonce de l'initiative.

Les ententes négociées sur l'électricité pourraient s'avérer durables une fois qu'elles seront conclues et que le financement commencera à être versé. En cas de retrait, chaque ordre de gouvernement risquerait d'être sanctionné par les électeurs, abonnés et autres acteurs du secteur de l'électricité.

Les ententes négociées ont aussi leurs inconvénients

Le soutien fédéral aux systèmes électriques provinciaux aurait toutefois un prix. Le financement public s'accompagne invariablement de coûts de renonciation : un soutien additionnel du fédéral implique une réduction des dépenses sur d'autres enjeux, une augmentation de la dette ou une hausse d'impôts. Les provinces et territoires pourraient également résister, si elles voient ces ententes comme un empiétement du fédéral dans un champ de compétence provinciale, ou y voir un précédent et alléguer que si le système électrique a besoin de soutien fédéral, d'autres secteurs pourraient également en avoir besoin.

Cette approche peut accélérer la transformation des systèmes électriques, sans pour autant empiéter sur les compétences provinciales en matière d'électricité

Malgré les inconvénients soulignés, les ententes négociées demeurent un outil puissant. Certaines provinces pourraient préférer que le soutien fédéral ne soit assorti d'aucune condition, voire considérer ces ententes comme de l'ingérence dans un champ de compétence provinciale. Mais les conditions générales que nous avons décrites peuvent conférer un rôle relativement non prescriptif au gouvernement fédéral dans la transformation des systèmes électriques des provinces et territoires.

Nul besoin de lier le soutien fédéral à un type d'investissement, à une technologie ou à une mesure en particulier autre que les investissements dans les systèmes électriques en général. Tant que les conditions principales sont remplies, le gouvernement fédéral aura l'assurance que son apport est au service de l'adaptation des systèmes à la carboneutralité, que l'encadrement et la surveillance de la création et des investissements en capital des systèmes planifiés sont rigoureux et que les bénéfices et les mérites d'une meilleure coordination et d'une meilleure intégration reçoivent la considération qu'on leur doit.

Les provinces et territoires, pour leur part, disposeraient à leur guise de fonds fédéraux qui pourraient contribuer à l'allègement des pressions (ou des pressions apparentes) sur les tarifs d'électricité. Cet avantage de taille pourrait grandement faciliter la transformation du secteur de l'électricité; autrement, les gouvernements, soumis aux pressions des ménages et des entreprises qui souhaitent que l'électricité demeure abordable, risquent d'hésiter à réaliser les grands changements et les investissements nécessaires à la modernisation et à l'adaptation à la carboneutralité de leurs systèmes électriques.

Enfin, l'électricité fait figure d'exception. De l'électricité propre et abordable entraînerait des réductions d'émission dans tous les secteurs économiques; c'est donc dire que l'atteinte des objectifs nationaux d'émission en dépend.

De manière générale, un fédéralisme de l'électricité ancré dans des ententes négociées avec les provinces permettrait de soutenir des transitions provinciales et territoriales qui respectent les champs de compétence et laisserait de la latitude aux provinces et territoires pour décider de l'évolution des systèmes. De telles ententes constitueraient un moyen d'accélérer l'adaptation des systèmes électriques des provinces et territoires à la carboneutralité – d'une manière qui convient à la fédération canadienne.

RECOMMANDATIONS

- 5.1** Recommandations aux autorités provinciales et territoriales
- 5.2** Recommandations au gouvernement fédéral

05

Recommandations

Pour permettre une transformation des systèmes électriques de façon à contrer les défis abordés à la section 3, nous adressons les recommandations suivantes aux gouvernements provinciaux et territoriaux, puis au gouvernement fédéral.

5.1 *Recommandations aux autorités provinciales et territoriales*

1. Les gouvernements provinciaux et territoriaux devraient mettre en œuvre leurs propres politiques de tarification du carbone et normes de rendement dans le secteur de l'électricité

Par la mise en œuvre de politiques qui leur sont propres, les gouvernements provinciaux et territoriaux sont mieux à même d'adapter leurs approches à leur contexte régional. Nombre de provinces et territoires ont leurs propres engagements climatiques à long terme, et comme nous l'avons montré, la transformation des systèmes électriques est un rouage essentiel de leur réussite. Et l'électricité non polluante produite dans le cadre de ces initiatives présentera un avantage compétitif dans la transition mondiale vers une économie sobre en carbone (Samson et coll., 2021).

2. Les gouvernements provinciaux et territoriaux devraient établir des directives et des lois obligeant les autorités de réglementation, les services publics et les exploitants de réseaux à poursuivre des objectifs climatiques

Les provinces et territoires devraient établir des directives et des lois obligeant les autorités de réglementation, les services publics et les exploitants de réseaux à développer le secteur de l'électricité d'une

manière qui soit cohérente avec les cibles de réduction et la résilience climatique. Or bien qu'essentiels, des mandats clarifiés ne suffiront pas en eux-mêmes, car ils amèneraient dans les faits les autorités de réglementation à établir des politiques climatiques par leurs décisions – ce qui n'est pas le rôle d'un régulateur économique.

3. Les gouvernements provinciaux et territoriaux devraient élaborer des plans énergétiques complets et demander des évaluations de trajectoires indépendantes

Pour permettre aux autorités de réglementation, aux exploitants de réseaux et aux services publics de remplir des mandats élargis à l'atteinte de cibles climatiques, les gouvernements provinciaux et territoriaux devraient orienter leur travail (et celui d'autres acteurs privés) en élaborant des plans énergétiques complets et en commandant des évaluations de trajectoires indépendantes. Ces plans et documents, qui réduisent l'incertitude en clarifiant l'approche à adopter, permettent aux autorités de réglementation et aux autres acteurs de prendre des décisions plus réfléchies et leur évitent d'avoir à établir eux-mêmes les politiques.

Certaines provinces ont déjà entrepris des démarches en ce sens. Par exemple, le gouvernement de la Colombie-Britannique a remis à BC Hydro des lettres de mandat lui demandant de participer à l'atteinte des cibles climatiques provinciales. Et l'Ontario a demandé à sa société indépendante d'exploitation d'électricité d'évaluer les trajectoires possibles d'élimination progressive de l'électricité au gaz naturel. Jusqu'à présent, toutefois, aucune province ni aucun territoire n'a mis en œuvre l'ensemble des réformes de gouvernance que nous avons abordées – un élément pourtant essentiel d'un alignement complet, rentable et opportun des systèmes électriques des provinces et territoires avec la carboneutralité.

