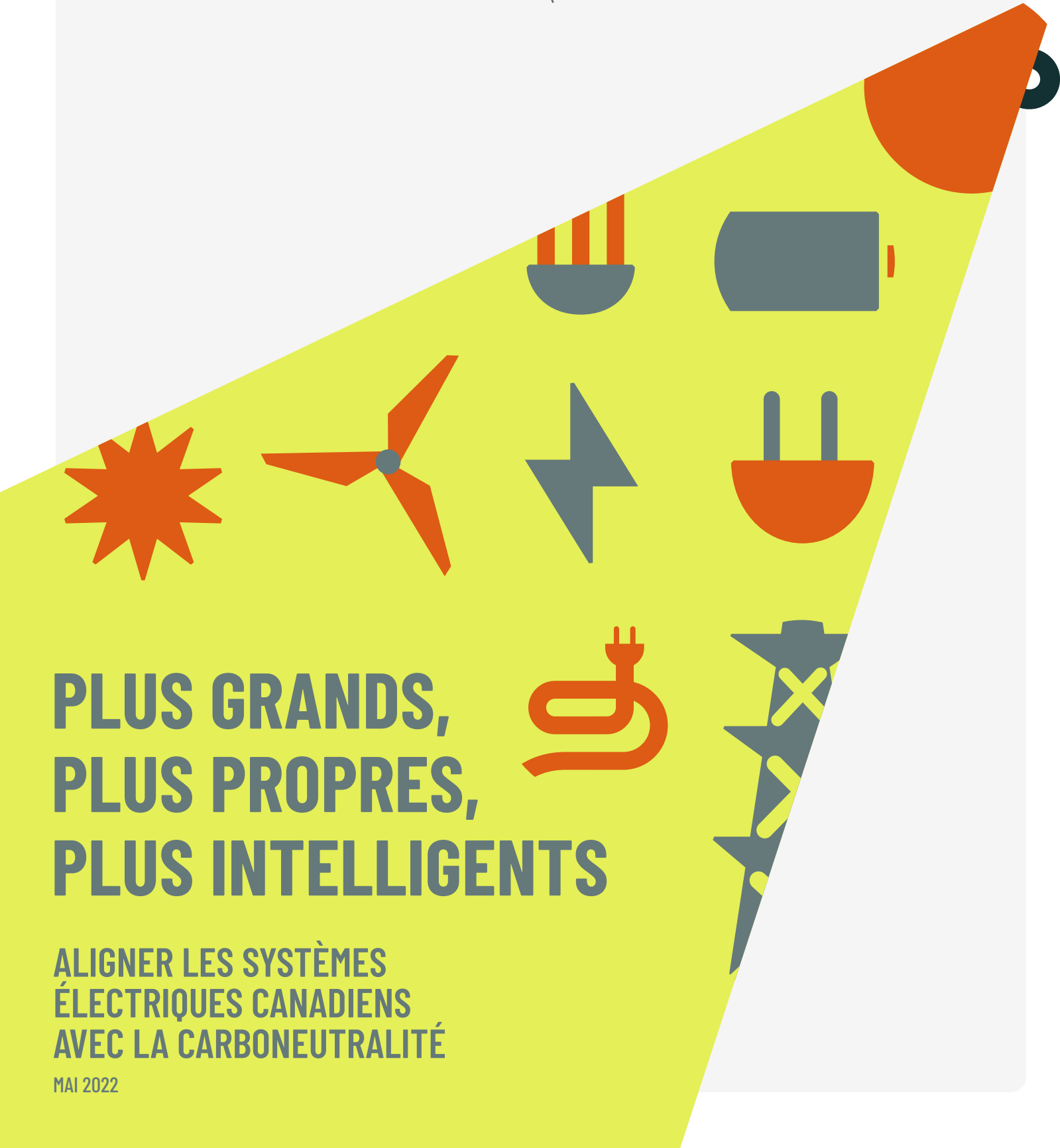




PLUS GRANDS, PLUS PROPRES, PLUS INTELLIGENTS

ALIGNER LES SYSTÈMES
ÉLECTRIQUES CANADIENS
AVEC LA CARBONEUTRALITÉ

MAI 2022

TABLE DES MATIÈRES

01
p.1

INTRODUCTION

*Toutes les trajectoires vers la
carboneutralité passent par
l'électricité*

02
p.13

PLUS GRANDS

*Répondre à la demande créée par
l'électrification généralisée*

03
p.21

PLUS PROPRES

*Accroître les sources d'électricité
propre et éliminer les sources
polluantes*

04
p.37

PLUS INTELLIGENTS

*Rendre les systèmes plus
flexibles pour soutenir
l'approvisionnement variable et
renforcer la résilience*

05
p.55

CONCLUSION

*Principaux points à retenir
pour l'alignement des systèmes
électriques du Canada avec la
carboneutralité*

INTRODUCTION

Toutes les trajectoires vers la carboneutralité passent par l'électricité

P.1

1.1 L'électricité comme pilier de l'avenir carboneutre du Canada

1.2 La transformation des systèmes électriques est à la fois possible et nécessaire

1.3 Le Canada peut miser sur des avantages uniques pour adapter ses systèmes électriques à la carboneutralité

Glossaire

PLUS GRANDS

Répondre à la demande créée par l'électrification généralisée

P.13

Encadré 1 Qu'est-ce que l'électrification et comment peut-elle servir à atteindre les objectifs de carboneutralité?

2.1 Valeur sûre : Accroître la capacité pour satisfaire à la demande croissante

2.2 Valeur sûre : Accélérer l'amélioration de l'efficacité énergétique

Encadré 2 L'efficacité énergétique est le « premier combustible »

PLUS PROPRES

Accroître les sources d'électricité propre et éliminer les sources polluantes

P.21

3.1 Valeur sûre : Augmenter l'approvisionnement en énergie renouvelable variable

Encadré 3 Les ressources énergétiques décentralisées jouent un rôle croissant dans l'avenir carboneutre du Canada

3.2 Valeur sûre : Améliorer la production hydroélectrique des sites existants

3.3 Valeur sûre : Éliminer progressivement la production à partir de combustibles fossiles sans mesures de réduction des émissions

3.4 Pari risqué : Construire de grands projets hydroélectriques ou nucléaires sur de nouveaux sites

Encadré 4 L'expansion considérable de l'approvisionnement par de grandes centrales hydroélectriques et nucléaires rencontre des défis

3.5 Pari risqué : Accroître l'utilisation de sources émergentes d'électricité non émettrice

3.6 Pari risqué : Assortir la production d'électricité tirée des combustibles fossiles et de la biomasse de mécanismes de CUSC

PLUS INTELLIGENTS

Rendre les systèmes plus flexibles pour soutenir l'approvisionnement variable et renforcer la résilience

P.37

Encadré 5 L'augmentation de la part de solaire et d'éolien est un défi d'envergure, mais réalisable

4.1 Valeur sûre : Optimiser la flexibilité et la prévisibilité des énergies renouvelables variables

4.2 Valeur sûre : Optimiser les ressources hydroélectriques pour compenser la variabilité de l'offre

4.3 Valeur sûre : Accroître la flexibilité de la demande

4.4 Valeur sûre : Déployer le stockage à court terme à l'échelle des systèmes

Encadré 6 Les réservoirs hydroélectriques ont un rôle à jouer dans le stockage

4.5 Pari risqué : Déployer le stockage à long terme à l'échelle des systèmes

Encadré 7 Les réservoirs hydroélectriques ont un rôle à jouer dans le stockage

4.6 Pari risqué : Déployer des sources émergentes d'électricité non émettrice et mobilisable

4.7 Pari risqué : Accroître l'intégration interrégionale des réseaux électriques

Encadré 8 Les petits réacteurs modulaires ont beaucoup de potentiel, mais de grandes incertitudes subsistent

Encadré 9 Il reste des lacunes dans la modélisation des systèmes électriques du Canada

CONCLUSION

Principaux points à retenir pour l'alignement des systèmes électriques du Canada avec la carboneutralité

P.55

Encadré 10 Les communautés éloignées et hors réseau ont des défis uniques

P.67

Annexe, références et remerciements

INTRODUCTION

- 1.1** L'électricité comme pilier de l'avenir carboneutre du Canada
- 1.2** La transformation des systèmes électriques est à la fois possible et nécessaire
- 1.3** Le Canada peut miser sur des avantages uniques pour adapter ses systèmes électriques à la carboneutralité

Glossaire

01

Toutes les trajectoires vers la carboneutralité passent par l'électricité

Systèmes électriques :

L'ensemble hétérogène d'infrastructures, d'institutions et d'acteurs du secteur privé associés à la production, au transport et à la distribution de l'électricité au Canada. Cette définition s'étend aussi à la demande – la consommation d'électricité – dans la mesure où les changements relatifs au moment et à l'ampleur de cette demande peuvent effectivement équivaloir à des sources d'approvisionnement supplémentaires. L'emploi de la forme plurielle (systèmes) indique que le Canada ne possède pas qu'un seul système électrique, mais plutôt de nombreux systèmes régionaux, qui relèvent principalement des provinces et territoires.

Le Canada s'est engagé à réduire considérablement ses émissions pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Bien que de nombreux imprévus puissent survenir, une chose est certaine : toutes les trajectoires vers la carboneutralité au pays passent par l'électricité. Il est impératif de transformer les systèmes électriques canadiens pour respecter nos cibles de carboneutralité et ouvrir la voie vers 2050.

L'électricité étant cruciale pour l'objectif de carboneutralité du Canada, l'Institut climatique du Canada a préparé deux rapports sur l'alignement des systèmes électriques avec la carboneutralité : le premier (celui-ci) porte sur les changements techniques nécessaires, et le second traite des diverses politiques nécessaires à sa réalisation. Le présent rapport montre que les systèmes électriques doivent devenir plus grands, plus propres et plus intelligents pour que le Canada puisse atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Le rapport complémentaire, *Électro-fédéralisme : politiques pour aligner les systèmes électriques avec la carboneutralité*, évalue et recommande des politiques visant à surmonter les principaux obstacles à la concrétisation de ces changements.

1.1 *L'électricité comme pilier de l'avenir carboneutre du Canada*

Comme l'explique notre rapport de 2021, *Vers un Canada carboneutre* (Dion et coll., 2021), des changements transformationnels seront requis dans chaque secteur de l'économie canadienne pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Parmi les nombreux choix et variables qui façonneront cette transformation, l'augmentation de la production d'électricité non émettrice et l'expansion de l'électrification représentent des piliers centraux. La transformation des systèmes électriques – qui passe par une croissance soutenant une utilisation accrue des technologies électriques comme les véhicules électriques et les thermopompes, une transition vers des sources d'électricité non émettrice et l'élimination progressive des combustibles fossiles – favorisera la décarbonisation de tous les autres secteurs de l'économie canadienne, du transport aux bâtiments, en passant par l'agriculture.

Carboneutralité : Pour faire face à la menace catastrophique des changements climatiques et favoriser la décarbonisation de l'économie canadienne, le gouvernement fédéral s'est donné une cible de carboneutralité pour l'ensemble de son économie d'ici 2050, de même qu'un objectif plus immédiat visant la carboneutralité des systèmes électriques d'ici 2035. Plusieurs provinces et territoires ont aussi établi leurs propres cibles de réduction des émissions. L'atteinte de ces objectifs nécessite une réduction presque complète des émissions, combinée au retrait et au stockage permanent des émissions restantes dans l'atmosphère. La réalisation de l'objectif national du Canada ne signifie toutefois pas que chaque province et territoire doit réduire ses émissions selon le même échéancier; les émissions négatives d'une province ou d'un territoire pourraient servir à compenser les émissions restantes ailleurs au pays.

Des analyses internationales confirment le rôle central de l'électricité dans la transition vers la carboneutralité. Par exemple, selon de récents rapports de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), l'accélération de la décarbonisation du secteur de l'électricité constitue la meilleure façon de réduire les émissions mondiales d'ici 2030, et l'électrification de l'utilisation finale serait l'un des facteurs de réduction les plus importants pour l'objectif de 2050 (AIE, 2021a; AIE, 2021b). De plus, la nécessité de transformer l'électricité va au-delà de la carboneutralité; elle est motivée par de nombreux autres facteurs :

- L'accélération du virage numérique;
- L'augmentation de la participation des clients à la production et à la consommation d'électricité;
- L'impératif de soutenir l'autodétermination des peuples autochtones et de faire avancer la réconciliation, notamment dans la transformation des systèmes électriques;
- L'atténuation de divers risques, liés entre autres aux changements climatiques et à la cybersécurité;
- La mise à niveau des infrastructures vieillissantes.

Les conclusions présentées ici sont tirées d'une revue des principales études récentes sur la transformation des systèmes électriques au Canada et de consultations auprès d'experts, de maîtres à penser et de professionnels de l'énergie et de l'électricité. Nous ne cherchons pas à dresser un portrait précis des systèmes électriques en 2050; nous visons plutôt à décrire les trois principaux changements à apporter à ces systèmes

pour atteindre nos objectifs : les rendre *plus grands, plus propres et plus intelligents* (points abordés respectivement dans les sections 2, 3 et 4). Le rapport se conclut sur les points à retenir pour les décideurs canadiens (section 5).

Ce changement est urgent. Pour que des systèmes électriques transformés alimentent un Canada carboneutre d'ici 2050, la production d'électricité elle-même doit réduire à zéro ses émissions beaucoup plus tôt que l'ensemble de l'économie, ce que le gouvernement fédéral a reconnu dans son engagement de 2021 à atteindre la carboneutralité au pays d'ici 2035. La réduction complète des émissions liées à la production d'électricité est l'un des trois changements absolument essentiels pour que l'électricité puisse être le pilier d'un avenir carboneutre.

La conclusion la plus importante de ce premier rapport est sans équivoque : la transformation des systèmes électriques dans l'ensemble du Canada est réalisable et mettra le pays sur la voie de la carboneutralité d'ici 2050.

Valeurs sûres : Les valeurs sûres, basées sur l'analyse de notre rapport *Vers un Canada carboneutre* et d'autres analyses récentes, sont les technologies et les mesures qui jouent un rôle important dans tous les futurs carboneutres crédibles. Si ces solutions sont essentielles pour aider le Canada à respecter son engagement à réduire ses émissions d'ici 2030, elles jouent aussi un grand rôle dans l'atteinte d'objectifs à plus long terme. On trouve notamment dans cette catégorie les mesures et l'équipement améliorant l'efficacité énergétique, les véhicules électriques et les thermopompes. Toutefois, ce n'est pas parce qu'une solution est considérée comme une valeur sûre que son adoption à grande échelle est inévitable ou ne rencontrera aucun obstacle, comme une opposition locale aux projets d'énergie renouvelable ou des environnements réglementaires stricts pour les nouvelles technologies.

1.2 La transformation des systèmes électriques est à la fois possible et nécessaire

Dans le rapport *Vers un Canada carboneutre*, nous avons simulé plus de 60 scénarios qui permettraient au Canada d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Pour clarifier le rôle que différentes mesures et technologies de réduction des émissions pourraient jouer dans l'atteinte de cet objectif national, nous avons regroupé les solutions nécessaires en *valeurs sûres* et en *paris risqués*. Les valeurs sûres sont des solutions qui apparaissent de façon constante dans toutes les trajectoires crédibles, qui reposent sur des technologies commerciales et dont le déploiement à grande échelle ne présente aucun obstacle important. Les paris risqués sont des solutions qui ressortent seulement dans certains scénarios, qui dépendent de technologies encore émergentes ou à l'étape de démonstration et qui risquent d'être difficiles à appliquer à grande échelle. (Voir les barres latérales pour en savoir plus sur la distinction entre les valeurs sûres et les paris risqués.) Selon le présent rapport, l'électrification et le déploiement d'une électricité non émettrice sont des valeurs sûres, ce qui met en évidence le rôle central de l'électricité dans la transition du Canada vers la carboneutralité.