Comme les clarifications de mandat que nous recommandons, ce type de documents d'orientation sera déterminant pour l'alignement des systèmes électriques provinciaux et territoriaux avec la carboneutralité, tout en ayant une valeur intrinsèque. Des mesures décisives à cet égard donneraient également du poids aux arguments des provinces et territoires qui croient déjà remplir les conditions d'une entente négociée potentielle avec le gouvernement fédéral, si ce dernier choisit cette approche (voir la recommandation 9).

4. Les provinces et territoires devraient utiliser les fonds publics pour réduire les coûts des investissements dans les systèmes électriques pour les abonnés

Vu les baisses de coût rapides des énergies renouvelables et du stockage, l'alignement des systèmes électriques avec la carboneutralité ne se traduira pas nécessairement par des hausses de tarifs pour les consommateurs. Or même un risque apparent d'augmentation peut freiner les gouvernements, les autorités de réglementation et les services publics dans leur élan. Pour atténuer le risque de pression à la hausse sur les tarifs d'électricité, les gouvernements provinciaux et territoriaux devraient puiser dans leur assiette fiscale pour payer les coûts des investissements dans les systèmes électriques visant l'alignement avec la carboneutralité. Ils peuvent le faire par des mesures générales ou des mesures spécifiquement conçues pour aider les ménages à faible revenu (qui peuvent prendre la forme d'un renforcement des programmes de soutien existants ou de nouveaux programmes). Les subventions ont aussi leurs écueils, notamment lorsqu'elles ne visent pas un obstacle commercial clair (Ragan et coll., 2017). Mais ces défis sont évitables : les recommandations 2 et 3 favoriseraient des mécanismes d'investissement rentables et tournés vers l'avenir pour réduire les coûts pour les abonnés.

Comme nous l'avons dit plus haut, de solides arguments plaident en faveur d'un investissement public dans les systèmes électriques. D'abord, comme la réduction des émissions a des retombées pour l'ensemble de la société, il est justifié qu'elle en paie une partie. Deuxièmement, les investissements concernent une infrastructure publique cruciale dont l'importance ne fera que croître avec les années. Et troisièmement, l'assiette fiscale constitue une façon plus progressive que l'assiette tarifaire de répartir les coûts des investissements dans les systèmes électriques.

Les investissements provinciaux et territoriaux dans les systèmes électriques à même l'assiette fiscale ne sont pas nouveaux, surtout dans le cadre de projets d'envergure. Toutefois, pour réussir à réduire substantiellement les pressions tarifaires à venir, il faudra des investissements d'une importance et d'une durabilité rarement atteintes jusqu'à présent.

En plus d'utiliser les fonds publics pour amortir les coûts des investissements dans les systèmes électriques, les gouvernements provinciaux et territoriaux devraient demander à leur autorité de réglementation de se pencher sur une nouvelle grille tarifaire qui améliorerait les incitatifs existants – souvent faibles – à la consommation d'électricité de manière à refléter les coûts réels pour le système. Ce faisant, on contribuerait à maintenir et à améliorer les incitatifs à l'efficacité énergétique, surtout dans les périodes où l'électricité propre est plus coûteuse.

5. Les gouvernements provinciaux et territoriaux devraient intégrer leurs systèmes électriques

Pour aider à concrétiser les avantages d'une meilleure intégration interrégionale, les gouvernements provinciaux et territoriaux devraient éliminer les obstacles qui s'y opposent. Pensons aux obstacles explicites – l'obligation d'autosuffisance, notamment – qui existent parfois. Même là où il n'y a pas d'obligation d'autosuffisance explicite, d'autres grands obstacles implicites peuvent nuire à la coordination et à l'intégration. Pensons à une histoire ou une culture institutionnelles où les gouvernements provinciaux et territoriaux, les services publics ou les autorités de réglementation n'auraient pas mis l'accent sur les avantages de l'intégration; à une obstruction aux politiques ou aux initiatives allant dans cette direction par les acteurs qui profitent des contrats existants; à des politiques qui découragent l'intégration et les échanges entre les régions (comme les contrats à long terme à des tarifs inférieurs à la valeur marchande); et à la simple inertie et au manque d'incitatifs au travail complexe et parfois difficile exigé par l'amélioration de la coordination intergouvernementale et interinstitutionnelle.

Les provinces et territoires peuvent aplanir ces obstacles en réalisant des projets ou des initiatives de planification qui améliorent l'intégration et la coordination avec d'autres administrations et systèmes électriques de leur région. Les cadres supérieurs des gouvernements, des services publics ou des autorités de réglementation des provinces et territoires pourraient donner l'impulsion nécessaire à l'examen et à la poursuite des avantages de la coordination et de l'intégration pour vaincre l'inertie qui caractérise ce secteur stratégique (à d'importantes exceptions près, comme la boucle de l'Atlantique) au pays jusqu'à maintenant.

Les provinces devraient également participer au Conseil pancanadien sur le réseau proposé et à d'autres exercices rassembleurs pour tirer profit de l'expérience et des points de vue des autres marchés. Ce faisant, les provinces et territoires pourraient prouver qu'ils respectent déjà les conditions d'une entente négociée potentielle avec le gouvernement fédéral.

Au bout du compte, c'est aux provinces et territoires que revient la décision de coordonner et d'intégrer leurs systèmes électriques avec ceux des marchés voisins. Les mesures stratégiques fédérales peuvent encourager une meilleure coopération, mais ce sont les politiques provinciales qui en détermineront l'ampleur.

5.2 *Recommandations au gouvernement fédéral*

6. Le gouvernement fédéral devrait resserrer ses politiques climatiques liées au secteur de l'électricité

Pour atteindre ses cibles d'émission nationales, le gouvernement fédéral devrait resserrer ses politiques climatiques liées au secteur de l'électricité. Il lui faudrait notamment perfectionner son approche de tarification du carbone dans le secteur et mettre en place une norme de rendement nationale pour l'électricité.

Une tarification du carbone plus élevée qui redonne des recettes aux abonnés des provinces et des territoires peut entraîner des réductions d'émission rentables dans le secteur de l'électricité, tout en aidant à ce que les tarifs demeurent raisonnables. Et comme la politique fédérale servirait de point de référence pour vérifier l'équivalence entre les politiques, ce changement ferait en sorte que les politiques soient (ou deviennent) tout aussi strictes d'une province et d'un territoire à l'autre.

Cette mesure devrait s'accompagner d'une norme d'électricité propre visant à empêcher la construction de nouvelles centrales au gaz naturel sans réduction d'émissions et à faire en sorte que les émissions restantes dans le secteur soient complètement compensées par des émissions négatives vérifiées d'ici 2035. Ce genre de norme de rendement peut permettre d'atteindre les cibles d'émission plus directement et efficacement qu'un instrument fondé sur le prix, tout en laissant aux incitatifs commerciaux de la tarification du carbone un rôle de premier plan dans les réductions d'émission rentables.

Ensemble, ces deux mesures stratégiques fédérales – surtout si elles sont combinées à une couverture des prix du carbone assurée par la Banque de l'infrastructure du Canada (Beugin et Shaffer, 2021) – peuvent consolider la certitude des politiques climatiques et favoriser la rentabilité de la transition vers la carboneutralité du secteur de l'électricité d'ici 2035.

7. Le gouvernement fédéral devrait soutenir financièrement les transformations des systèmes électriques – pour de multiples raisons

Si le soutien fédéral est clairement justifié par le besoin d'interconnexions, les fonds fédéraux peuvent également servir à d'autres types d'investissements visant l'adaptation des systèmes électriques. Pensons à des activités déjà couramment financées par le gouvernement fédéral, comme la recherche et le développement dans les technologies propres, le soutien

aux grands projets de centrales, et la démonstration et le déploiement de technologies de réseau intelligent. Dans le cadre de son Programme des réseaux intelligents, par exemple, le gouvernement fédéral investit jusqu'à 100 millions de dollars dans des projets de démonstration et de déploiement menés par les services publics. Des projets sont déjà en cours en Alberta, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse, en Ontario, au Québec, à l'Île-du-Prince-Édouard, en Saskatchewan et au Yukon (RNCan, 2022). Le financement fédéral pourrait aller jusqu'à couvrir des investissements plus généraux dans les systèmes électriques et les infrastructures, mais ce financement devrait être accordé moyennant l'adoption de politiques provinciales hautement prioritaires (comme nous l'expliquons plus loin).

Les dépenses fédérales pourraient aider à calmer les inquiétudes et à réduire les risques suscités par les pressions potentielles sur les tarifs d'électricité. Les investissements directs dans les systèmes électriques provinciaux et territoriaux à même l'assiette fiscale fédérale peuvent aider à réduire les pressions tarifaires et s'inscrire dans une démarche semblable menée par des gouvernements provinciaux et territoriaux. Ce genre d'investissement du fédéral entre dans la même logique que les investissements semblables faits par les gouvernements provinciaux et territoriaux (comme nous le décrivons plus haut). Bien pensés et bien alloués, de tels investissements à même l'assiette fiscale peuvent également avoir une fonction d'égalisation. En effet, les provinces et territoires aux transitions les plus coûteuses – les moins pourvues en ressources hydroélectriques et les plus grands producteurs thermiques, surtout – pourraient être les plus avantagés par les soutiens fédéraux disponibles.

Le financement fédéral pourrait être perçu comme l'envers de la médaille de la politique fédérale de tarification du carbone. En effet, cette dernière a un effet dissuasif sur l'utilisation de combustibles fossiles, tandis que le soutien fédéral pour compenser les coûts des investissements dans les systèmes électriques aurait plutôt un effet d'attraction vers un système différent – un incontournable pour atteindre la carboneutralité dans tous les scénarios possibles.

8. Le gouvernement fédéral devrait utiliser son pouvoir rassembleur et son pouvoir de dépenser pour encourager une meilleure intégration entre les provinces et territoires

Si les leviers du gouvernement fédéral pour orchestrer directement une meilleure intégration et une meilleure coordination des systèmes électriques provinciaux et territoriaux sont relativement limités, il peut prendre certaines mesures concrètes pour les encourager. La mise en œuvre des politiques climatiques plus strictes décrites dans la recommandation

6 pourrait quant à elle motiver les provinces à rechercher une meilleure intégration. D'autres mesures de soutien sont également à sa disposition.

D'abord, le gouvernement fédéral pourrait utiliser ses pouvoirs rassembleurs pour promouvoir et organiser les efforts intergouvernementaux liés à la transformation des systèmes électriques, notamment par le conseil de réseau proposé ou un groupe de travail pancanadien du même ordre. Deuxièmement, le gouvernement fédéral pourrait agir en finançant la coordination et l'intégration, les interconnexions, mais aussi des projets interprovinciaux ou des initiatives de planification qui amélioreraient l'intégration et la coordination.

Dans les faits, le gouvernement fédéral fournit déjà ce type de soutien. Il a notamment investi plus de 18,7 millions de dollars, dans le cadre du Programme d'infrastructure Investir dans le Canada, dans le projet Birtle, qui permet le transport de 215 MW d'hydroélectricité du Manitoba à la Saskatchewan (Manitoba Hydro, 2021).

Ces utilisations du pouvoir rassembleur et du financement du fédéral pourraient servir de puissant catalyseur de la coordination et de l'intégration interrégionales.

9. Le gouvernement fédéral devrait envisager un financement continu et prévisible pour aider les provinces et territoires à accélérer la transformation de leurs systèmes électriques, moyennant certaines conditions générales

Pour regrouper les mesures stratégiques énoncées précédemment dans un esprit de concertation propice à l'accélération de la transformation des systèmes électriques, le gouvernement fédéral devrait envisager un financement continu et prévisible par l'intermédiaire d'ententes négociées avec les gouvernements provinciaux et territoriaux. Il devrait assortir ce soutien d'un nombre restreint de conditions générales, dont les changements apportés aux mandats des principales institutions provinciales et territoriales, l'élaboration de plans énergétiques complets et d'évaluations de trajectoires indépendantes et la participation à des groupes de travail rassemblant plusieurs provinces et territoires.