L'analyse présentée ici complète les constats selon lesquels la transformation des systèmes électriques canadiens est à la fois réalisable sur le plan technique et essentielle à l'atteinte des objectifs généraux de carboneu-

Paris risqués : Les solutions que nous classons dans les paris risqués ont un avenir incertain à l'heure actuelle, mais présentent un fort potentiel de contribution à la carboneutralité d'ici 2050. Parmi celles-ci se trouvent les formes avancées de captation, d'utilisation et de stockage du carbone (CUSC), y compris dans des centrales de production d'énergie, et des technologies émergentes telles que les petits réacteurs nucléaires modulaires et le stockage d'énergie à long terme. Une solution ne représente pas un pari risqué simplement parce qu'elle pourrait ne pas être viable sur le plan technique. Même des solutions techniquement solides peuvent être considérées comme des paris risqués si elles font face à d'autres types d'obstacles, ou si elles risquent d'être surpassées par de meilleures solutions.

tralité, et qu'elle nécessitera des valeurs sûres et des paris risqués. Même si dans l'ensemble, l'électrification et le déploiement d'une électricité non émettrice sont considérés comme des valeurs sûres, certaines des technologies et solutions qui les composent peuvent être, individuellement, soit des valeurs sûres, soit des paris risqués.

Nous analysons les trajectoires du Canada vers cette transformation à l'aide des valeurs sûres et des paris risqués pour trois raisons principales :

1. Contextualiser le rôle potentiel de différentes solutions dans la transformation des systèmes électriques – par exemple, en déterminant si elles y contribueront dans tous les cas ou seulement sous certaines conditions.
2. Faire ressortir la nature et l'ampleur des obstacles associés au déploiement des solutions à grande échelle.
3. Amorcer une discussion axée sur les interventions politiques qui peuvent aider à surmonter ces obstacles afin d'accélérer la transformation requise. (Nous abordons ce sujet dans notre rapport complémentaire, *Électro-fédéralisme : politiques pour aligner les systèmes électriques avec la carboneutralité*.)

Nous avons déterminé quelles solutions sont des valeurs sûres ou des paris risqués en nous basant sur les conclusions de grandes études récentes et sur l'analyse du rapport *Vers un Canada carboneutre*, de même que sur l'avis d'autres experts. Consultez l'annexe pour en savoir plus sur les principales études citées dans le présent rapport.

1.3 *Le Canada peut miser sur des avantages uniques pour adapter ses systèmes électriques à la carboneutralité*

Si le Canada est en bonne posture pour commencer à transformer ses systèmes électriques, la partie est tout de même loin d'être terminée. D'après notre analyse, pour que le pays atteigne son objectif de carboneutralité, il devra modifier ses systèmes électriques sous trois aspects essentiels : en les rendant *plus grands*, *plus propres* et *plus intelligents*. Cette transformation impliquera des changements majeurs dans les systèmes électriques, changements toutefois réalisables sur le plan technique.

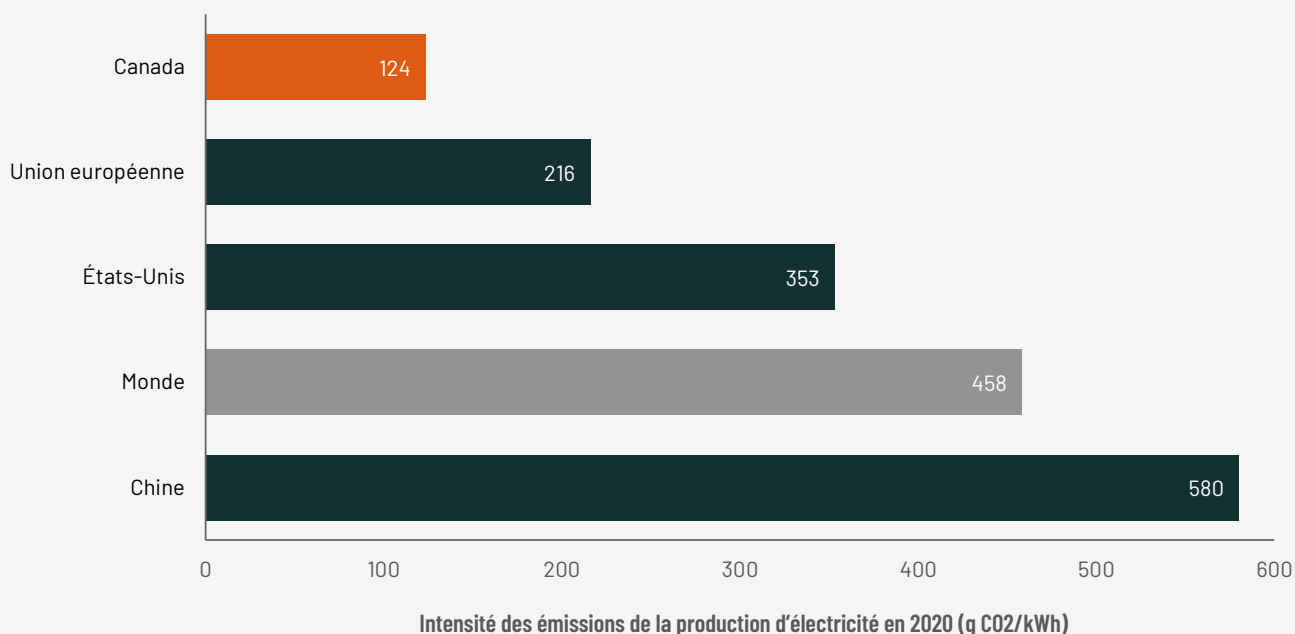
Qui plus est, le pays entame cette transition dans une situation plus favorable que beaucoup d'autres. Il profite en effet de trois grands avantages.

Premièrement, le Canada possède déjà un éventail de sources d'électricité relativement propres. En 2020, les systèmes électriques ont émis 124 g de CO₂/kWh comparativement à la moyenne mondiale de 458 g de CO₂/kWh (figure 1). Cet avantage découle surtout de la richesse du pays en sources d'électricité non émettrice, dont l'hydroélectricité, très répandue, et l'énergie nucléaire. En tant que source d'électricité stable et prévisible, l'hydroélectricité avec réservoir¹ est particulièrement précieuse dans un monde carboneutre, puisqu'elle est à la fois non émettrice et utilisée pour équilibrer la production variable de sources telles que l'énergie solaire et éolienne. Cette hydroélectricité permet également d'atténuer la difficulté liée à l'intégration importante de sources d'énergie renouvelable variable dans certaines régions, non seulement parce qu'elle réduit la part nécessaire de ces sources, mais aussi parce que l'hydroélectricité avec réservoir peut servir à compenser cette variabilité.

Figure 1.

Le Canada possède l'un des systèmes électriques les moins émetteurs au monde

Grâce à son solide éventail de sources d'électricité non émettrices, l'intensité des émissions de la production d'électricité du Canada est l'une des plus faibles au monde



Sources : AIE (2020); AIE (2021d).

1. L'hydroélectricité avec réservoir renvoie au fait d'accumuler de l'eau dans un réservoir situé derrière un barrage, pour la déverser afin de produire de l'électricité sur demande. Il s'agit de la forme d'hydroélectricité la plus courante au Canada et ailleurs dans le monde.

Le Canada est aussi doté d'un potentiel important de sources d'énergie renouvelable. En effet, il fait partie des pays les plus susceptibles de répondre aux besoins nationaux en électricité grâce à l'énergie solaire et éolienne.²

Deuxièmement, les systèmes électriques du Canada sont soutenus par des institutions et des structures robustes. L'électricité canadienne est généralement considérée comme fiable et abordable. Toutefois, comme l'indique notre rapport complémentaire *Électro-fédéralisme*, il y a encore des défis importantes à surmonter pour harmoniser les institutions et les marchés de l'électricité du pays avec les objectifs de carboneutralité.

Troisièmement, le Canada dispose de solides politiques pour appuyer la transformation de l'électricité à des fins de carboneutralité. Le pays applique une tarification croissante du carbone pour l'ensemble de l'économie et a instauré des règlements pour éliminer complètement l'électricité au charbon de façon progressive. Le Canada s'est aussi engagé à l'atteinte de la carboneutralité de ces systèmes électriques d'ici 2035, sans toutefois préciser les détails de la mise en œuvre.

Malgré cette avantageuse position, le portrait régional varie grandement (figure 2). Les défis auxquelles font face les provinces dont les systèmes électriques dépendent davantage des combustibles fossiles sont très différentes de celles des provinces qui exploitent déjà principalement l'électricité non émettrice, comme l'hydroélectricité et l'énergie nucléaire. Par ailleurs, étant donné l'hétérogénéité du paysage commercial et politique de chaque province et territoire, les régions devront surmonter des obstacles différents sur la voie de la carboneutralité.

L'harmonisation de l'électricité avec la carboneutralité ne consiste pas seulement à éliminer les émissions des systèmes électriques, même si c'est l'objectif final. La façon dont les gouvernements choisissent de poursuivre cette transformation, incluant les mesures pour améliorer la résilience face aux risques climatiques et autres, a une incidence sur les efforts de décarbonisation dans d'autres secteurs économiques. Ces choix ont aussi d'importantes répercussions sur le coût et l'équité globale de la transition énergétique (Ness et coll., 2021). En l'absence de mesures de renforcement de la résilience, la transformation risque d'augmenter les vulnérabilités des systèmes électriques face aux répercussions climatiques croissantes, ce qui pourrait entraîner des conséquences en cascade au-delà du secteur, notamment dans la prestation de services essentiels (Clark et Kanduth, 2022). La transformation des systèmes

² Tong et ses collaborateurs (2021) placent l'ensemble des systèmes électriques du Canada au deuxième rang des réseaux les plus fiables des grands pays, l'écart entre la demande en électricité et l'offre d'énergie solaire et éolienne y étant l'un des plus faibles de tous les pays évalués. Ils ne prennent pas en compte les atouts existants comme l'hydroélectricité, qui permettrait d'accroître la capacité du Canada à soutenir une intégration importante de l'énergie renouvelable variable, mais supposent un transport interrégional parfait, ce qui met en évidence la valeur de cette mesure.

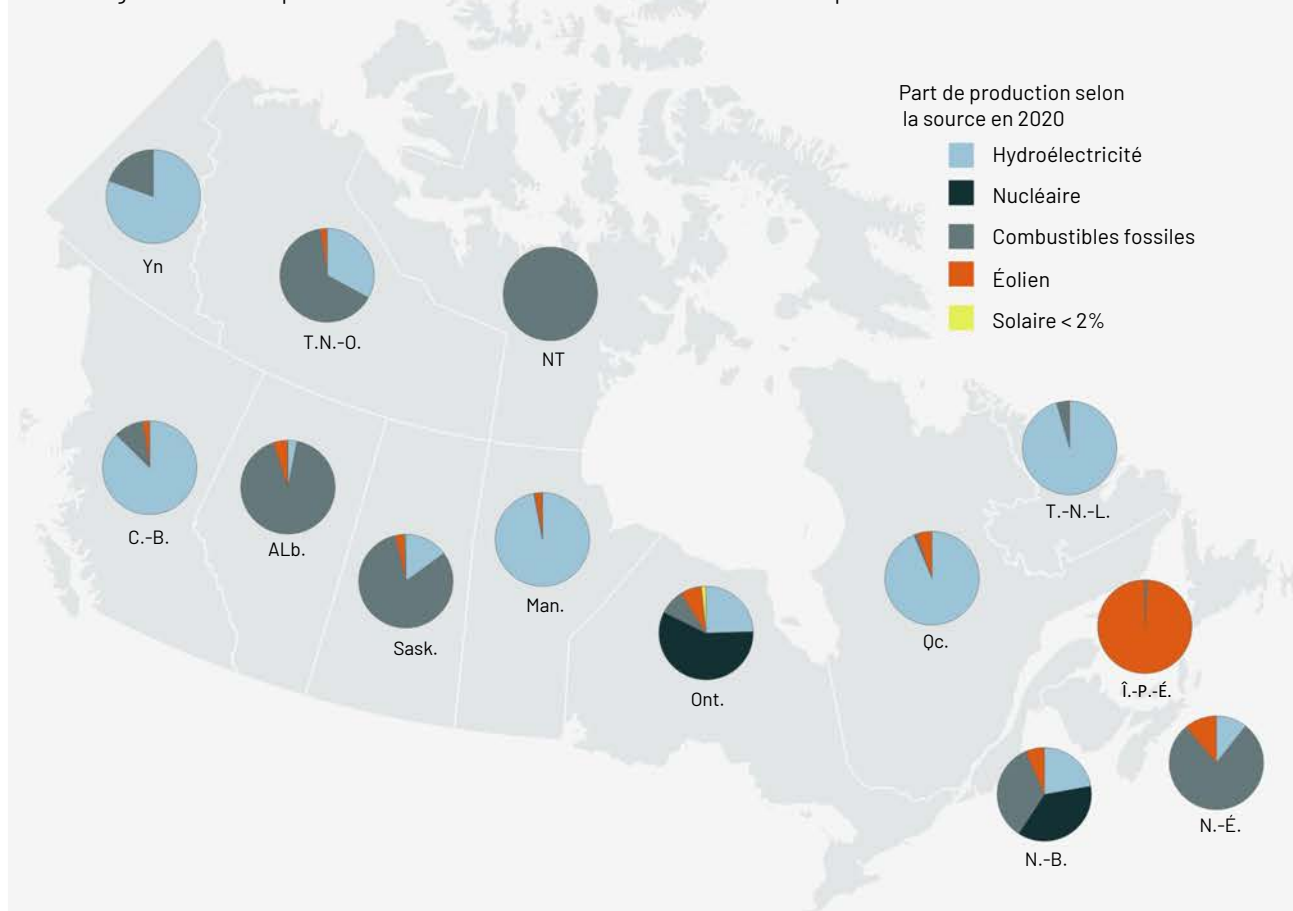
électriques pour favoriser la carboneutralité, tout comme le renforcement de leur résilience face aux risques climatiques et autres, contribue à rendre ces systèmes durables et permet d'éviter les dommages coûteux (et souvent injustes) liés au climat.

La transformation de l'électricité crée aussi des occasions de faire progresser l'autodétermination des peuples autochtones et la réconciliation. En misant sur leur collaboration – la participation à des projets d'énergie propre, par exemple –, on peut tracer un chemin vers l'autodétermination et la réconciliation. Ne pas prendre en compte de manière significative les perspectives

Figure 2.

Chaque région possède une combinaison différente de sources de production d'électricité

Les régions ont des départ différents et des ressources différentes à leur disposition



Source : Statistique Canada (2022). N. B. : L'Î.-P.-É. importe la majeure partie de son électricité des régions voisines, notamment du Nouveau-Brunswick.

et les rôles autochtones dans les transitions énergétiques renforcent les rapports coloniaux préjudiciables (Indigenous Clean Energy, 2022).

Les systèmes électriques carboneutres peuvent également générer des occasions de croissance en stimulant la compétitivité mondiale de l'électricité sobre en carbone, de même que des chaînes d'approvisionnement des sociétés qui dépendent de cette électricité. Par exemple, une électrification généralisée peut réduire les émissions liées à la production très polluante de produits industriels commercialisés mondialement comme l'aluminium, l'acier, les métaux et les minéraux, et leur permettre ainsi de rester concurrentiels face à l'évolution des marchés mondiaux (Samson et coll., 2021).

Le présent rapport examinera en détail les trois principales transformations par lesquels devront passer les systèmes électriques du Canada pour atteindre les objectifs nationaux de carboneutralité : ils devront devenir *plus grands* (section 2), *plus propres* (section 3), et *plus intelligents* (section 4). Pour chacun de ces aspects, nous déterminerons quelles solutions (valeurs sûres ou paris risqués) pourraient jouer un rôle important. Le tableau 1 résume ces solutions.

Tableau 1. **Pour aligner les systèmes électriques avec la carboneutralité, il faut les rendre plus grands, plus propres et plus intelligents**

Cette transformation repose sur des valeurs sûres et des paris risqués, chaque solution étant associée à diverses défis

	Défis techniques ou liées aux coûts	Défis sociales ou politiques	Autres défis
PLUS GRANDS			
Accroître la capacité pour satisfaire à la demande croissante (2.1)	FAIBLES	MOYENS : opposition locale aux nouveaux projets de production, de transport et de distribution d'électricité	MOYENS : la planification des ressources peut ne pas tenir pleinement compte de la demande supplémentaire découlant de l'électrification
Accélérer l'amélioration de l'efficacité énergétique (2.2)	MOYENS : obstacles financiers liés à l'accès au capital de départ	MOYENS : obstacles liés à l'information relative aux avantages de l'efficacité et à l'adoption de politiques de support	MOYENS : obstacles réglementaires à l'efficacité dans les services publics et les marchés
PLUS PROPRES			
Augmenter l'approvisionnement en énergie renouvelable variable (3.1)	FAIBLES	MOYENS : opposition locale à certains projets	MOYENS : obstacles réglementaires concernant surtout les petits producteurs et les mesures de flexibilité appuyant le déploiement d'une plus grande part d'énergie renouvelable variable (section 4)
Améliorer la production hydroélectrique aux sites existants (3.2)	FAIBLES	FAIBLES	FAIBLES

	Défis techniques ou liées aux coûts	Défis sociales ou politiques	Autres défis
Éliminer progressivement la production à partir de combustibles fossiles sans mesures de réduction des émissions (3.3)	MOYENS : coûts supplémentaires si les actifs sont abandonnés avant la fin de leur vie utile	MOYENS : opposition des producteurs d'électricité à partir de combustibles fossiles	FAIBLES
Construire de grandes centrales hydroélectriques ou nucléaires sur de nouveaux sites (3.4)	MOYENS : coûts d'investissements élevés et risque de dépassement des coûts	ÉLEVÉS : opposition sociale à certains projets d'envergure	ÉLEVÉS : obstacles environnementaux; peu de nouveaux sites appropriés; longs délais d'approbation et de construction
Accroître l'utilisation de sources émergentes d'électricité non émettrice (3.5) (voir les notes)	VARIENT selon la source (ex. : faibles pour la biomasse, élevées pour les petits réacteurs modulaires)	VARIENT selon la source (ex. : faibles pour la géothermie, élevées pour les petits réacteurs modulaires)	VARIENT selon la source (ex. : répercussions environnementales pour l'énergie marémotrice, obstacles réglementaires pour les petits réacteurs modulaires)
Assortir la production d'électricité tirée de combustibles fossiles et de la biomasse de mécanismes de CUSC (3.6)	ÉLEVÉS : CUSC avancée (appliqués à la production d'électricité) actuellement à l'étape de démonstration	MOYENS : Certaines résistances de la part du publique à la CUSC	MOYENS : nécessité d'une infrastructure pour soutenir la mise en oeuvre, p. ex. pour le transport du CO ₂
PLUS INTELLIGENTS			
Optimiser la flexibilité et la prévisibilité des énergies renouvelables variables (4.1)	FAIBLES	FAIBLES	FAIBLES
Optimiser les ressources hydroélectriques existantes pour compenser la variabilité de l'offre (4.2)	FAIBLES	FAIBLES	FAIBLES
Améliorer la flexibilité de la demande (4.3)	FAIBLES	MOYENS : résistance des consommateurs à la gestion de la charge par les services publics ou à la tarification dynamique	MOYENS : obstacles réglementaires à la gestion de la demande par les services publics
Déployer le stockage à court terme à l'échelle des systèmes (4.4)(voir notes)	FAIBLES	FAIBLES	MOYENS : obstacles réglementaires et commerciaux au déploiement d'une ressource « sans câble »
Déployer le stockage à long terme à l'échelle des systèmes (4.5)(voir notes)	ÉLEVÉS : en fonction de la technologie (pas encore commercialisée ou coûteuse)	FAIBLES	MOYENS : obstacles réglementaires et commerciaux à l'adoption d'une ressource « sans câble »
Déployer les sources émergentes d'électricité non émettrice et mobilisable (4.6)	VARIENT selon la source (ex. : faibles pour la biomasse, élevées pour les petits réacteurs modulaires)	VARIENT selon la source (ex: moyens pour la production d'électricité tirée de mécanismes de CUSC, élevées pour les petits réacteurs modulaires)	VARIENT selon la source (ex. problèmes de durabilité pour la biomasse à grande échelle, obstacles réglementaires pour les petits réacteurs modulaires)
Accroître l'intégration interrégionale des réseaux électriques (4.7)	FAIBLES	ÉLEVÉS : priorisation politique et publique de l'autonomie de l'approvisionnement en électricité; opposition locale à la construction d'infrastructures de transport	MOYENS : disparités régionales entre les institutions et les marchés de l'électricité

Notes : Les sources émergentes d'électricité non émettrice comprennent les petits réacteurs modulaires, la géothermie, la biomasse de deuxième génération et l'énergie marémotrice. Le stockage d'énergie à court terme correspond au stockage d'énergie durant un maximum de quatre heures. Le stockage d'énergie à long terme fait référence au stockage durant plus de quatre heures, voire même durant plusieurs jours, mois ou saisons.

GLOSSAIRE

des termes

Production : Volume d'électricité produit durant une certaine période, mesuré en watts-heures (ex., kWh, MWh).

Capacité : Volume d'électricité maximal que peut générer un producteur, mesuré en watts (ex., MW, kW).

Facteur d'utilisation : Rapport entre l'énergie produite sur une période donnée et l'énergie maximale qu'il est possible de produire durant la même période, exprimé en pourcentage. Par exemple, le facteur d'utilisation d'une grande centrale électronucléaire qui produit de l'électricité presque toute la journée et presque chaque jour est élevé, tandis que celui d'une éolienne dont la production journalière et annuelle varie en fonction de la force du vent est plus faible.

Transport : « Autoroutes » du réseau, qui transportent sur de longues distances l'électricité de grands producteurs vers les régions où la demande est forte.

Distribution : « Rues locales » du systèmes électriques, qui relient le réseau de transport aux consommateurs.

Charge (ou demande) : Consommation totale d'électricité à un moment précis.

Charge de pointe et charge en période de faible demande : La charge de pointe (ou pointe de demande) se produit lorsque la demande en électricité atteint son maximum dans une certaine période. Les charges de pointe quotidiennes se produisent généralement avant et après les heures de travail normales. Au Canada, les pointes annuelles ont traditionnellement lieu l'hiver, même si bien des provinces pourraient voir un déplacement de ce phénomène vers l'été en raison de hausses de température qui se traduiront par une augmentation de la climatisation en été et une réduction du chauffage l'hiver. Les charges en période de faible demande se produisent généralement au milieu de la nuit.

Production stable : Production d'électricité qui devrait être disponible en tout temps durant une période donnée. Cette production est tirée de sources comme les combustibles fossiles, le nucléaire et l'hydroélectricité.

Production variable ou intermittente : Production d'électricité qui fluctue dans le temps (quotidiennement ou annuellement). Les sources les mieux connues sont les « **énergies renouvelables variables** » comme l'éolien et le solaire.

Production mobilisable (ou distribuable) : Production d'électricité qui peut être utilisée sur demande. Les sources courantes de production mobilisable au Canada sont l'hydroélectricité et les combustibles fossiles.

Stabilisation du système : Fait d'équilibrer l'offre et la demande. Dans des systèmes qui intègrent en grande proportion la production variable, des ressources stables comme l'hydroélectricité, l'électricité tirée de combustibles fossiles et le stockage peuvent servir comme compléments à la production intermittente et assurer la satisfaction de la demande.

PLUS GRANDS

Encadré 1 Qu'est-ce que l'électrification et comment peut-elle servir à atteindre les objectifs de carboneutralité?

2.1 Valeur sûre : Accroître la capacité pour satisfaire à la demande croissante

2.2 Valeur sûre : Accélérer l'amélioration de l'efficacité énergétique

Encadré 2 L'efficacité énergétique est le « premier combustible »

02

Plus grands : répondre à la demande créée par l'électrification généralisée

Pour atteindre la carboneutralité au Canada grâce à l'accroissement de l'électrification, il faudra abandonner les combustibles fossiles au profit de l'électricité pour une vaste gamme de besoins énergétiques (voir encadré 1). Ainsi, dans un monde carboneutre, la demande en électricité augmentera considérablement à l'échelle du pays, et les systèmes électriques devront s'étendre en conséquence. Dans cette optique, nous avons considéré l'adoption généralisée de certaines technologies importantes, notamment les véhicules électriques et les thermopompes, comme des valeurs sûres dans notre rapport *Vers un Canada carboneutre*. Les politiques visant à promouvoir l'électrification et l'adoption de technologies électriques seront cruciales, même si elles sortent du cadre de la présente étude.

Les efforts d'expansion des systèmes électriques du Canada pour permettre cette transformation reposeront principalement sur deux valeurs sûres : l'augmentation de la capacité de production et l'accélération des améliorations de l'efficacité énergétique. Passons maintenant ces solutions en revue.

ENCADRÉ 1.

Qu'est-ce que l'électrification et comment peut-elle servir à atteindre les objectifs de carboneutralité?

L'électrification correspond au fait de remplacer des combustibles fossiles par l'électricité, par exemple en utilisant une thermopompe électrique plutôt qu'une chaudière au mazout ou au gaz naturel pour chauffer un bâtiment, ou en changeant un véhicule muni d'un moteur à combustion interne pour un véhicule électrique.

Ce processus est essentiel à l'atteinte des objectifs de carboneutralité pour deux grandes raisons. D'abord, parce qu'elle remplace les combustibles fossiles (ex. : l'essence dans une voiture) par une source d'énergie propre (l'électricité), l'électrification permet de réduire les émissions, surtout si la production d'électricité devient elle aussi de plus en plus propre. Ensuite, l'électrification améliore l'efficacité énergétique, car les technologies qui fonctionnent à l'électricité sont souvent beaucoup plus efficaces que celles qui dépendent de combustibles fossiles. Par exemple, plus de 77 % de l'électricité utilisée par un véhicule électrique sert à faire tourner ses roues, tandis que seulement 12 à 30 % de l'énergie stockée dans l'essence est convertie dans le même but (Département de l'Énergie des États-Unis, 2021).

L'électrification n'est toutefois pas une panacée; il ne suffit pas d'électrifier toutes les utilisations finales pour atteindre les objectifs de carboneutralité. Le passage à d'autres combustibles (tels que l'hydrogène ou les biocarburants) ou même la compensation de certaines émissions à l'aide de technologies à émissions négatives peuvent constituer des trajectoires plus viables pour certains secteurs, comme l'industrie lourde et le transport par véhicules lourds.

Si l'électrification est déjà en cours, son adoption est encore inégale et ne dépend pas toujours des politiques ou des objectifs climatiques. Par exemple, on constate une hausse de la demande en véhicules électriques et en thermopompes en raison d'une forte baisse des coûts, tandis que pour d'autres utilisations finales, comme dans les secteurs industriels, on observe une tendance à la désélectrification à long terme, tendance qu'il sera difficile de renverser.

2.1 **Valeur sûre** : Accroître la capacité pour satisfaire à la demande croissante

En résumé, d'ici 2050, le Canada devra accroître sa capacité de production d'électricité à un rythme trois à six fois plus rapide que celui de la décennie précédente.

Bien qu'une grande incertitude subsiste quant au déroulement de la transition énergétique, un aspect est clair : l'atteinte de la carboneutralité nécessitera un accroissement de l'approvisionnement en électricité pour permettre une électrification à grande échelle. L'électrification impliquera une augmentation de la quantité absolue d'électricité consommée ainsi que l'augmentation de la part de l'électricité de la consommation totale. Selon diverses études, la carboneutralité passera par une hausse de la production globale d'électricité : d'ici 2050, elle devra atteindre de 1,6 à 2,1 fois les niveaux de 2020 (figure 3). La capacité totale en électricité devra s'accroître encore davantage, jusqu'à atteindre de 2,2 à 3,4 fois la capacité actuelle (figure 4)³.

À court terme, la production totale doit augmenter de 4 à 25 % d'ici 2030 pour positionner le Canada sur la voie de la carboneutralité, ce qui signifie que la capacité doit afficher une hausse de 13 à 45 %. Pour ce faire, il faudrait ajouter entre 23 et 53 GW de capacité (ce qui comprend le stockage) partout au Canada. En résumé, d'ici 2050, le Canada devra accroître sa capacité de production d'électricité à un rythme trois à six fois plus rapide que celui de la décennie précédente⁴.

L'expansion de la capacité à cette échelle – qui implique l'acheminement de plus grandes quantités d'électricité en provenance de régions éloignées – devra vraisemblablement s'accompagner de l'expansion des réseaux de transport et de distribution au sein des régions, surtout dans un contexte où de plus en plus de sources d'énergie renouvelable locales sont introduites dans les systèmes. (Nous abordons l'expansion des réseaux *entre les régions* dans la section 4.) L'augmentation de la capacité doit toutefois se faire avec discernement, sans quoi elle pourrait entraîner une construction excessive et improductive de systèmes électriques. Prioriser des mesures comme l'amélioration de l'efficacité ou la flexibilité de la demande permettrait une capacité "bien dimensionnée" et de ne construire que là où nécessaire.

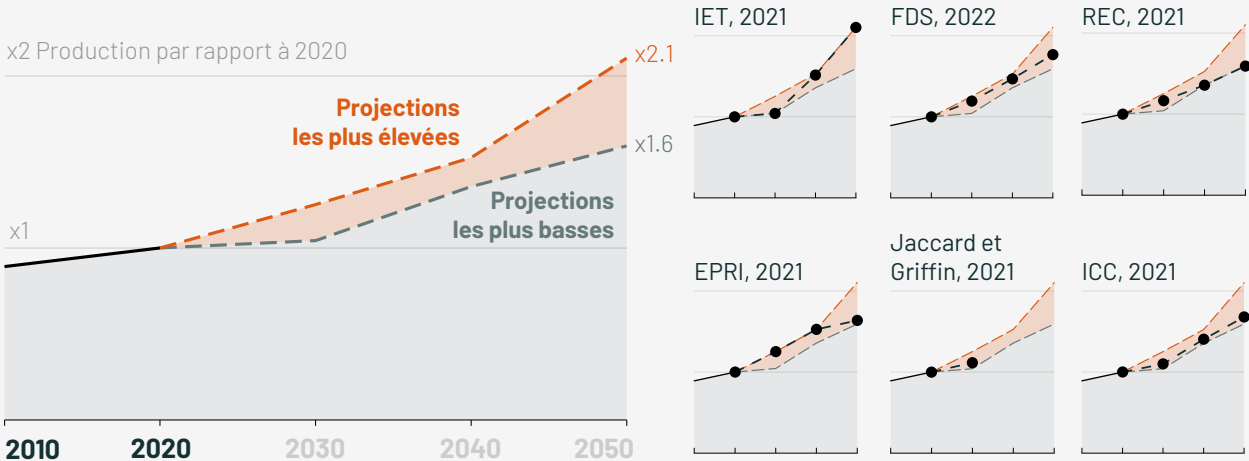
3. La croissance de la capacité surpassera celle de la production pour deux raisons. D'abord, des sources d'énergie renouvelable comme l'éolien et le solaire, qui prendront de plus en plus de place, ont souvent une efficacité variable et globalement inférieure à leur capacité maximale. Si malgré cela l'énergie renouvelable variable peut tout de même être rentable, les systèmes électriques ont quand même besoin d'une plus grande capacité d'énergie renouvelable pour produire la même quantité d'électricité qu'avec les combustibles fossiles. Ensuite, si la charge globale n'est pas décalée, la demande de pointe – le principal moteur de la capacité – devrait augmenter plus rapidement que la demande totale au fur et à mesure que les systèmes électriques se décarboniseront (Bistline et coll., 2021).

4. Comparaison des ajouts nets annuels moyens de capacité entre 2010-2020 et 2020-2050

Figure 3.