Ces ententes financières pourraient faire l'objet de négociations distinctes entre le fédéral et chaque province et territoire. Cette approche tient compte des différences dans la rapidité d'adhésion (surtout lorsque des mesures décisives doivent être prises rapidement) et le degré de soutien nécessaire, comme la trajectoire de carboneutralité des provinces et territoires sera jalonnée de possibilités et de défis différents.

Finalement, cette approche constitue une avenue pour concrétiser et accélérer la transformation des systèmes électriques provinciaux et territoriaux d'une manière cohérente dans la fédération canadienne. Si le gouvernement fédéral envisage sérieusement la décarbonisation du secteur de l'électricité d'ici 2035 et celle de l'ensemble de l'économie d'ici 2050, il devrait commencer à explorer cette approche sur le champ et envisager d'en faire un élément central du budget 2023.

ANNEXE

Consultation des intervenants

Nous souhaitons souligner l'apport et les conseils reçus d'intervenants de tous les horizons, notamment :

Accélérateur de transition	Chambre de commerce de	Council of Yukon First Nations
Agence de promotion économique	Charlottetown	Counsel Public Affairs
du Canada atlantique	Chambre de commerce de	Cowesses Ventures
Alberta Innovates	l'Atlantique	Delphi Group
Alberta Utilities Commission	Chambre de commerce de l'Ontario	Dunsky Energy Consulting
Algonquin Power & Utilities Corp.	Chambre de commerce de la région	Ecology Action Centre
AltaLink	de Toronto	Ecotrust Canada
Association canadienne de l'énergie	Chambre de commerce de la	Efficacité énergétique Canada
renouvelable	Saskatchewan	Efficiency One
Association des collectivités des	Clean Energy BC	Electric Power Research Institute
Territoires du Nord-Ouest	Clean Foundation	Électricité Canada
Association des consommateurs	Climate Change Connection	Emissions Reduction Alberta
industriels de gaz	Comité de révision des tarifs	Énergie NB
Association des municipalités de	des services publics de la	Énergie propre Canada
l'Ontario	Saskatchewan	ENMAX
Association nucléaire canadienne	Commercialisation d'énergie du	Environnement et Changement
Association québécoise de la	Nouveau-Brunswick	climatique Canada
production d'énergie renouvelable	Commission de l'énergie de l'Ontario	ESMIA Consultants
ATCO	Commission de l'énergie et des	Fédération des municipalités de l'Île-
Atlantic Policy Congress of First	services publics du Nouveau-	du-Prince-Édouard
Nations Chiefs Secretariat	Brunswick	First Nations Power Authority
Atlantica Centre for Energy	Commission de réglementation et	Fondation David Suzuki
Baffin Regional Chamber of	d'appels de l'Île	FortisBC
Commerce	Commission des services publics et	General Electric Canada
BC Hydro	d'examen de la Nouvelle-Écosse	Gouvernement de l'Alberta
British Columbia Utilities	Commission des services publics et	Gouvernement de l'Île-du-Prince-
Commission	d'examen de la Nouvelle-Écosse	Édouard.
Business Council of British Columbia	Community Energy Association	Gouvernement de l'Ontario
Cabinet du premier ministre	Conboy Advisory Services	Gouvernement de la Colombie-
CAMPUT : les régulateurs en énergie	Conseil économique des provinces	Britannique
et de services publics du Canada	de l'Atlantique	Gouvernement de la Nouvelle-
Capital Power Corporation	Conseil patronal de l'environnement	Écosse
Chambre canadienne-allemande de	du Québec	Gouvernement de la Saskatchewan
l'industrie et du commerce	Coopération économique pour	Gouvernement de Terre-Neuve-et-
	l'Asie-Pacifique	Labrador

Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest	Metro Vancouver	Région de Durham
Gouvernement du Manitoba	Nalcor Energy	Région 6 de l'Union nationale des fermiers
Gouvernement du Nouveau-Brunswick	Natural Forces	Réseau Canada
Gouvernement du Nunastsiavut	Navius Research	Reshape Infrastructure Strategies
Gouvernement du Nunavut	New Relationship Trust	Ressources naturelles Canada
Gouvernement du Québec	Newfoundland and Labrador Board of Commissioners	Rural Municipalities of Alberta
Gouvernement du Yukon	Newfoundland and Labrador Environmental Industry Association	Saint John Energy
Greengate Power	Newfoundland and Labrador Hydro	Saskatchewan Environmental Society
Groupe de recherche sur l'énergie et les matériaux de l'Université Simon Fraser	Newfoundland Power	Saskatchewan Urban Municipalities Association
Groupe Sustainable Energy Systems Integration & Transitions	Northland Power	Saskatoon Light & Power
Heartland Generation	Nova Scotia Power	SaskPower
Heritage Gas	NS Power	Sawridge First Nation
Hydro One	Office de protection de la nature de Toronto et de la région	Smart Grid Innovation Network
Hydroélectricité Canada	Ofgem	Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest
Hydro-Québec	Opportunités Nouveau-Brunswick	Sustainable Waterloo Region
Indigenous Clean Energy	Pacific Institute for Climate Solutions	Toronto Atmospheric Fund
Institut C.D. Howe	PEI Energy Corporation	Toronto Hydro
Institut de l'énergie éolienne du Canada	Pembina Institute	TransAlta
Institut de l'énergie Trottier	Polaris Strategy + Insight	Ville de Canmore
Institut international du développement durable	Power Advisory LLC	Ville de Charlottetown
Kanaka Bar Indian Band	Powerconsumer Inc.	Ville de Digby
Keppel Gate Consulting	PowerStream Inc.	Ville de Halifax
Kisik Clean Energy	Prairie Climate Centre	Ville de Medicine Hat
Kolesar Buchanan & Associates Ltd.	Propulsion Québec	Ville de Saskatoon
Manitoba Environmental Industries Association	Public Utilities Board du Manitoba	Ville de St. John's
Manitoba Hydro	Qikiqtaaluk Corporation	Ville de Toronto
Maritime Electric Company	Qikiqtani Inuit Association	Ville de Vancouver
Maritimes Energy Association	Québec Net Positif	Ville de Winnipeg
	QUEST	Wrangellia Consulting
	Régie de l'énergie du Canada	
	Régie de l'énergie du Québec	

Nous voulons également souligner l'apport inestimable d'experts, d'universitaires et de professionnels.

RÉFÉRENCES

- AIE (Agence internationale de l'énergie). (2016). *Energy Policies of IEA Countries: Canada 2015 Review*. Février. <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-canada-2015-review>
- Baker, Erin, Anna P. Goldstein et Inês ML Azevedo. (2021). « A perspective on equity implications of net zero energy systems », *Energy and Climate Change*, vol. 2 (décembre). <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2666278721000246?via%3Dihub>
- Bataille, Chris, David Sawyer et Noel Melton. (2015). *Pathways to Deep Decarbonization in Canada*. Réseau des solutions pour le développement durable et Institut du développement durable et des relations internationales. https://www.electricity.ca/wp-content/uploads/2017/05/DDPP_CAN.pdf
- BC Hydro. (2021a). *BC Hydro and Power Authority : Draft 2021 Integrated Resource Plan*. <https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/regulatory-planning-documents/integrated-resource-plans/current-plan/draft-integrated-resource-plan.pdf>
- BC Hydro. (2021b). *BC Hydro's Electrification Plan : A Clean Future Powered by Water*. <https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/electrification/Electrification-Plan.pdf>
- BC Hydro. (2021c). *BC Hydro Fiscal 2023 to Fiscal 2025 Revenue Requirements Application*. <https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/regulatory-planning-documents/regulatory-filings/rra/00-2021-09-28-bchydro-f23-f25-rra-chapter-10-appendix-u-v-w.pdf>
- BCUC (British Columbia Utilities Commission). (2021). « Our Role in BC's Energy Transition ». <https://docs.bcuc.com/documents/FactSheets/BCUC-BCUCRole-EnergyTransition.pdf>
- Beugin, Dale et Blake Shaffer. (2021). *The Climate Policy Certainty Gap and How to Fill It*. Institut C.D. Howe. <https://www.cdhowe.org/intelligence-memos/bugin-shaffer-%E2%80%93-climate-policy-certainty-gap-and-how-fill-it>
- Bishop, Grant. (2019). *Moving the Coal-Posts: Ottawa's Wrong Turn on Carbon Pricing for Electricity Generation*. Institut C.D. Howe. <https://www.cdhowe.org/public-policy-research/moving-coal-posts-ottawa%E2%80%99s-wrong-turn-carbon-pricing-electricity-generation>
- Carlson, Richard et Aïda Nciri. (2021). *Un pas à franchir : Le rôle des carrés de sable pour l'innovation dans l'atteinte de la carboneutralité*. QUEST et Pollution Probe. <https://www.pollutionprobe.org/wp-content/uploads/2021/10/Innovation-Sandboxes-Jump-on-In-FR.pdf>
- Christidis, Tanya, Geoffrey Lewis et Philip Bigelow. (2017). « Understanding support and opposition to wind turbine development in Ontario, Canada and assessing possible steps for future development ». *Renewable energy*, vol. 112 (novembre). <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148117303907>
- Clark, Dylan et Anna Kanduth. (2022). *Renforcer la résilience des réseaux électriques canadiens pour un avenir carboneutre*. Institut climatique du Canada (anciennement Institut canadien pour des choix climatiques). <https://climateinstitute.ca/wp-content/uploads/2022/02/Resiliency-scoping-paper-FRENCH-Final.pdf>
- Comber, Alexandra, Maureen Gillis, Genevieve Loxley, Sven O. Mileli, Erin O'Callaghan et Morgan Troke. (2022). *Power Perspectives 2022 - British Columbia Regional Overview*. McCarthy Tétrault. <https://www.mccarthy.ca/en/insights/blogs/canadian-energy-perspectives/power-perspectives-2022-british-columbia-regional-overview#page=1>
- CUSP (Canadian Urban Sustainability Practitioners). (2019). *Energy Poverty in Canada: A CUSP Backgrounder*. Octobre. <https://energypoverty.ca/backgrounder.pdf>
- Dahlby, Bev. (2008). « The Marginal Cost of Public Funds: Theory and Applications ». *MIT Press Scholarship Online* (août). <https://mitpress.universitypressscholarship.com/view/10.7551/mitpress/9780262042505.001.0001/upso-9780262042505>
- Davis, Lucas. (2021). *What Matters for Electrification? Evidence from 70 Years of U.S. Home Heating Choices*. Energy Institute at HAAS. <https://haas.berkeley.edu/wp-content/uploads/WP309.pdf>
- Dimanchev, Emil, Joshua L. Hodge et John E. Parsons. (2021). « The role of hydropower reservoirs in deep decarbonization policy ». *Energy Policy*, vol. 155 (août). <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421521002391?via%3Dihub>
- Dion, Jason, Anna Kanduth, Jeremy Moorhouse et Dale Beugin. (2021). *Vers un Canada carboneutre : S'inscrire dans la transition globale*. Institut climatique du Canada (anciennement Institut canadien pour des choix climatiques). <https://institutclimatique.ca/reports/vers-un-canada-carboneutre/>
- Dion, Jason. (2017). *Comprendre les allocations fondées sur la production (OBA)*. Commission de l'écofiscalité du Canada. <https://ecofiscal.ca/fr/2017/05/25/comprendre-les-allocations-fondees-sur-la-production-oba/>
- Dion, Jason. (2018). *Do OBAs Make Sense for the Electricity Sector?* Commission de l'écofiscalité du Canada <https://ecofiscal.ca/2018/05/09/do-obas-make-sense-for-electricity/>
- Dolter, Brett et Jennifer Winter. À paraître. *Analysis of Distributional Impacts in the Decarbonization of Canadian Electricity Systems*. Institut climatique du Canada (anciennement Institut climatique du Canada).