Sur la voie vers la carboneutralité, la **production d'électricité** devra considérablement augmenter

Des études indiquent que la production sera de 1,6 à 2,1 fois plus élevée d'ici 2050

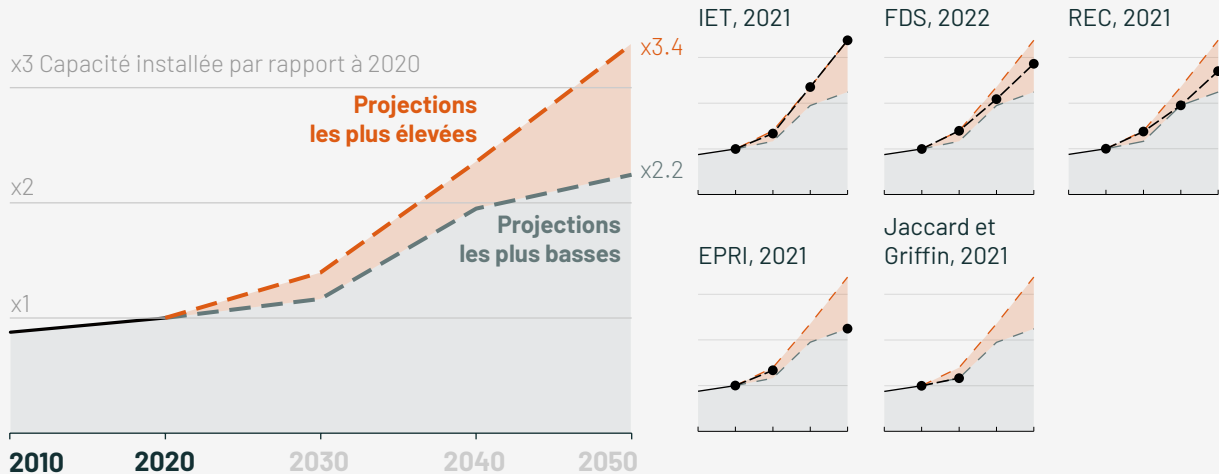


Sources: CER (2021); DSF (2022); CCI (2021); EPRI (2021); Jaccard and Griffin (2021); IET (2021); Statistics Canada (2022).

Figure 4.

Sur la voie vers la carboneutralité, la **capacité installée** devra considérablement augmenter

Des études indiquent que la capacité sera de 2,2 à 3,4 fois plus élevée d'ici 2050



Sources: Alves (2022); CER (2021); DSF (2022); EPRI (2021); Jaccard and Griffin (2021); IET (2021); Statistics Canada (2019).

2.2 Valeur sûre : Accélérer l'amélioration de l'efficacité énergétique

Le Canada a l'un des plus hauts taux de consommation d'énergie par personne au monde; le potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique de manière rentable est énorme.

L'efficacité énergétique représente la valeur sûre par excellence; elle joue un rôle essentiel dans chaque scénario carboneutre ciblé dans notre modélisation pour le rapport *Vers un Canada carboneutre* (voir encadré 2). L'amélioration de l'efficacité en utilisation finale, surtout grâce à l'adoption accrue de technologies et de mesures écoénergétiques, réduit la demande globale en électricité et peut donc diminuer l'approvisionnement en électricité nécessaire à l'électrification. (Ainsi, l'efficacité agit comme un type d'approvisionnement supplémentaire.) La demande peut aussi être déplacée à différents moments de la journée, ce qui permet également de réduire le besoin de nouvelles infrastructures électriques (section 4).

Toutefois, la plupart des études indiquent que même si on améliore considérablement l'efficacité énergétique, la demande en électricité du Canada continuera de croître globalement au fil de la transition vers la carboneutralité. Certaines études ont démontré que la maximisation du potentiel technique et économique de l'efficacité énergétique compense la majorité ou même la totalité de cette croissance (Dunsky Energy Consulting, 2019; AIE, 2018; Robins, 2017), mais l'envergure et la vitesse nécessaires à cette maximisation pourrait se heurter à d'importants obstacles financiers, comportementaux et informationnels, ce qui diminue la certitude de cette approche à plus grande échelle.

ENCADRÉ 2.*L'efficacité énergétique est le « premier combustible »*

Améliorer l'efficacité énergétique, c'est réduire la quantité d'énergie nécessaire pour fournir une certaine unité de service énergivore, comme chauffer un mètre carré d'un bâtiment ou conduire un véhicule pendant un kilomètre. L'efficacité énergétique correspond à une utilisation plus intelligente et écoresponsable de l'énergie. Elle diffère de la conservation d'énergie, qui, elle, consiste à réduire le recours à un service énergivore (par exemple, en baissant le thermostat). Nous distinguons l'efficacité énergétique de la flexibilité de la demande, qui est axée non pas sur la réduction de l'utilisation d'énergie, mais plutôt sur son déplacement à des moments de la journée où la production est moins coûteuse (section 6).

Dans le rapport *Vers un Canada carboneutre*, nous avons considéré les améliorations de l'efficacité énergétique comme une valeur sûre, puisqu'elles jouent un rôle essentiel dans tous les scénarios de carboneutralité d'ici 2050. L'efficacité énergétique est parfois appelée « premier combustible », parce que la réduction de la demande est souvent moins coûteuse et compliquée que l'acquisition d'autres sources de production. Le Canada a l'un des plus hauts taux de consommation d'énergie par personne au monde; le potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique de manière rentable est énorme et concerne tous les secteurs, y compris l'industrie, les bâtiments et une vaste gamme de modes de transport.

L'électrification elle-même améliore l'efficacité énergétique, car les technologies d'utilisation finale qui fonctionnent à l'électricité sont souvent plus efficaces que celles qui dépendent de combustibles fossiles. De nombreux autres avantages découlent aussi de l'amélioration de l'efficacité énergétique, notamment une réduction des factures d'énergie, une diminution des interruptions et une baisse de la dépendance aux importations d'énergie. En réduisant le recours aux combustibles fossiles, l'efficacité améliore aussi la qualité de l'air, ce qui entraîne des avantages pour la santé publique.

Malgré ces avantages évidents, un important « écart d'efficacité » persiste entre l'efficacité énergétique potentielle économiquement viable et le niveau d'adoption en contexte réel. Cet écart est créé par divers obstacles commerciaux et comportementaux :

- Manque d'information sur les prix énergétiques, les options technologiques ou les avantages de l'efficacité;
- Accès insuffisant à un capital de départ permettant d'investir dans l'efficacité énergétique;
- Prise de décisions par des consommateurs qui ne cherchent pas seulement à réduire les coûts;
- Faibles prix énergétiques, parfois maintenus pour améliorer l'abordabilité de l'énergie.

Pour accélérer l'efficacité énergétique, les décideurs doivent offrir une aide ciblée conforme à la carboneutralité et à d'autres objectifs.

PLUS PROPRES

- 3.1** Valeur sûre : Augmenter l'approvisionnement en énergie renouvelable variable

Encadré 3 Les ressources énergétiques décentralisées jouent un rôle croissant dans l'avenir carboneutre du Canada

- 3.2** Valeur sûre : Améliorer la production hydroélectrique des sites existants

- 3.3** Valeur sûre : Éliminer progressivement la production à partir de combustibles fossiles sans mesures de réduction des émissions

- 3.4** Pari risqué : Construire de grands projets hydroélectriques ou nucléaires sur de nouveaux sites

Encadré 4 L'expansion considérable de l'approvisionnement par de grandes centrales hydroélectriques et nucléaires rencontre des défis

- 3.5** Pari risqué : Accroître l'utilisation de sources émergentes d'électricité non émettrice

- 3.6** Pari risqué : Assortir la production d'électricité tirée des combustibles fossiles et de la biomasse de mécanismes de CUSC

03

Plus propres : favoriser les sources d'électricité propre et éliminer progressivement les sources polluantes

On peut sans doute affirmer que l'atteinte des objectifs de carboneutralité du Canada passe d'abord par un approvisionnement en électricité plus propre. Pour ce faire, trois éléments sont nécessaires : l'augmentation de la quantité d'électricité provenant de sources propres, la réduction de la quantité d'électricité provenant de combustibles fossiles émettrices et le maintien des sources non émettrice existantes. De plus, comme expliqué dans la dernière section, ce recours accru à l'électricité propre doit suffire non seulement à répondre à une demande en électricité plus élevée dans un monde carboneutre, mais aussi à remplacer les sources d'électricité polluantes qui alimentent actuellement les systèmes.

À noter que les études sur la carboneutralité examinées dans le cadre de cette analyse ont été publiées avant que le gouvernement fédéral s'engage à décarboniser la production d'électricité d'ici 2035. Certains résultats peuvent donc sembler s'écarter de cette cible, par exemple en sous-estimant la croissance de sources propres comme le solaire et l'éolien ou la baisse de l'utilisation de combustibles fossiles sans mesures de réduction des émissions nécessaires à l'atteinte de ce nouvel objectif. Malgré leurs limites, ces études donnent un bon aperçu de la transformation minimale requise dans les systèmes électriques pour favoriser la carboneutralité d'ici 2050.

La propreté des systèmes passe par des solutions qui constituent des valeurs sûres ou des paris risqués. Les valeurs sûres les plus importantes sont l'augmentation de l'offre en énergie renouvelable, l'amélioration de la production hydroélectrique existante et l'élimination progressive de l'utilisation de combustibles fossiles sans mesures de réduction des émissions. Les paris risqués les plus prometteurs concernent le déploiement à grande échelle de nouvelles capacités hydroélectriques et nucléaires, les combustibles fossiles et la biomasse assortis de mécanismes de CUSC et plusieurs autres technologies émergentes. Examinons en détail ces solutions potentielles.

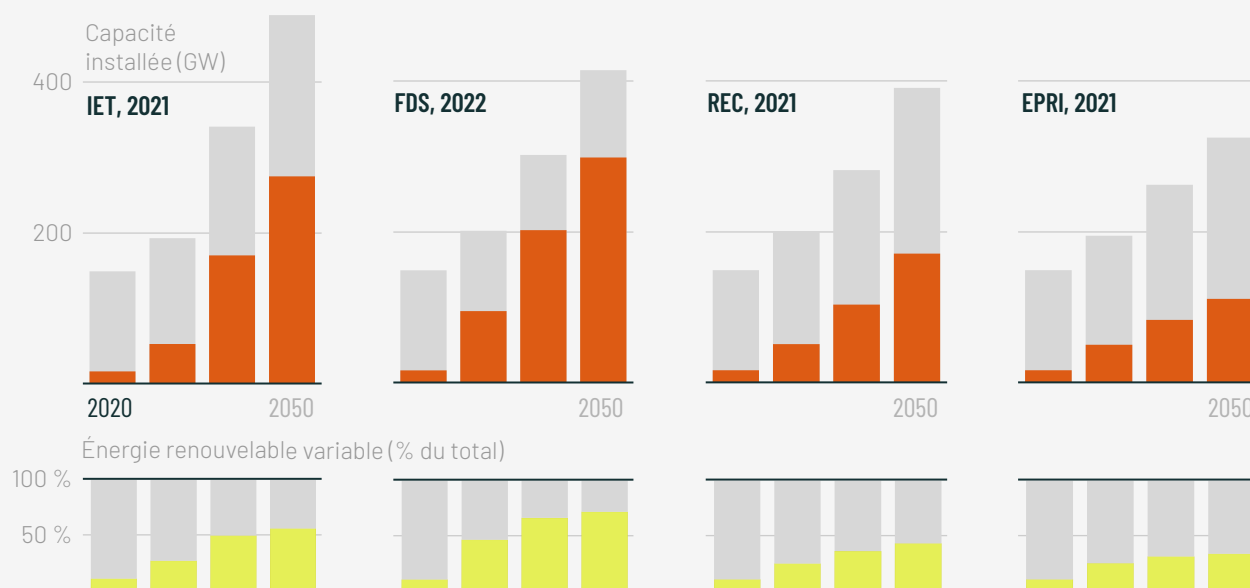
3.1 Valeur sûre : Augmenter l'approvisionnement en énergie renouvelable variable

Sur la voie de la carboneutralité, la part de l'énergie renouvelable variable dans l'approvisionnement en électricité devra augmenter dans chaque région du Canada, ce qui en fait l'une des valeurs sûres les plus importantes quant à la transformation des systèmes électriques. Ce rôle essentiel découle de la diminution rapide et continue du coût de l'énergie renouvelable variable, et en particulier de l'énergie solaire photovoltaïque et de l'éolien. De 2010 à 2019, le coût moyen de l'énergie solaire photovoltaïque a chuté de 82 %, tandis que les coûts de l'éolien terrestre et maritime ont baissé de 40 % et de 29 % respectivement (IRENA, 2021).

Figure 5.

Sur la voie vers la carboneutralité, la part d'énergie renouvelable variable devra considérablement augmenter

Des études indiquent que la combinaison des capacités solaire et éolienne représentera 34 à 72 % de la capacité installée en 2050, comparativement à 10 % en 2020



Sources: Alves (2022); CER (2021); DSF (2022); EPRI (2021); Jaccard and Griffin (2021); IET (2021).

Il faudra déployer de 4 à 8 fois plus de capacité solaire et éolienne d'ici 2030 par rapport à la dernière décennie afin d'atteindre la carboneutralité. Pour 2050, cette capacité devra être de 9 à 24 fois plus importante.

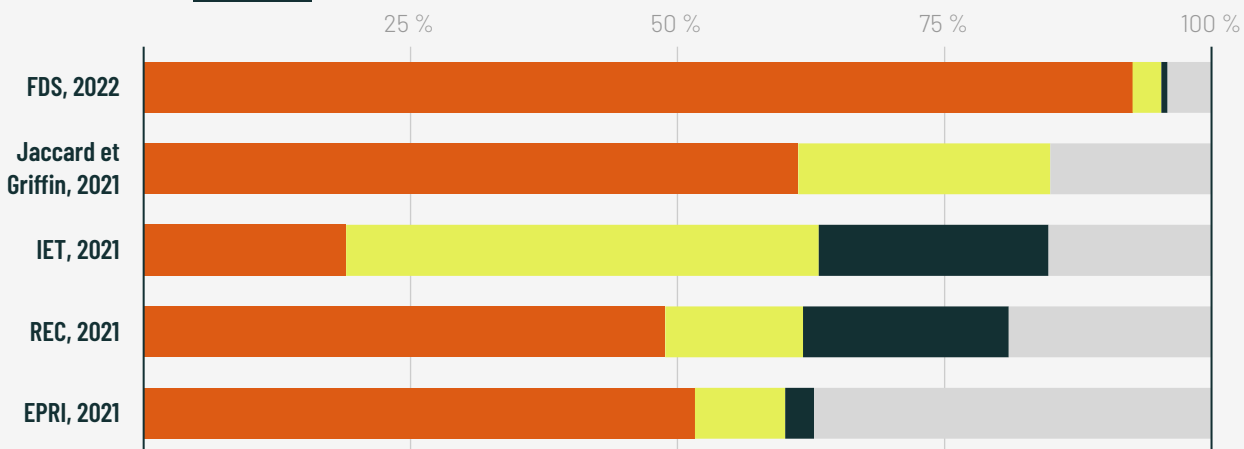
Aujourd'hui, des études révèlent invariablement que la part d'énergie renouvelable variable augmentera de manière significative, avec ou sans changements majeurs aux politiques. Si l'on tient compte de la nécessité d'éliminer les émissions nettes, la croissance de ces sources s'accélère considérablement (voir figure 5), même si le type et l'ampleur de la consommation d'énergie renouvelable variable varient selon les régions. Il faudra déployer de 4 à 8 fois plus de capacité solaire et éolienne d'ici 2030 par rapport à la dernière décennie afin d'atteindre la carboneutralité. Pour 2050, cette capacité devra être de 9 à 24 fois plus importante. Par conséquent, la grande majorité de la capacité ajoutée jusqu'en 2030 doit provenir de l'énergie solaire et éolienne, et des études indiquent que 60 à 95 % des ajouts de capacité (brute) doivent dériver de ces sources. Avec le stockage, on atteint 63 à 96 % des ajouts pour ces trois sources (figure 6).