- Dolter, Brett et Nicholas Rivers. (2018). « The cost of decarbonizing the Canadian electricity system ». *Energy Policy*, vol. 113 (février). <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421517307140>
- Dolter, Brett, Jennifer Winter et Christiana Guertin. (2022). *Electricity Decarbonization and Distributional Equity*. Institut climatique du Canada (anciennement Institut canadien pour des choix climatiques). <https://climateinstitute.ca/wp-content/uploads/2022/03/2022-03-11-Distributional-Equity-and-Electricity-Decarbonization.pdf>
- Doluweera, Ganesh, Hossein Hosseini, Evar Umeozor, Duncan Lucas et Ammar Hyder. (2018). *Economic and Environmental Impacts of Transitioning to a Cleaner Electricity Grid in Western Canada*. Canadian Energy Research Institute (CERI). https://ceri.ca/assets/files/Study_174_Full_Report.pdf
- Ecotrust Canada. (2020). *Rethinking Energy Bill Protections in British Columbia: Jurisdictional Scan and Best Practices*. Août. https://ecotrust.ca/wp-content/uploads/2020/08/Rethinking-Energy-Bill-Protections-in-British-Columbia.August2020_updated_WEB.pdf
- EPRI (Electric Power Research Institute). (2021). *Évaluation nationale de l'électrification au Canada : Possibilités d'électrification pour l'avenir énergétique du Canada*. Septembre. <https://www.epri.com/research/products/00000003002022642>
- Ferguson, Ted. (2021). *The Future of Electricity Regulation: Top 3 Takeaways from the Canadian Electricity Association's Annual Forum*. Delphi Group. <https://delphi.ca/2021/09/the-future-of-electricity-regulation-top-3-takeaways-from-the-canadian-electricity-associations-annual-forum/>
- GE Energy Consulting. (2018). *Western Regional Electricity Cooperation and Strategic Infrastructure (RECSI) Study*. Ressources naturelles Canada (RNCAN). Août. <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/RECSI-Western-Final-GE-Report.pdf>
- Gouvernement de l'Alberta. (2020). *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation*. Environment and Parks. https://open.alberta.ca/publications/2019_133
- Gouvernement de la Colombie-Britannique (2016). *Climate Action Legislation*. Environmental Protection and Sustainability. <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/planning-and-action>
- Gouvernement de la Colombie-Britannique. (2021a). *Roadmap to 2030*. Clean BC. <https://cleanbc.gov.bc.ca/>
- Gouvernement de la Colombie-Britannique. (2021b). « B.C. launches stronger climate plan for a better future ». <https://news.gov.bc.ca/releases/2021ENV0065-002025>
- Gouvernement du Canada. (2021a). *L'abandon graduel du charbon et l'Alliance : Énergiser au-delà du charbon*. Gouvernement du Canada. <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/mesures-internationales-canada/retrait-progressif-charbon.html>
- Gouvernement du Canada. (2021b). *Programme d'infrastructure Investir dans le Canada*. Infrastructure Canada. <https://www.infrastructure.gc.ca/plan/icp-pic-INFC-fra.html>
- Hastings-Simon, Sara et Anna Kanduth. (2021). *Les obstacles à l'innovation dans le secteur de l'électricité canadien et les leviers de politiques disponibles*. Institut climatique du Canada (anciennement Institut canadien pour des choix climatiques). <https://institutclimatique.ca/wp-content/uploads/2021/10/ICCC-Les-obstacles-a-l-innovation-dans-le-secteur-de-l-electricite-canadien-et-les-leviers-de-politiques-disponibles-par-Sara-Hastings-Simon.pdf>
- ICE (Indigenous Clean Energy). (2022). *Les vagues du changement : Leadership autochtone dans l'électrification propre du Canada*. Institut climatique du Canada (anciennement Institut canadien pour des choix climatiques). <https://climatechoices.ca/wp-content/uploads/2022/02/ICE-report-FRENCH-FINAL.pdf>
- ICIS (Institut canadien d'information sur la santé). (2021). *Tendances des dépenses nationales en santé*. <https://www.cihi.ca/fr/tendances-des-dépenses-nationales-de-sante>
- Institut pour l'IntelliProsperité. (2013). *Shadow Carbon Pricing in the Canadian Energy Sector*. Mars. <https://institute.smartprosperity.ca/sites/default/files/publications/files/Shadow%20Carbon%20Pricing%20in%20the%20Canadian%20Energy%20Sector.pdf>
- Jaccard, Mark et Bradford Griffin. (2021). *A Zero-Emission Canadian Electricity System by 2035*. Fondation David Suzuki. <https://davidSUZUKI.org/wp-content/uploads/2021/08/Jaccard-Griffin-Zero-emission-electricity-DSF-2021.pdf>
- Kaufman, Noah, Alexander R. Barron, Wojciech Krawczyk, Peter Marsters et Haewon McJeon. (2020). « A Near-Term to Net Zero Alternative to the Social Cost of Carbon for Setting Carbon Prices ». *Nature Climate Change*. Août. <https://www.nature.com/articles/s41558-020-0880-3>
- KPMG International Limited. (2013). *National Electricity Market: A Case Study in Successful Microeconomic Reform*. <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/The-National-Electricity-Market-A-case-study-in-microeconomic-reform.PDF>

Krishnan, Mekala, Hamid Samandari, Jonathan Woetzel, Sven Smit, Daniel Pachod, Dickon Pinner, Tomas Naclér, Humayun Tai, Annabel Farr, Weige Wu et Danielle Imperato. (2022). *The Net Zero Transition: What it Would Cost, What it Could Bring*. McKinsey & Company. <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/the-net-zero-transition-what-it-would-cost-what-it-could-bring>

Langlois-Bertrand, Simon, Normand Mousseau, Louis Beaumier et Olivier Bahn. (2021). *Perspectives énergétiques canadiennes – 2021*. Institut de l'énergie Trottier. https://iet.polymtl.ca/wp-content/uploads/delightful-downloads/PEC2021_20211109-1.pdf

Leach, Andrew et Blake Shaffer. (2020). « Alberta's shift away from coal power is a climate action success story ». 15 octobre. <https://www.cbc.ca/news/canada/calgary/road-ahead-alberta-coal-power-electricity-decline-1.5761858>

Lee, Caroline. (2021). « Tempête de neige au Texas : un avertissement lancé aux Canadiens » *Institut climatique du Canada*, [article], 23 février. <https://institutclimatique.ca/tempete-de-neige-au-texas-un-avertissement-lance-aux-canadiens/>

Leroutier, Marion. (2022). « Carbon pricing and power sector decarbonization: Evidence from the UK » *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 111 (janvier). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0095069621001285>

Lovekin, Dave et Dylan Heerema. (2019). « The True Cost of Energy in Remote Communities : Understanding diesel electricity generation terms and economics ». Pembina Institute. <https://www.pembina.org/reports/diesel-cost-background-2019.pdf>

Manitoba Hydro (2021). « New Birtle transmission line starts sending power to Saskatchewan ». https://www.hydro.mb.ca/articles/2021/05/new_birtle_transmission_line_starts_sending_power_to_saskatchewan/#:~:text=The%20project%20also%20received%20approval,Inc.

McCarthy, Shawn. (2022). « Coopération nordique et provincialisme canadien ». Institut climatique du Canada (anciennement Institut canadien pour des choix climatiques). <https://institutclimatique.ca/publications/cooperation-nordique-et-provincialisme-canadien/>

McPherson, Madeleine. (2021). *Favoriser la décarbonisation par l'intégration des systèmes énergétiques*. Institut climatique du Canada (anciennement Institut canadien pour des choix climatiques). <https://institutclimatique.ca/wp-content/uploads/2021/10/ICCC-Favoriser-la-decarbonisation-par-l-integration-des-systemes-energetiques-par-Madeleine-McPherson.pdf>

Ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Innovation sobre en carbone. (2021). « BC Hydro Government Mandate Letter ». Bureau du Ministre. <https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/accountability-reports/openness-accountability/bch-mandate-letter-2021-2022.pdf>

Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières. (2019). « BC Hydro Mandate Letter ». Bureau du Ministre. <https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/accountability-reports/openness-accountability/bch-mandate-letter-2019-2020.pdf>

Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières. (2020). *Bill 17 – Clean Energy Amendment Act*. Session législative : 5^e session, 41^e législature. <https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/bills/billsprevious/5th41st:gov17-1#:~:text=HER%20MAJESTY%2C%20by%20and%20with,British%20Columbia%2C%20enacts%20as%20follows%3A&text=SECTION%203%3A-%20%5BClean%20Energy%20Act,3%20Section%206%20is%20repealed>

Ness, Ryan, Dylan G. Clark, Julien Bourque, Dena Coffman et Dale Beugin. (2021). *Submergés : Les coûts des changements climatiques pour l'infrastructure au Canada*. Institut climatique du Canada (anciennement Institut canadien pour des choix climatiques). <https://institutclimatique.ca/reports/submerges/>

Norquay, Geoff. (2021). « Big changes are coming to health and social programs ». *Options politiques*. 23 novembre. <https://policyoptions.irpp.org/fr/magazines/november-2021/big-changes-are-coming-to-health-and-social-programs/>

Norris, Sonya. (2020). *Le financement fédéral des soins de santé*. Bibliothèque du Parlement. <https://lop.parl.ca/staticfiles/PublicWebsite/Home/ResearchPublications/BackgroundPapers/PDF/2018-45-f.pdf>

Pineau, Pierre-Olivier. (2012). « Le prix de l'électricité au Québec. Des argumentaires en conflit ». *Énergie et citoyenneté*. <https://www.erudit.org/fr/revues/globe/2010-v13-n2-globe1503207/>

Pineau, Pierre-Olivier. (2021). *Améliorer l'intégration et la coordination des secteurs de l'électricité gérés par les provinces au Canada*. Institut climatique du Canada (anciennement Institut canadien pour des choix climatiques). <https://institutclimatique.ca/wp-content/uploads/2021/10/ICCC-Ameliorer-l-integration-et-la-coordination-des-secteurs-de-l-electricite-geres-par-les-provinces-au-Canada-par-Pierre-Olivier-Pineau.pdf>

Ragan, Chris, Elizabeth Beale, Paul Boothe, Mel Cappe, Bev Dahlby, Don Drummond, Stewart Elgie, Glen Hodgson, Richard Lipsey, Nancy Olewiler et France St-Hilaire. (2017). *Soutenir la tarification du carbone : Comment identifier les politiques qui complètent véritablement un prix carbone à l'échelle de l'ensemble de l'économie*. Commission de l'écofiscalité du Canada. <http://ecofiscal.ca/wp-content/uploads/2017/06/Commission-Ecofiscalite-Soutenir-la-tarification-du-carbone-Rapport-juin-2017.pdf>

RNCan (Ressources naturelles Canada). (2022). « Économies d'impôts pour l'industrie ». <https://www.rncan.gc.ca/science-et-donnees/financement-et-partenariats/occasions-de-financement/financement-subsventions-incitatifs/economies-dimpots-pour-lindustrie/5148>

Rodríguez-Sarasty, Jesús Andrés, Sébastien Debia et Pierre-Olivier Pineau. (2020). « Deep decarbonization in Northeastern North America: The value of electricity market integration and hydropower » *Energy Policy*, vol. 152 (mai). <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421521000793?via%3Dihub>

Samson, Rachel, Jonathan Arnold, Weseem Ahmed et Dale Beugin. (2021). *Ça passe ou ça casse : Transformer l'économie canadienne pour un futur sobre en carbone*. Institut climatique du Canada (anciennement Institut canadien pour des choix climatiques). <https://choixclimatiques.ca/wp-content/uploads/2021/10/ICCC-Ca-passe-ou-ca-casse-French-Final-High-Res.pdf>

Sénat du Canada. (2015). *Énergiser les territoires du Canada*. Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles. <https://sencanada.ca/content/sen/Committee/412/enev/rep/rep14jun15-f.pdf>

Shaffer, Blake et Jason Dion. (2022). « Building on Canada's Electrical Advantage ». *Options politiques*. 14 janvier. <https://policyoptions.irpp.org/fr/magazines/january-2022/building-on-canadas-electrical-advantage/>

Shaffer, Blake et Jennifer Winter. (2020). *Defining and Describing Energy Poverty in British Columbia: The Distribution of Households' Energy Expenditure*. BC Basic Income Panel. https://bcbasicincomepanel.ca/wp-content/uploads/2021/01/Defining_and_Describing_Energy_Poverty_in_British_Columbia_The_Distribution_of_Households_Energy_Expenditure.pdf

Shaffer, Blake. (2021). *Trajectoires techniques pour aligner les secteurs de l'électricité canadiens avec la carboneutralité*. Institut climatique du Canada (anciennement Institut canadien pour des choix climatiques). <https://institutclimatique.ca/wp-content/uploads/2021/10/ICCC-Trajectoires-techniques-pour-aligner-les-secteurs-de-l-electricite-canadiens-avec-la-carboneutralite-par-Blake-Shaffer.pdf>