Si l'éolien risque de contribuer davantage que le solaire à l'approvisionnement en électricité du Canada, c'est en raison de sa grande valeur et de sa capacité élevée à répondre à la demande lors de moments critiques de la journée et de l'année⁵. Toutefois, le taux de croissance de la capacité solaire devrait être supérieur, puisqu'il part d'un niveau beaucoup plus bas.

Figure 6.

Sur la voie vers la carboneutralité, la majorité de la nouvelle capacité d'ici 2030 devra être **éolienne** et **solaire**

Des études montrent que 63 à 96 % de la capacité ajoutée d'ici 2030 proviendra des énergies solaires et éoliennes et du **stockage**



Sources: Alves (2022); CER (2021); DSF (2022); EPRI (2021); Jaccard and Griffin (2021); IET (2021). N. B. : Parmi les autres ajouts de capacité se trouvent l'hydroélectricité, le gaz naturel équipés de mécanismes de CUSC et d'autres énergies renouvelables.

5. L'électrification en faveur de la carboneutralité peut faire augmenter la pointe lors des matins d'hiver, période où la production éolienne tend à être plus élevée que la production solaire, ce qui accroît la valeur de l'éolien par rapport à cette dernière (GE Energy Consulting, 2016).

Même si nous avons considéré l'accroissement de l'approvisionnement en énergie renouvelable variable comme une valeur sûre, son déploiement à grande échelle ne se fera pas sans défis. Par exemple, ce type d'énergie nécessite plus de terres que les centrales à combustibles fossiles pour produire une même quantité d'électricité, ce qui peut provoquer des conflits avec les résidents locaux. Une telle opposition a déjà ralenti ou interrompu la réalisation de projets d'énergie renouvelable, et surtout d'énergie éolienne, et ce, à travers le Canada. Des problèmes dans la chaîne d'approvisionnement peuvent également nuire au déploiement rapide des énergies renouvelables.

Si la majorité de la nouvelle capacité d'énergie renouvelable variable sera probablement issue de grands projets commerciaux, bon nombre des études que nous avons examinées ne tiennent pas explicitement compte de la production à petite échelle. Celles qui le font indiquent que la production décentralisée à petite échelle – en particulier celle des panneaux solaires de toiture – jouera un rôle croissant jusqu'en 2050 (voir encadré 3).

ENCADRÉ 3.

Les ressources énergétiques décentralisées jouent un rôle croissant dans l'avenir carboneutre du Canada

Les ressources énergétiques décentralisées comprennent les petites ressources derrière le compteur situées sur place pour répondre aux besoins des consommateurs, de même que les ressources à l'avant du compteur directement reliées au réseau de distribution local. Elles diffèrent de la majorité de la production d'électricité, qui est à grande échelle et reliée au réseau de transport plus large.

Plusieurs types de ressources énergétiques décentralisées ont du potentiel au Canada :

- Offre : panneaux solaires photovoltaïques (généralement de toiture) sur place; microcogénération sur place (ou production combinée de chaleur et d'électricité) à l'aide de sources non émettrices; petits parcs éoliens et solaires indépendants; petites centrales hydroélectriques reliées directement au système de distribution.
- Demande : charges contrôlables comme les chauffe-eau et les systèmes de chauffage et de refroidissement électriques.
- Stockage : batteries de véhicules électriques pouvant servir au stockage, dont celles qui emploient des technologies de recharge bidirectionnelle; autres systèmes de batteries situés sur place servant à la consommation d'un client ainsi qu'au stockage à petite échelle à l'avant du compteur.

L'utilisation de ressources énergétiques décentralisées présente divers avantages pour l'ensemble des systèmes électriques :

- Production : permet d'éviter le recours à la production de pointe, qui génère souvent beaucoup d'émissions puisqu'elle provient généralement de combustibles fossiles.
- Capacité : permet d'éviter de coûteux ajouts de capacité pour répondre à la future demande de pointe.
- Transport et distribution : permet d'éviter ou de retarder la modernisation des infrastructures de transport et de distribution, car les ressources énergétiques décentralisées rapprochent les ressources des consommateurs.
- Résilience : réduit le risque d'interruption dans les infrastructures centralisées et sert de réserve de secours.
- Valeur locale : accroît la diversité des sites de production de l'électricité renouvelable variable, ce qui réduit la variabilité globale de la production.
- Réactivité : ces ressources peuvent être déployées plus rapidement que les ressources commerciales.

Le déploiement de ressources énergétiques décentralisées ne se fera toutefois pas sans embûches. Ces technologies rencontrent davantage de défis économiques que les projets de grande envergure qui bénéficient d'économies d'échelle, et des études indiquent qu'elles peuvent faire augmenter les coûts du réseau de distribution dans certains cas (Wolak, 2018). Les structures de marché et de services publics, conçues pour un approvisionnement en énergie de base centralisé, n'arrivent souvent pas à favoriser l'adoption de ressources décentralisées rentables. De plus, l'utilisation croissante de ces ressources peut pousser les systèmes et les services publics centralisés à aller voir ailleurs, ce qui peut aussi dissuader ces derniers d'en encourager l'adoption.

À l'heure actuelle, on manque d'études concernant les avantages des ressources énergétiques décentralisées utilisées à l'échelle des systèmes au Canada, qui varient selon les coûts en capital, l'emplacement des ressources et les caractéristiques globales des systèmes. (Ces avantages ont été évalués aux États-Unis par Clack et ses collaborateurs [2020]). Les études publiées tendent à ignorer non seulement la production décentralisée sous l'angle des grands réseaux de distribution et des interactions possibles avec l'ensemble des systèmes, mais aussi les retombées globales de l'utilisation de ressources énergétiques décentralisées, comme l'amélioration de la résilience face aux interruptions. Il existe également peu de travaux indiquant à quel endroit et dans quelle ampleur le déploiement de ce type de ressources au Canada serait le plus avantageux. Selon les études existantes, la mise en œuvre d'une production décentralisée (surtout des panneaux solaires de toiture) devrait croître dans un avenir sobre en carbone au Canada, même si sa part de capacité restera probablement modeste d'ici 2050 (EPRI, 2021; Langlois-Bertrand et coll., 2021; Yauch et Lusney, 2021).

3.2 **Valeur sûre** : Améliorer la production hydroélectrique des sites existants

L'amélioration de la production de l'hydroélectricité avec réservoir – qui est propre, stable et mobilisable – aux sites existants est une valeur sûre pour la transformation des systèmes électriques en vue de la carboneutralité du Canada. Cette mesure est aujourd'hui viable sur les plans technique et économique et permet d'éviter les répercussions environnementales néfastes et les entraves réglementaires liées aux nouveaux projets hydroélectriques d'envergure. L'hydroélectricité avec réservoir pouvant servir à produire de l'électricité mobilisable (« à la demande »), elle constitue un moyen utile d'équilibrer la variabilité de certaines sources comme le solaire et l'éolien en comblant la demande lorsque ces sources ne peuvent produire d'électricité. Au fur et à mesure que les énergies solaire et éolienne gagnent en importance, l'hydroélectricité mobilisable devient plus avantageuse.

Comme l'infrastructure hydroélectrique du Canada se fait toutefois vieillissante, la première étape de la mise en œuvre de cette valeur sûre consiste à rénover pour maintenir ou prolonger la durée de vie de ces infrastructures. On peut notamment améliorer la performance des turbogénérateurs existants, remplacer les plus vieux par de plus efficaces, ou ajouter de nouvelles pompes-turbines ou de nouveaux turbogénérateurs. À l'heure actuelle, il existe peu d'analyses sur le potentiel de modernisation de l'hydroélectricité avec réservoir du Canada. Une étude (Arjmand et coll., 2019) a toutefois relevé qu'on pourrait ainsi ajouter environ 1 500 MW à la capacité hydroélectrique d'ici 2030. Le potentiel de rénovation des projets hydroélectriques au Canada est réaffirmé par Indigenous Clean Energy (2020), notamment comme moyen de favoriser la réconciliation avec les Autochtones et leur participation aux transitions de la filière de l'électricité.

Nous abordons ci-dessous le recours à d'autres ressources hydroélectriques, dont l'expansion considérable de la production hydroélectrique vers de nouveaux sites (section 3.4) et le déploiement du stockage par pompage hydraulique (section 4).

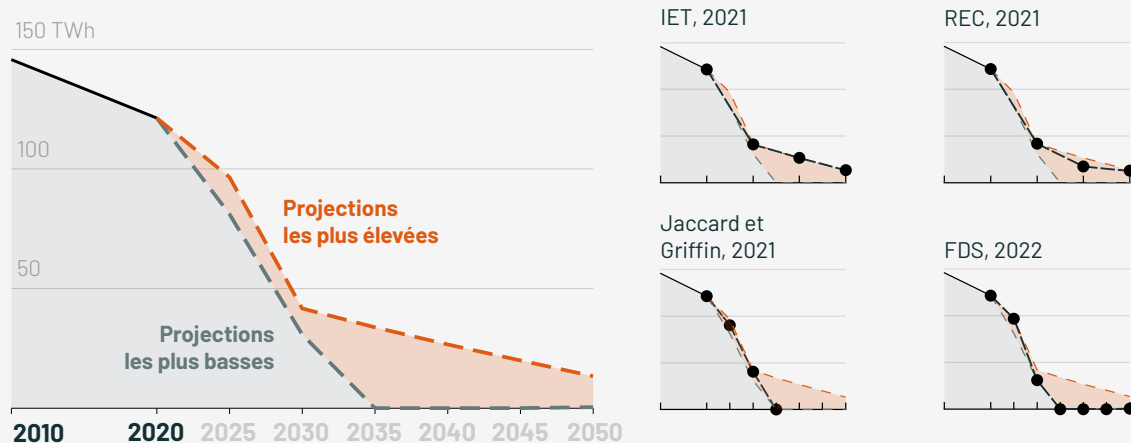
3.3 Valeur sûre : Éliminer progressivement la production à partir de combustibles fossiles sans mesures de réduction des émissions

Comme la transformation des systèmes électriques ne passe pas seulement par l'ajout de sources propres, mais aussi par l'élimination des sources polluantes, nous avons classé l'élimination progressive de presque toute la production d'électricité à partir de combustibles fossiles sans mesures de réduction des émissions comme une valeur sûre. Des études indiquent que ce type de production (non assorti de mécanismes de captation, d'utilisation et de stockage du carbone, ou CUSC⁶) devrait être limité à 1 % de l'électricité du Canada d'ici 2050 afin de satisfaire aux objectifs nationaux de carboneutralité (figure 7). Cette suppression progressive s'applique aussi bien à l'échelle d'un réseau qu'à plus petite échelle, comme celle de la production combinée de chaleur et d'électricité (ou cogénération)⁷.

Figure 7.

Sur la voie vers la carboneutralité, il faudra éliminer progressivement la production à partir de combustibles fossiles sans mesures de réduction des émissions

Des études indiquent que la production d'électricité à partir de combustibles fossiles sans mesures de réduction des émissions représentera au plus 1 % de la production totale en 2050



Sources: CER (2021); DSF (2022); Jaccard and Griffin (2021); IET (2021); Statistics Canada (2022). N. B. : Pour que la cible fédérale de carboneutralité en électricité d'ici 2035 soit respectée, il faudra compenser toute production d'électricité à partir de combustibles fossiles restante après 2035 indiquée dans ces études. Cette figure exclut EPRI (2021), car ses émissions pour 2035 ne sont pas compatibles avec les engagements fédéraux. FDS (2022) et Jaccard et Griffin (2021) parviennent tous les deux à éliminer progressivement la production de combustibles fossiles sans mesures de réduction des émissions d'ici 2035.

6. Puisque les taux de captation des émissions n'atteignent pas 100 % et que l'utilisation du carbone (le « U » dans CUSC) peut générer des émissions supplémentaires, il faut trouver d'autres façons de compenser ces dernières pour que la CUSC s'inscrive dans les objectifs de carboneutralité.

7. La production combinée de chaleur et d'électricité, qui dépend principalement du gaz naturel, doit être convertie aux combustibles fossiles non émetteurs (ex. : biogaz ou hydrogène) ou compensée par d'autres mesures pour s'inscrire dans une perspective de carboneutralité.

Le Canada travaille déjà à éliminer toute la production d'électricité au charbon non assortie de mécanismes de CUSC d'ici 2030. Cette transition, bien entamée dans l'ensemble du pays, est presque terminée dans certaines provinces. Le gouvernement fédéral a réitéré son engagement d'atteindre la carboneutralité dans tous les systèmes électriques du Canada d'ici 2035, qui touchera aussi la production au gaz naturel d'une façon semblable. Voilà donc le prochain défi à relever : la production au gaz naturel sans mécanismes de CUSC. La croissance de cette production – comme celle que l'on observe en Ontario – risque de nuire aux objectifs de carboneutralité, à moins d'être supprimée progressivement ou modernisée grâce à la CUSC. Mais cette étape, même si elle s'avère viable, sera probablement coûteuse. Par conséquent, cette valeur sûre exige de ne pas construire de nouvelles installations au gaz naturel, puisqu'il est plus économique de déployer la CUSC dans les infrastructures existantes que d'en établir de nouvelles.

De nombreuses trajectoires peuvent mener à un bouquet énergétique indépendant des combustibles fossiles et ne produisant aucune émission nette (figure 8). Même si elles varient selon l'étude évaluée, elles indiquent toutes que la carboneutralité est possible.

Les études évaluées ici ayant été élaborées avant que le gouvernement fédéral s'engage à atteindre la carboneutralité d'ici 2035, elles peuvent présenter des résultats qui ne correspondent pas à cette cible. Pour atteindre ce nouvel objectif, il faudrait que toute la production à partir de combustibles fossiles restante en 2035 soit associée à des mécanismes de CUSC ou compensée par quelque autre moyen (comme des technologies à émissions négatives). Même si des études indiquent que la *production* à partir de combustibles fossiles sans mesures de réduction des émissions sera effectivement éliminée dans son entièreté d'ici 2050, certaines montrent qu'une petite partie de la *capacité* de production au gaz naturel sans mesures de réductions des émissions fera encore partie du bouquet énergétique de 2050 (EPRI, 2021; REC, 2021). Les centrales au gaz naturel fonctionneraient donc de manière limitée (à des facteurs de capacité inférieurs) en tant que sources d'électricité mobilisable. Toutefois, pour permettre la carboneutralité, il faudra compenser leurs émissions ailleurs par des émissions négatives. Dans notre analyse, la CUSC et les émissions négatives sont des paris risqués⁸. (Nous abordons l'ajout de mécanismes de CUSC aux centrales à combustibles fossiles à la section 3.6, et nous examinons à la section 4.6 la possibilité d'utiliser d'autres combustibles, comme l'hydrogène, dans les infrastructures à combustibles fossiles existantes.)