SIERE (Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité). (2017). *Plan to Implement Ontario's Long-Term Energy Plan*. Octobre. <https://www.ieso.ca/en/Corporate/IESO/Ministerial-Directives/Plan-to-Implement-Ontarios-Long-Term-Energy-Plan>

SIERE (Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité). (2018). *Wind Down of Feed-In Tariff and Large Renewable Procurement Contracts*. Juillet. <https://www.ieso.ca/en/Corporate/IESO/Ministerial-Directives/Wind-Down-of-Feed-in-Tariff-and-Large-Renewable-Procurement-Contracts>

Statistique Canada. (2022). *Tableau 14-10-0202-01 : Emploi selon l'industrie, données annuelles*. [Tableau de données]. https://www150.statcan.gc.ca/t1/tb11/fr/tv.action?pid=1410020201&request_locale=fr

Stiebert, Seton. (2022). *Projected Electricity Sector Labour Implications of Net-Zero Transitions in Canada*. Institut climatique du Canada. <https://climateinstitute.ca/wp-content/uploads/2022/03/CICC-Projected-Labour-Implications-of-Electricity-Net-Zero-Transition-in-Canada-Stiebert-Consulting-Feb-8-2022.pdf>

Tenpenny, John. (2020). « Canada, Manitoba invest in Birtle Transmission Line ». *ReNew Canada*. 3 mars. <https://www.renewcanada.net/canada-manitoba-invest-in-birtle-transmission-line/>

Turner, Chris. (2021). « Réseau nouvelle génération de l'Allemagne : Leçons tirées du réseau nouvelle génération de l'Allemagne pour le plan de carboneutralité du Canada ». Institut climatique du Canada (anciennement Institut canadien pour des choix climatiques). <https://institutclimatique.ca/publications/le-reseau-electrique-de-demain/>

UBCIC (Union of British Columbia Indian Chiefs). (2020). « First Nations Leadership Council requests that BC withdraw Bill 17 – Clean Energy Amendment Act (2020) ». https://www.ubcic.bc.ca/first_nations_leadership_council_requests_that_bc_withdraw_bill_17_clean_energy_amendment_act_2020

Valdmanis, Richard. (2021). « Maine voters reject Quebec hydropower transmission line ». *Reuters*. 3 novembre. <https://www.reuters.com/world/americas/maine-voters-reject-quebec-hydropower-transmission-line-2021-11-03/>

van de Biezenbos, Kristen. (2021). « Lost in Transmission: A Constitutional Approach to Achieving a Nationwide Net Zero Electricity System ». *Osgoode Hall Law Journal* (octobre). https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3915720

Withers, Paul. (2022). « Nova Scotia Power seeking 10% rate increase over 3 years ». *CBC News*. 27 janvier. <https://www.cbc.ca/news/canada/nova-scotia/nova-scotia-power-seeking-10-rate-increase-over-3-years-1.6329905#:text=Nova%20Scotia%20Power%20wants%20to,in%202022%2C%202023%20and%202024>

REMERCIEMENTS

Auteurs

Anna Kanduth, associée de recherche principale
Jason Dion, directeur, Atténuation

Collaborateurs de L'institut

Caroline Lee, associé de recherche principal
Christiana Guertin, associée de recherche
Dale Beugin, vice-président, Recherche
Sarah Miller, associée de recherche

Conseillers du projet

Pierre-Olivier Pineau, HEC Montréal
Blake Shaffer, Université de Calgary
Dan Woynillowicz, Polaris Strategy + Insight

Comité d'experts

Louis Beaumier, directeur exécutif, Institut de l'énergie Trottier
Annie Chaloux, professeure agrégée en politique appliquée, Université de Sherbrooke
Kathryn Harrison, professeure de sciences politiques, Université de la Colombie-Britannique
Mark Jaccard, directeur et professeur distingué, École de gestion des ressources et de l'environnement, Université Simon Fraser
David Layzell, directeur, Canadian Energy Systems Analysis Research (CESAR), Université de Calgary
Justin Leroux, professeur titulaire en économie, HEC Montréal
Corey Mattie, membre de comité consultatif, Indigenous Clean Energy
James Meadowcroft, professeur, Sciences politiques et politiques publiques, Université Carleton
Juan Moreno-Cruz, professeur agrégé, École d'environnement, de commerce et de développement, Université de Waterloo
Nancy Olewiler, professeure, École de politiques publiques, Université Simon Fraser

Maria Panezi, professeure adjointe, Faculté de droit, Université du Nouveau-Brunswick

Nicholas Rivers, titulaire de la Chaire de recherche du Canada sur les politiques climatiques et énergétiques, Université d'Ottawa

Roger Street, associé de recherche, Institut des changements environnementaux, Université d'Oxford

Jennifer Winter, professeure adjointe, Département d'économie, et directrice scientifique, Division de la recherche en politique énergétique et en environnement, Université de Calgary

Réviseurs et collaborateurs externes

John Bistline, Electric Power Research Institute
Cynthia Chaplin, Les régulateurs en énergie et de services publics du Canada (CAMPUT)
Paula Conboy, Conboy Advisory Services
Ben Dachis, Institut C.D. Howe
Ganesh Doluweera, Régie de l'énergie du Canada
Philip Duguay, Réseau Canada
Brendan Haley, Efficacité énergétique Canada
Chris Henderson, Indigenous Clean Energy
Julia McNally, Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
Michael Powell, Électricité Canada
Christopher Roney, Electric Power Research Institute
Chris Turner, auteur et stratège en communications sur l'énergie
Kathleen Vaillancourt, ESMIA Consultants
Kristen van de Biezenbos, Université de Calgary

Aide à la production

Graphisme et mise en page : **Laurie Barnett**
Graphisme de la couverture et infographie : **Voilà: (chezvoila.com)**
Traduction : **Coop Edgar**

Publié sous une licence Creative Commons par l'Institut climatique du Canada. Le texte de ce document peut être reproduit en tout ou en partie à des fins non commerciales, à condition de citer correctement la source.

Référence :

KANDUTH, Anna, et Jason DION. 2022. *Électro-fédéralisme : Politiques pour aligner les systèmes électriques avec la carboneutralité*. L'Institut climatique du Canada.



ÉLECTRO- FÉDÉRALISME

POLITIQUES POUR ALIGNER
LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES
AVEC LA CARBONEUTRALITÉ

MAI 2022