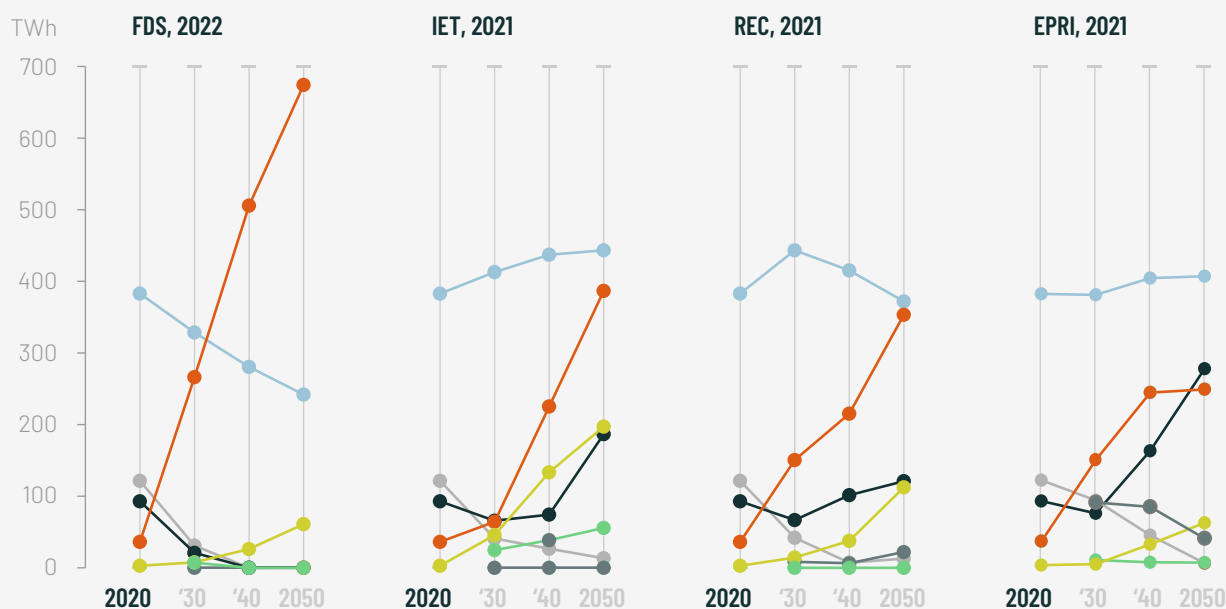
8. Nous abordons les technologies à émissions négatives en tant que pari risqué dans notre rapport Vers un Canada carboneutre.

Figure 8.

Sur la voie vers la carboneutralité, de multiples sources d'électricité propre remplaceront les combustibles fossiles

Des études de modélisation illustrent un éventail de bouquets énergétiques possibles

Hydroélectricité | Éolien | Solaire | Nucléaire | Gaz naturel et charbon | Gaz naturel avec CUSC | Biomasse



Sources: CER (2021); DSF (2022); EPRI (2021); IET (2021); Statistics Canada (2022).

3.4 **Pari risqué** : Construire de grands projets hydroélectriques ou nucléaires sur de nouveaux sites

Nous considérons la croissance substantielle des sources d'électricité propre existantes – à savoir les grandes centrales hydroélectriques et nucléaires – comme un pari risqué. Selon les études, ces sources se développeraient peu ou pas du tout dans les scénarios de carboneutralité.

Même si l'expansion de ces sources dépend de technologies commercialisées, les grandes centrales hydroélectriques et nucléaires font face à des coûts élevés et incertains. En plus des défis économiques, ces types de projets peuvent rencontrer une importante résistance sociale en raison de leurs répercussions sociales et environnementales ainsi que des préoccupations liées au dépassement des coûts (encadré 4). De récents projets

hydroélectriques sur des sites vierges se sont heurtés à une opposition particulièrement forte à cause de leur manque de considération pour les droits autochtones, notamment les droits territoriaux.

ENCADRÉ 4.

L'expansion considérable de l'approvisionnement par de grandes centrales hydroélectriques et nucléaires rencontre des défis

Les grandes centrales hydroélectriques et nucléaires présentent de nombreux avantages évidents. Elles fournissent actuellement l'essentiel de la production d'électricité au Canada, approvisionnant le pays en électricité stable et propre. C'est surtout grâce à elles si le bouquet énergétique du Canada est aussi vert. Et comme leur coût en carburant est peu élevé, leur coût de fonctionnement est relativement bas une fois la construction terminée. L'hydroélectricité à grande échelle est particulièrement facile à mobiliser; elle peut servir à produire de l'électricité en tout temps, ce qui constitue un atout important pour les systèmes électriques qui doivent absorber une part croissante d'énergie renouvelable variable. De plus, l'existence de ces importantes ressources d'électricité non-émettrices signifie que tant que leur approvisionnement est maintenu, la part d'énergie renouvelable variable n'a pas à être aussi élevée pour atteindre la carboneutralité. Certaines régions pourraient ainsi avoir plus de facilité à intégrer une grande part d'énergie solaire et éolienne dans leur bouquet énergétique.

Toutefois, malgré la valeur de l'hydroélectricité et de l'énergie nucléaire à grande échelle, l'expansion considérable de ces sources comporte de nombreux défis. Les nouveaux grands projets d'hydroélectricité avec réservoir peuvent entraîner des répercussions environnementales néfastes, comme une perturbation du débit des rivières, des dommages aux écosystèmes et une production importante d'émissions de méthane au moment de l'enneigement des réservoirs (même si cela arrive surtout lorsque la végétation existante n'a pas été défrichée). Ils peuvent aussi se heurter à une opposition du public quant au choix du site, en partie en raison des répercussions sur les territoires et les modes de vie autochtones. Deux des plus récents projets hydroélectriques au Canada – le projet Muskrat Falls à Terre-Neuve et le barrage du Site C en Colombie-Britannique – ont connu des retards de construction et des dépassements de coûts à cause de ces défis. Si ces projets controversés ont fait l'objet d'une grande attention, d'autres, comme le Complexe de la Romaine au Québec, ont été réalisés dans le respect de l'échéancier et du budget, bien que celui-ci a aussi fait face à d'autres critiques.

Les projets de nouvelles grandes centrales nucléaires font également face à des coûts en capital élevés et au risque de dépassement des coûts, de même qu'à une opposition sociale découlant de préoccupations liées aux déchets nucléaires et au risque d'accidents nucléaires. Si les rénovations peuvent être moins controversées et se heurter à moins d'entraves réglementaires que la construction de nouvelles centrales, des inquiétudes demeurent quant aux dépassements de coûts. Nous traitons des petits réacteurs modulaires dans l'encadré 8.

3.5 **Pari risqué** : Accroître l'utilisation de sources émergentes d'électricité non émettrice

Quelques sources d'électricité émergentes sont très susceptibles de contribuer à l'atteinte de la carboneutralité. Toutefois, comme leur viabilité technique et économique et les obstacles sociaux et politiques font l'objet de grandes incertitudes, nous les avons classées dans la catégorie des paris risqués. Parmi les exemples les plus notables se trouvent l'énergie nucléaire à petite échelle sous la forme de petits réacteurs nucléaires modulaires (encadré 8), la bioénergie (comme celle dérivée des déchets forestiers ou agricoles), la géothermie et l'énergie marémotrice. Le potentiel de ces sources varie considérablement selon la région, et leur déploiement à grande échelle pourrait rencontrer des obstacles techniques importants en plus de nécessiter une importante baisse des coûts pour se faire rapidement. De plus, certaines de ces sources émergentes – comme les petits réacteurs modulaires – pourraient rencontrer une forte opposition sociale.

Le tableau 2 présente les avantages et les inconvénients des sources émergentes et établies d'électricité propre au Canada.

Tableau 2. L'électricité propre comporte à la fois des valeurs sûres et des paris risqués

L'énergie renouvelable variable et l'hydroélectricité supplémentaire sont des **valeurs sûres**; beaucoup d'autres technologies sont des **paris risqués**.

	Avantages	Inconvénients
Énergie renouvelable variable (surtout solaire et éolienne)	Baisse rapide du coût en capital Faible coût de fonctionnement Nécessite moins d'eau que l'hydroélectricité ou la géothermie	Produit de l'électricité de façon variable et intermittente Nécessite plus de terres que la géothermie; les projets d'envergure peuvent faire face à une opposition locale
Hydroélectricité avec réservoir : augmentation de la production aux sites existants	Mobilisable Faible coût de fonctionnement Permet d'éviter l'ennoiment de nouvelles zones et les défis associés à l'aménagement hydroélectrique sur des sites vierges (voir prochain point)	Peu de potentiel d'augmentation de la production sans augmentation de la capacité Changements climatiques physiques pouvant nuire à la production
Hydroélectricité avec réservoir : expansion considérable vers des sites vierges	Mobilisable Faible coût de fonctionnement (y compris le carburant)	Meilleurs sites pour les réservoirs et les centrales au fil de l'eau déjà exploités; potentiel limité pour l'aménagement de nouveaux sites Coûts sociaux et environnementaux pour certains projets, dont les répercussions sur les territoires et les modes de vie autochtones Coût en capital élevé et incertitude quant aux coûts Changements climatiques physiques pouvant nuire à la production

	Avantages	Inconvénients
Expansion considérable des grandes centrales hydroélectriques et nucléaires	Mobilisable Faible coût de fonctionnement Nucléaire : moins limité géographiquement que l'énergie renouvelable	Coût en capital élevé et incertitude quant aux coûts Faible acceptabilité sociale pour les nouvelles centrales Nucléaire : moins mobilisable Changements climatiques physiques pouvant nuire à la production
Petits réacteurs modulaires	Plus mobilisables que les grandes centrales nucléaires Peuvent être au même endroit que la demande De nature modulaire, ce qui leur permet de s'adapter à la demande Pourraient être plus rapides à construire	Pas encore éprouvés commercialement Possible opposition du public, notamment en matière de sécurité, comme pour les grandes centrales nucléaires Entraves réglementaires liées au déploiement Coût en capital élevé et incertitude quant aux coûts
Bioénergie (voir notes)	Peut produire des émissions négatives lorsqu'associée à la CUSC Peut être utilisée dans des centrales à combustibles fossiles renouvelées	Difficile d'assurer un approvisionnement durable Plus d'émissions (autres que le CO ₂) que les autres sources Eau nécessaire à la production, surtout si des ressources de première génération sont utilisées
Gaz naturel + CUSC avancée	Faible coût en capital pour les centrales au gaz naturel Permettent l'utilisation continue des installations de gaz naturel existantes Mobilisables Moins limités géographiquement	CUSC avancée : peu d'installations commerciales Beaucoup d'énergie nécessaire pour atteindre des taux de captation élevés; si les taux se situent en deçà de 100 %, nécessité de compenser les émissions résiduelles Ne remédient pas à la production d'émissions en amont associées à l'extraction de gaz naturel Plus d'émissions (autres que le CO ₂) que les autres sources Vulnérables aux changements hydrologiques influant sur la disponibilité de l'eau de refroidissement
Géothermie	Peu d'obstacles environnementaux ou sociaux Taille pouvant être adaptée à la demande Production constante et prévisible, mais aussi reproductible à grande échelle	Coût en capital élevé Ne peut être installée que sur certains sites (mais certains types avancés potentiellement moins limités géographiquement s'ils se révèlent techniquement viables)
Énergie marémotrice	Production constante et prévisible	Coût en capital élevé Répercussions environnementales néfastes, notamment sur la vie marine Limitée géographiquement
Hydrogène (vecteur énergétique; voir notes)	Diverses applications, dont le stockage et la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable variable bridée Peut être utilisé dans les centrales à combustibles fossiles renouvelées	Pas encore éprouvé commercialement Coût élevé Consommation importante d'électricité pour l'électrolyse

La CUSC avancée concerne la captation et le stockage du carbone après la combustion. Elle capture les gaz de carbone produits par les centrales qui brûlent des combustibles fossiles. Nous nous concentrons sur les sources de bioénergie de deuxième génération, dont les déchets forestiers et agricoles. L'hydrogène n'est pas une source d'électricité à proprement parler, mais un vecteur énergétique. Nous l'incluons toutefois dans ce tableau puisqu'il peut servir à produire de l'électricité.

3.6 **Pari risqué** : Assortir la production d'électricité tirée des combustibles fossiles et de la biomasse de mécanismes de CUSC

La part de la CUSC dans la production d'électricité demeure modeste dans toutes les études, la production d'électricité assortie de CUSC formant moins de 4 % du bouquet énergétique national en 2050 (lorsqu'elle sera déployée).

Comme la plupart des formes avancées de technologies de captation, d'utilisation et de stockage du carbone (CUSC) en sont toujours aux premiers stades de développement, nous les avons classées dans la catégorie des paris risqués en ce qui concerne les objectifs de carboneutralité du Canada. (Le type de CUSC employé avec les flux de gaz de carneau concentrés générés par les processus industriels est relativement avancé sur le plan technologique et constitue une valeur sûre, mais ne peut s'appliquer à la production d'électricité.) La CUSC a toutefois un énorme potentiel, car elle permettrait d'inscrire une partie de la production à partir de combustibles fossiles dans les objectifs de carboneutralité en neutralisant en tout ou en partie ses émissions⁹. Son application aux centrales au gaz naturel permettrait à celui-ci de demeurer une source importante d'électricité mobilisable. En associant la CUSC à l'électricité alimentée par la biomasse, on pourrait même atteindre des émissions nettes négatives.

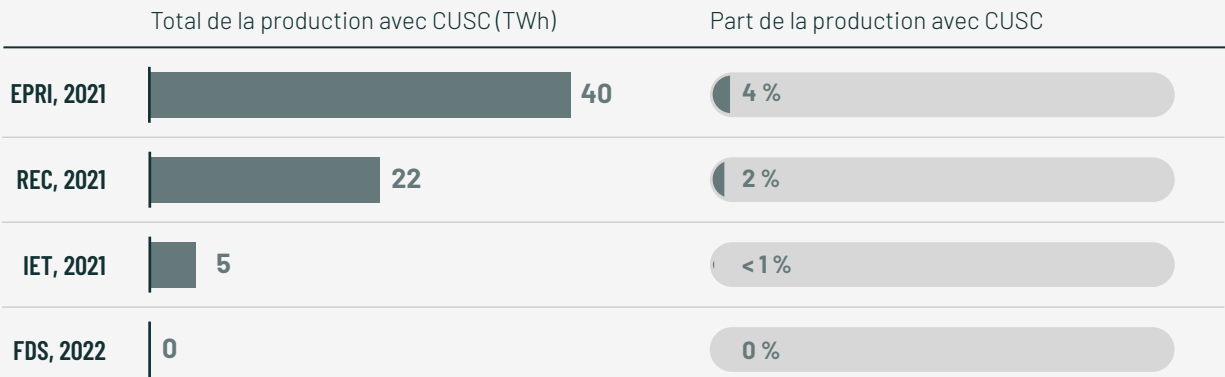
Les études divergent quant au rôle du gaz naturel assorti de mécanismes de CUSC et de l'électricité provenant de la biomasse, surtout en raison de l'incertitude liée aux coûts et à la disponibilité d'infrastructures favorisant le déploiement de la CUSC, comme des pipelines pour le transport du CO₂. Cependant, sur la voie vers la carboneutralité la part de la CUSC dans la production d'électricité demeure modeste dans toutes les études, la production d'électricité assortie de CUSC formant moins de 4 % du bouquet énergétique national en 2050 (lorsqu'elle sera déployée)(figure 9). Dans le rapport *Vers un Canada carboneutre*, nous avons déterminé que dans les scénarios où les coûts de la CUSC baissent rapidement et où les infrastructures de stockage et les réseaux de pipelines deviennent facilement accessibles, le gaz naturel et (dans une moindre mesure) la bioénergie associés à la CUSC contribuent considérablement au bouquet énergétique de 2050. Toutefois, selon des hypothèses plus prudentes sur la baisse du coût de la CUSC et la disponibilité des infrastructures, la CUSC joue un rôle plus limité. Dans ces scénarios, une transition vers un réseau électrique complètement décarbonisé et sans combustibles fossiles est plus décisive. Nous avons constaté qu'un tel résultat entraînerait aussi des avantages considérables pour la santé en réduisant la pollution de l'air.

9. Puisque les taux de captation des émissions n'atteignent pas 100 % et que l'utilisation du carbone (le « U » dans CUSC) peut générer des émissions, il faut trouver d'autres façons de compenser ces dernières pour que la CUSC s'inscrive dans les objectifs de carboneutralité.

Figure 9.

La CUSC semble jouer un rôle modeste, mais précieux dans la transition vers la carboneutralité

Des études indiquent que même si la production assortie de mécanismes de CUSC permet d’offrir une quantité importante d’électricité mobilisable, elle contribuera au plus 4 % de la production totale en 2050 lorsqu’elle sera déployée



Sources: CER (2021); DSF (2022); EPRI (2021); IET (2021).

PLUS INTELLIGENTS

Encadré 5 Increasing reliance on solar and wind poses real but manageable challenges

- 4.1** Valeur sûre : Optimiser la flexibilité et la prévisibilité des énergies renouvelables variables
- 4.2** Valeur sûre : Optimiser les ressources hydroélectriques pour compenser la variabilité de l'offre
- 4.3** Valeur sûre : Accroître la flexibilité de la demande
- 4.4** Valeur sûre : Déployer le stockage à court terme à l'échelle des systèmes

Encadré 6 Les réservoirs hydroélectriques ont un rôle à jouer dans le stockage

- 4.5** Pari risqué : Déployer le stockage à long terme à l'échelle des systèmes

Encadré 7 Les réservoirs hydroélectriques ont un rôle à jouer dans le stockage

- 4.6** Pari risqué : Déployer des sources émergentes d'électricité non émettrice et mobilisable
- 4.7** Pari risqué : Accroître l'intégration interrégionale des réseaux électriques

Encadré 8 Les petits réacteurs modulaires ont beaucoup de potentiel, mais de grandes incertitudes subsistent

Encadré 9 Il reste des lacunes dans la modélisation des systèmes électriques du Canada

04

*Plus intelligents :
Rendre les systèmes plus
flexibles pour soutenir
l'approvisionnement
variable et renforcer la
résilience*

L'amélioration de la flexibilité – la capacité de réagir aux variations de l'offre et de la demande de manière rentable – est indispensable à la transformation des systèmes électriques du Canada. Appelés à accueillir encore davantage d'énergie renouvelable, ces derniers devront ajuster leur flexibilité en conséquence (encadré 5). Outre l'intermittence de la production de solaire et d'éolien, d'autres variations dans l'offre et la demande accroissent l'importance de l'intelligence et de la flexibilité des systèmes. Certaines – comme les périodes de pointe causées par la recharge des véhicules électriques – sont prévisibles, tandis que d'autres – comme les interruptions de service causées par les phénomènes météorologiques extrêmes – le sont moins. Des systèmes flexibles peuvent accueillir de plus grosses charges à divers moments, et améliorer leur fiabilité et leur résilience à moindre coût. Par exemple, en répondant mieux aux interruptions causées par les phénomènes météorologiques extrêmes et les changements climatiques saisonniers à long terme, un réseau flexible atténuerait le coût de la gestion des répercussions climatiques. Il va sans dire que la flexibilité a toujours eu son importance, et que cette importance ne fera que croître dans un contexte de changements climatiques, où les systèmes électriques sont appelés à devenir plus grands, plus propres et plus résilients.

ENCADRÉ 5.*L'augmentation de la part de solaire et d'éolien est un défi d'envergure, mais réalisable*

Le principal défi du solaire et de l'éolien pourrait se résumer par un adage : « le vent ne souffle pas toujours et le soleil ne brille pas en permanence ». La part de l'énergie renouvelable variable est amenée à augmenter au Canada, et cet approvisionnement intermittent sera difficile à intégrer aux systèmes électriques existants, conçus pour des sources de production fixes et prévisibles d'électricité stable, centralisée et mobilisable.

À l'heure actuelle l'énergie renouvelable variable vient avec son lot de problèmes sur les systèmes électriques :

- Une variabilité journalière et annuelle de la production, qui ne correspond pas nécessairement à la demande;
- Une production limitée par emplacement;
- Peu de possibilités de mobilisation en temps réel;
- D'autres défis techniques, comme une production asynchrone avec le réseau principal.

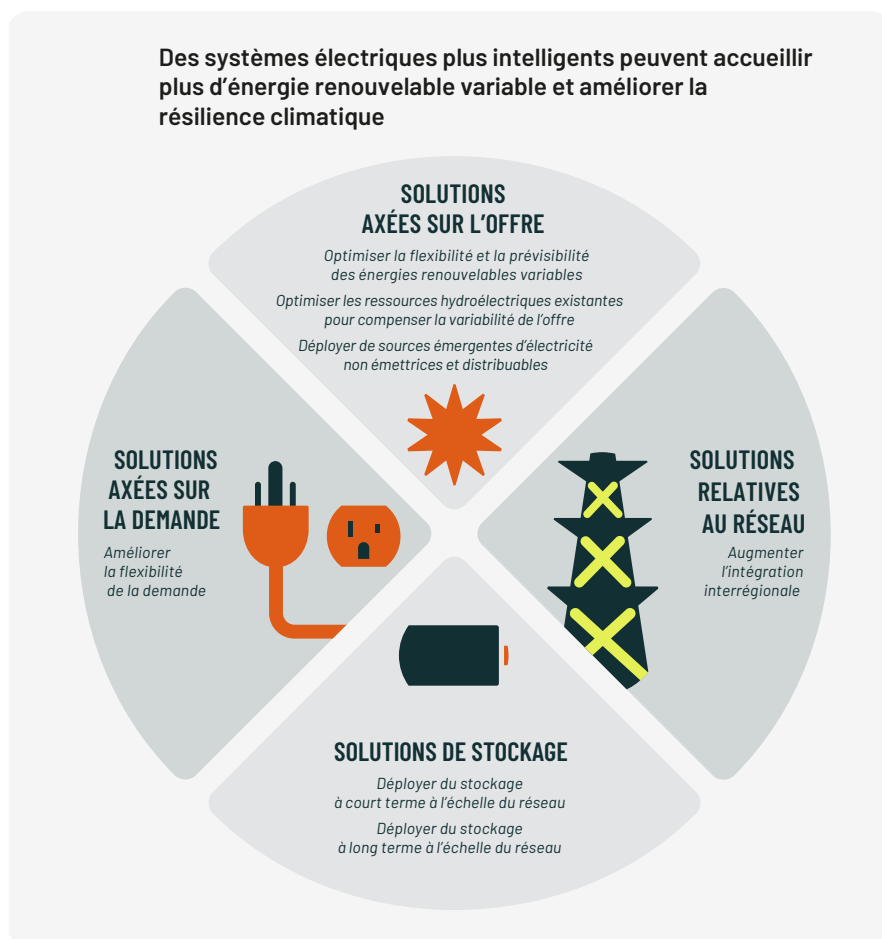
Lorsque la part des énergies renouvelables du bouquet énergétique demeure modeste (10 % ou moins), ces défis n'ont que peu d'incidence sur le système (AIE, 2019). Mais pour un système où la production d'électricité est majoritairement de sources renouvelables, la flexibilité est indispensable.

Le défi posé par l'énergie renouvelable variable touche au principe même de l'organisation des systèmes électriques modernes : il les oblige à délaisser l'utilisation d'une production de base pour répondre aux pointes de demande pour une production plus flexible, capable d'accueillir de plus grandes parts d'énergies renouvelables et d'autres changements transformateurs. Heureusement, il existe aujourd'hui toute une gamme de technologies et de pratiques visant à améliorer la flexibilité des systèmes électriques. Nombre de mesures favorisant l'intégration d'une grande proportion d'énergie renouvelable variable sont bien comprises et largement utilisées sur la planète, notamment au Danemark, en Irlande et en Allemagne, pays aux systèmes déjà bien rodés. Notre étude de cas sur l'Allemagne fait état d'une région du pays dont le réseau puise 60 % de sa capacité des énergies renouvelables et qui vise une production entièrement renouvelable d'ici 2035 (Turner, 2021).

La figure ci-dessous résume les principaux moyens d'augmenter la flexibilité des systèmes électriques (figure 10). Traditionnellement, on employait pour cela des solutions axées sur l'offre, comme les sources d'électricité mobilisables. Toutefois, d'autres options – comme les mesures axées sur la demande, les mesures à l'échelle d'un réseau et le stockage – ont gagné en viabilité, portées par l'innovation et une utilisation accrue à l'échelle mondiale. Selon une étude internationale récente (AIE, 2021b), il faudra un changement majeur dans les outils de flexibilité des systèmes pour espérer atteindre la carboneutralité mondiale à l'horizon 2050. Dans les pays du G7, les combustibles fossiles assurent actuellement les deux tiers de la flexibilité horaire, mais pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050, plus de la moitié des besoins à cet égard devront être comblés par l'ajustement de la demande et par des batteries, et la part du gaz naturel et du charbon devra grandement diminuer.

Figure 10

Il existe de nombreux moyens de gérer la variabilité du solaire et de l'éolien



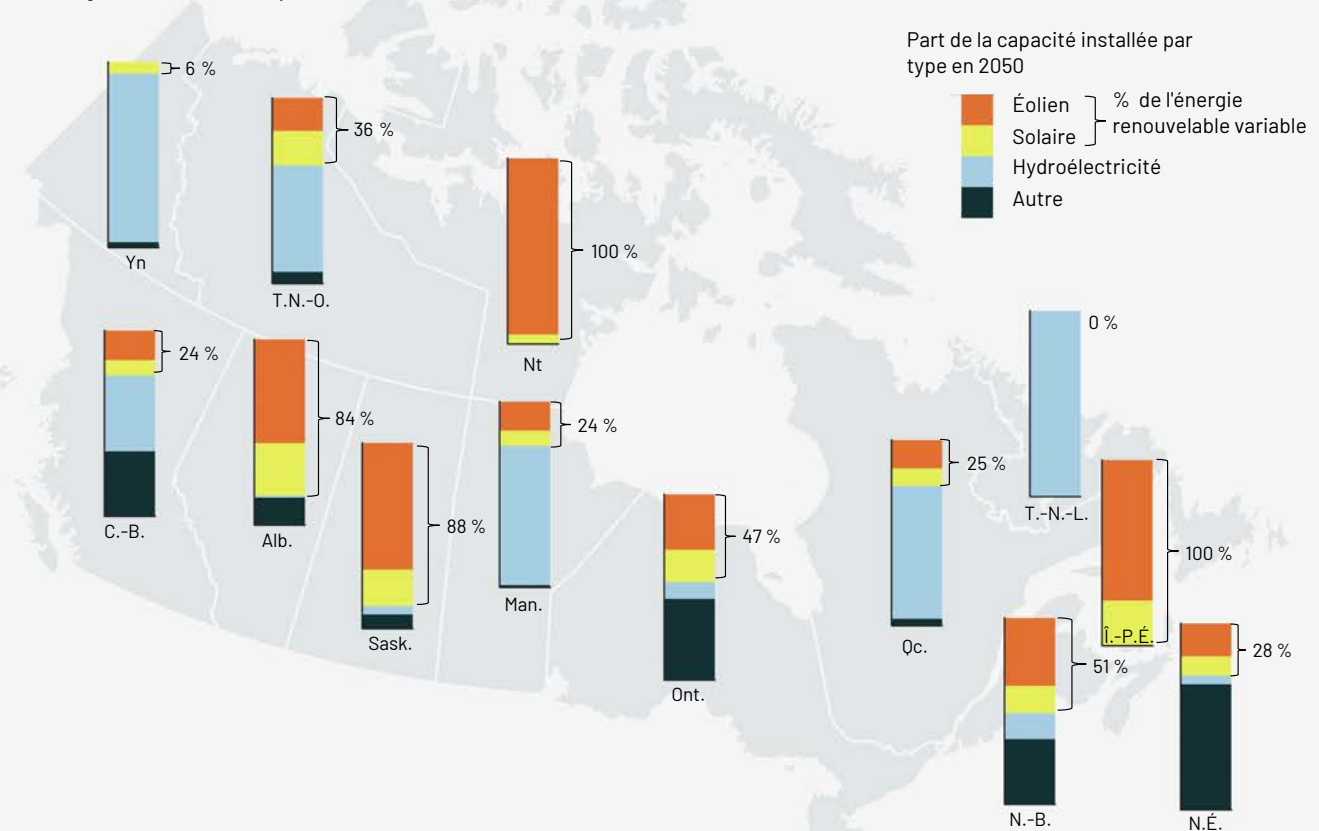
Lorsque la part de l'énergie renouvelable variable devient la majorité de la production totale à une période donnée, la flexibilité du système devient un besoin important.

Au Canada, les besoins en flexibilité des régions varieront en fonction de la proportion d'énergie renouvelable intégrée à leur production (figure 11). C'est dans les régions qui augmenteront le plus leur proportion d'énergie solaire et d'énergie éolienne – souvent les plus dépendantes aux énergies fossiles – que ces besoins seront les plus grands. Elles auront également d'autres défis à surmonter, puisqu'elles n'ont pas de vastes ressources hydriques pour assurer leur flexibilité. Elles ont tout de même d'autres cordes à leur arc (figure 10), dont l'amélioration de l'intégration interrégionale des réseaux. Comme l'illustre la figure 11, toutes les régions qui verront leur proportion de solaire et d'éolien augmenter dans un monde

Figure 11.

Les régions qui adoptent des parts plus importantes d'énergie solaire et éolienne auront besoin de plus de flexibilité

La coordination avec les régions voisines disposant d'une énergie hydroélectrique distribuable peut aider à soutenir des énergies renouvelables plus variables



Source : IET, (2021). N. B. : Cette figure présente des projections de capacité installée en 2050 tirées d'un scénario illustratif de carboneutralité. "Autre" comprend principalement le nucléaire, la biomasse et les combustibles fossiles équipés de mécanismes de CUSC.

carboneutre sont voisines d'une province riche en hydroélectricité mobilisable. Par une meilleure intégration entre les régions riches en hydroélectricité et celles qui ont une grande proportion d'énergie renouvelable, on pourra compenser la variabilité du solaire et de l'éolien.

4.1 **Valeur sûre** : *Optimiser la flexibilité et la prévisibilité des énergies renouvelables variables*

Les sources d'énergie renouvelable intermittentes sont des valeurs sûres dans la transition carboneutre. Bien qu'elles augmentent la variabilité des systèmes électriques, des mesures supplémentaires peuvent compenser cet effet et améliorer la prévisibilité :

- La diversification de l'emplacement et du type d'installations d'énergie renouvelable par l'ouverture de centrales solaires et de centrales éoliennes à divers endroits, pour diminuer la variabilité globale (figure 12);
- L'amélioration des prévisions météo de vent et d'ensoleillement, pour permettre aux exploitants de mieux répondre à la variabilité;
- L'adoption de politiques et de règlements d'exploitation adaptés, pour optimiser la contribution de l'énergie renouvelable à la flexibilité (par exemple, des codes obligeant les installations d'énergie renouvelable à réguler la fréquence¹⁰).

Il est toutefois peu probable que les mesures visant à améliorer la flexibilité et la prévisibilité des énergies renouvelables suffisent à elles seules, car si elles en peuvent pallier la variabilité et l'intermittence, elles ne peuvent les éliminer. D'autres mécanismes de flexibilité sont donc essentiels à une démarche carboneutre, comme nous le montrerons plus loin.

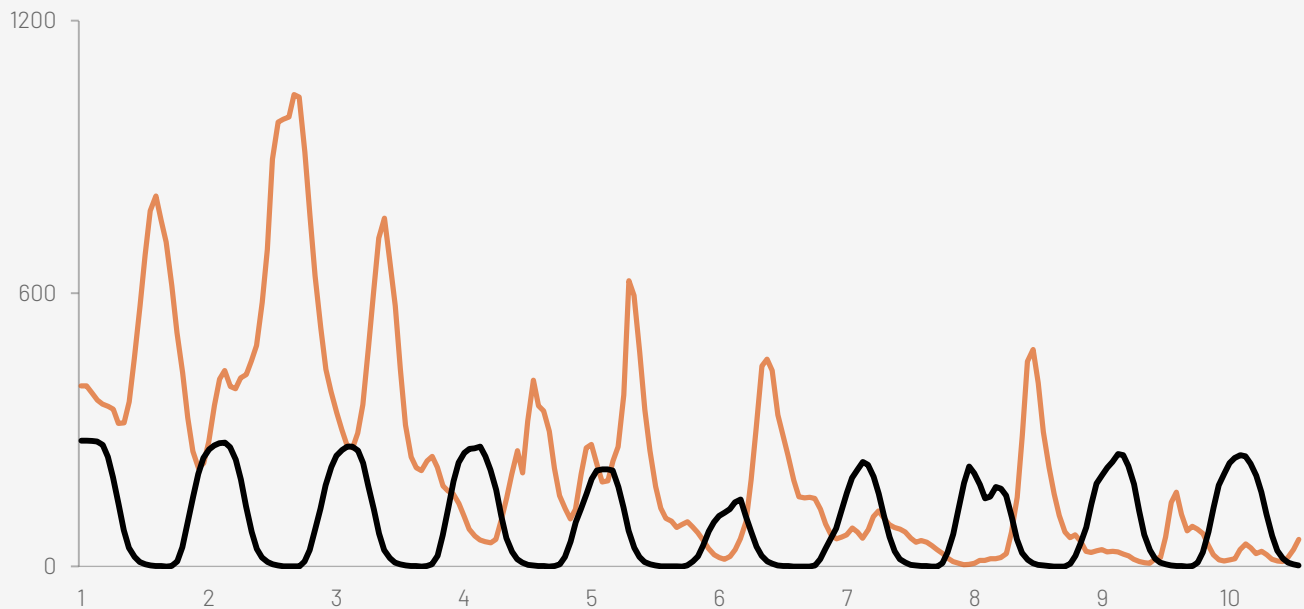
10. Réguler la fréquence, c'est ajuster la production d'électricité pour maintenir une certaine fréquence dans un réseau en réponse à un changement de demande. Les déséquilibres peuvent causer des dommages et une instabilité sur l'ensemble d'un réseau. Habituellement, les producteurs d'électricité les corrigent en quelques secondes. Les centrales à énergie thermique à puissance variable régulent généralement la fréquence.

Figure 12.

La production **éolienne** et la production **solaire** peuvent être complémentaires

La diversification du type et de l'emplacement des centrales solaires et des centrales éoliennes peut atténuer la variabilité globale

Production horaire (MWh)



Source: AESO (2021). N. B. : Ce graphique de la production éolienne et solaire en Alberta sur une période de 10 jours en juillet 2021 illustre la complémentarité des deux sources : la production d'énergie solaire est à son comble en mi-journée tandis que la production d'énergie éolienne atteint un pic durant la nuit.

4.2 Valeur sûre : Optimiser les ressources hydroélectriques pour compenser la variabilité de l'offre

L'optimisation du potentiel hydroélectrique, qui abonde dans plusieurs provinces et territoires du Canada, représente une valeur sûre dans la transformation des systèmes électriques. Source propre et rapidement mobilisable, l'hydroélectricité est un moyen fiable de compenser la variabilité de l'énergie renouvelable qui affluera sur nos systèmes. (L'utilisation d'interconnexions pour livrer cette électricité aux provinces dépourvues de ressources hydriques abondantes est un pari risqué dont nous traiterons à la section 4.7)

Les installations hydroélectriques peuvent également servir à stocker de l'énergie (encadré 6). Les provinces et territoires déjà bien pourvus en réservoirs – le Québec, le Manitoba, la Colombie-Britannique, Terre-Neuve-et-Labrador et le Yukon – peuvent les utiliser à de telles fins. Les réservoirs se remplissent pendant qu'on produit de l'électricité solaire et éolienne, l'énergie ainsi stockée servant à répondre à des besoins ponctuels. Autre forme de stockage d'hydroélectricité, le pompage hydraulique (abordé plus loin) consiste à augmenter le niveau d'eau pour stocker de l'énergie.

Le rôle de l'hydroélectricité dans la transition énergétique doit toutefois tenir compte des répercussions des changements climatiques, qui peuvent entraîner une baisse, une hausse ou une variation du volume de l'arrivée d'eau dans les réservoirs (Clark et Kanduth, 2022). Étant donné le rôle essentiel des ressources hydriques dans les systèmes électriques d'aujourd'hui et de demain au Canada, il est d'autant plus important d'assurer leur résilience dans un climat changeant.

4.3 **Valeur sûre** : *Accroître la flexibilité de la demande*

La flexibilité de la demande en électricité, induite entre autres par des mesures qui décalent cette demande (notamment durant les périodes de pointe), est une valeur sûre dans la transformation des systèmes électriques du Canada. Pensons par exemple à un déplacement de la période de recharge des véhicules électriques ou de l'utilisation des gros électroménagers en basse période ou à des moments qui cadrent mieux avec une production d'énergie solaire ou d'énergie éolienne. On peut y parvenir en modifiant le comportement des consommateurs par une tarification dynamique et un contrôle des charges des fournisseurs.

Cette solution permet de moduler la demande pour mieux l'adapter à une part croissante d'électricité renouvelable, et diffère de l'approche traditionnelle consistant à fournir de l'électricité en fonction de niveau de demande relativement fixes. Si la flexibilité est traditionnellement assurée par l'offre, les mesures axées sur la demande sont appelées à jouer un rôle croissant pour l'accroître dans l'ensemble des systèmes. En fait, l'AIE (AIE, 2021b) indique que pour atteindre la carboneutralité à l'échelle mondiale d'ici 2050, la demande devra devenir le principal vecteur de flexibilité des systèmes électriques à l'échelle planétaire, pour ainsi combler 30 % des besoins du secteur.

Si la demande gagne déjà en flexibilité au Canada, le déploiement à très grande échelle de telles mesures se heurte à des obstacles sociaux et réglementaires. Une tarification au détail dynamique, par exemple, pourrait ne pas se concrétiser pour des raisons politiques, et les consommateurs pourraient être réticents à des mesures généralisées de contrôle de la demande de services publics (Wolinetz et coll., 2018). Les structures commerciales et réglementaires actuelles nuisent également à ce déploiement, en grande partie parce que les modalités d’approvisionnement et les mesures incitatives ne mettent pas en valeur tous les avantages que recèle l’offre d’électricité de sources non traditionnelle, comme la gestion de la demande, les ressources énergétiques décentralisées, le stockage et le transport (voir notre rapport complémentaire, *Électro-fédéralisme*). Surmonter ces obstacles aurait toutefois des retombées appréciables. Plusieurs études montrent que des systèmes électriques plus flexibles réduisent la demande de pointe, réduction qui abaisse les besoins de production et de capacité (tableau 3). Précisons que ces études, qui ne tiennent pas compte des avantages à l’échelle des systèmes de distribution d’électricité et la résilience des systèmes, sous-estiment probablement les bénéfices de la flexibilité.

Tableau 3. Une demande plus flexible aurait de multiples avantages

Avantage	Description
Production	Baisse de la demande de pointe, généralement comblée par une électricité plus coûteuse et de sources polluantes comme le gaz naturel
Capacité	Baisse des besoins en capacité de pointe supplémentaire, provenant habituellement de combustibles fossiles
Transport et distribution	Baisse ou décalage de la nécessité de moderniser les infrastructures de distribution pour accueillir des augmentations importantes et simultanées de charge (recharge des véhicules électriques, entre autres)
Résilience	Diminution de la vulnérabilité aux interruptions si la consommation d’électricité non essentielle peut être réduite temporairement ou décalée Régulation de la fréquence

Au Canada, peu de politiques visant à améliorer la flexibilité de la demande ont été adoptées jusqu’à présent. L’Ontario est la seule province à avoir une tarification horaire variant en fonction des coûts de production du réseau pour inciter les clients à diminuer leur consommation d’électricité en période de pointe. Un rapport (Lessem et coll., 2017) fait d’ailleurs état d’une réduction annuelle de 1,1 à 3,6 % des pointes estivales depuis 2014. Les mesures de contrôle et technologies de charge à distance, encore peu déployées sur les systèmes canadiens, pourraient être un atout précieux. Une étude (Doluweera et coll., 2020) révèle que la coordination de la recharge des véhicules électriques en Alberta permettrait d’éviter 1050 MW de capacité en 2031 (en présumant un taux de pénétration des véhicules électriques de

30 %). Une autre étude (Wolinetz et coll., 2018) indique que lorsque le taux de pénétration s'élèvera à 98 % en 2050, les recharges de véhicules électriques contrôlées par les services publics pourraient permettre d'éviter 5 100 MW de capacité en Colombie-Britannique et 4 380 MW en Alberta.

4.4 Valeur sûre : Déployer le stockage à court terme à l'échelle des systèmes

Valeur sûre de la transformation des systèmes électriques du Canada, le stockage d'électricité à court terme est un mécanisme de flexibilité important pour compenser la variabilité des sources solaires et éoliennes. D'une durée maximale de quatre heures, ce mécanisme permet de stocker l'électricité – notamment de source variable – et d'en faire une utilisation cohérente avec la demande (tableau 4). Il réduit aussi le gaspillage ou le bridage, conséquences entre autres d'une surproduction des éoliennes par rapport à la demande à un point précis. La capacité de stocker et de mobiliser l'électricité de cette façon – des pointes de production éolienne (tard la nuit et tôt le matin), par exemple, aux pointes de demande (avant et après les heures de travail) – gagnera en importance au fil de la transition vers l'éolien et le solaire.

Tableau 4. Le déploiement du stockage d'électricité aurait de multiples avantages

Avantage	Description
Offre	Baisse de la capacité nécessaire si le stockage est utilisé pour réduire les charges de pointes et atténuer les pointes de demande Réduction du bridage de la production d'électricité variable Contribution à la régulation de la fréquence
Transport et distribution	Report des coûts de modernisation de l'infrastructure grâce à la diminution de la congestion et de la pression dans les réseaux
Demande	Le stockage domestique permet aux clients de consommer de l'électricité hors période de pointe, aux heures où les tarifs sont moins élevés. Le stockage domestique encourage la production derrière le compteur (panneaux solaires de toiture, etc.).
Résilience	Le stockage à l'échelle du réseau fournit une source de secours et favorise la résilience aux interruptions. Le stockage derrière le compteur peut servir de source de secours aux consommateurs. Le stockage à long terme peut combler les variations de demande saisonnière, comme les besoins de climatisation accrus pendant l'été.

Les batteries aux ions lithium à l'échelle du réseau sont l'une des principales valeurs sûres du stockage à court terme vu la disponibilité sur le marché, la baisse des coûts et l'essor actuel de cette technologie, notamment dans les provinces et territoires dépourvus de ressources hydriques importantes¹¹. Le pompage hydraulique peut servir au stockage à court et à long terme, comme nous l'expliquerons plus loin. Dans le présent rapport, nous ne considérons pas l'hydroélectricité avec réservoir sans capacité de pompage hydraulique comme une méthode de stockage à proprement parler, mais nous reconnaissons le rôle de cette ressource (encadré 6).

ENCADRÉ 6.

Les réservoirs hydroélectriques ont un rôle à jouer dans le stockage

Le pompage hydraulique consiste à pomper de l'eau pour élever le niveau d'un réservoir, puis à la faire passer par des turbines pour combler une demande d'électricité. Ce mécanisme sert de dispositif de stockage, absorbant et libérant l'énergie sur demande comme une batterie. C'est la forme typique de stockage d'énergie pour les ressources d'hydroélectricité.

Par ailleurs, l'hydroélectricité avec réservoir (les barrages sans stockage par pompage) est surtout considérée dans une optique de production d'électricité, et n'est habituellement pas incluse dans les définitions conventionnelles du stockage. Or, les réservoirs peuvent servir au stockage. Lorsque les autres sources produisent de l'électricité, leur énergie peut être contenue (en arrêtant les turbines), puis mobilisée au besoin. L'énergie peut être stockée de cette façon durant des heures, des jours, voire des mois. Les réservoirs du Québec, par exemple, ont une capacité de stockage de plus de 170 TWh – l'équivalent de la demande annuelle d'électricité de la province – ce qui lui a valu le qualificatif de « batterie » du Nord-Est du Canada et des États-Unis (Dimanchev et coll., 2021; Aubin, 2021). Nous pourrions puiser dans cette ressource pour produire de l'électricité qui compenserait la variabilité des ressources renouvelables ou les fluctuations de la demande. Le Québec pourrait également absorber les excédents de production d'énergie renouvelable des autres régions lorsque l'offre dépasse la demande locale en important et en consommant une partie de ce surplus et en le stockant dans les réservoirs. Les régions concernées bénéficieraient elles aussi de cet arrangement, qui leur permettrait de vendre sur le marché québécois une production d'électricité renouvelable qui serait autrement bridée.

Ce qui distingue fondamentalement les réservoirs hydroélectriques des autres formes de stockage, y compris le pompage hydraulique, c'est que la « recharge » des réservoirs ne se fait pas sur demande, mais dépend plutôt des processus naturels de remplissage.

11. Comme les réservoirs hydroélectriques peuvent servir au stockage, dans les provinces riches en ressources hydriques – Québec, Manitoba, Colombie-Britannique et Terre-Neuve-et-Labrador – les besoins de stockage supplémentaires pourraient être moindres.

Les études indiquent que le stockage à court terme gagnera en importance dans une démarche de carboneutralité, mais que l'ampleur de son déploiement repose en partie sur l'adoption d'autres mécanismes de flexibilité (Arjmand et McPherson, 2022; REC, 2021; EPRI, 2021). Pensons notamment à une meilleure intégration des réseaux et à une augmentation des échanges (section 4.7), qui pourraient grandement réduire les besoins de stockage à court terme (Dolter et Rivers, 2017), comme le feraient la disponibilité de l'hydrogène comme source de stockage (REC, 2021; section 4.5) et la flexibilité de la demande (Bistline, 2021; section 4.3). Il est toutefois peu probable qu'en pratique, l'une de ces mesures se substitue entièrement aux batteries de stockage à court terme.

Malgré leurs avantages indéniables, ces technologies voient leur déploiement entravé par le fait que leur apport aux systèmes électriques – y compris leur rôle dans la flexibilité – n'est pas entièrement reconnu par les structures réglementaires et commerciales actuelles (Hastings-Simon et Kanduth, 2021). Nous abordons ce problème et d'autres obstacles dans notre rapport complémentaire, *Électro-fédéralisme*.

4.5 **Pari risqué** : Déployer le stockage à long terme à l'échelle des systèmes

Le stockage à long terme – pendant plus de quatre heures, souvent bien plus – pourrait s'avérer utile sur le plan de la flexibilité, étant donné que les variations de la production de solaire et d'éolien sont non seulement journalières, mais également saisonnières. Mais de grands défis guettent les technologies prometteuses en la matière, c'est pourquoi nous les considérons donc comme des paris risqués dans la transformation des systèmes électriques du Canada.

Il existe tout un éventail de technologies de stockage à long terme : pompage hydraulique, air comprimé, batteries à flux redox, hydrogène, etc. (Capable d'utiliser l'électricité comme un intrant, un extrant, les deux à la fois, ou aucun des deux, l'hydrogène fait figure d'exception; encadré 7.) Les défis ne sont pas les mêmes d'une technologie à l'autre, mais dans tous les cas, le coût est un obstacle de taille à leur déploiement à grande échelle.

Jusqu'à présent, peu d'études canadiennes se sont penchées formellement sur le rôle à long terme du stockage d'électricité, notamment parce que le développement peu avancé de ces technologies complique leur intégration à des modèles structurés. Toutefois, dans le cas du stockage par pompage hydraulique, deux études (Arjmand et McPherson, 2022) et (Arjmand et coll.,

2019) ciblent de nombreux emplacements potentiels au Canada, même si les scénarios de sobriété en carbone prévoient que le déploiement sera limité par des coûts élevés. Actuellement, malgré plusieurs propositions de projets, dont une ancienne mine de charbon à Tent Mountain en Alberta, un seul projet de pompage hydraulique est opérationnel au Canada (en Ontario).

ENCADRÉ 7.

L'hydrogène aurait plusieurs fonctions dans un Canada carboneutre

Comme l'électricité, l'hydrogène est un vecteur énergétique plutôt qu'une source d'énergie proprement dite. Il a besoin d'énergie tirée d'une autre source, qui peut ensuite être utilisée directement ou convertie en d'autres formes, dont l'électricité. L'électricité et l'hydrogène sont des vecteurs énergétiques hautement complémentaires, qui pourraient fonctionner de pair dans un futur réseau carboneutre, comme nous l'expliquons dans le rapport *Vers un Canada carboneutre*.

Dans un réseau électrique, l'hydrogène peut avoir plusieurs utilités :

- La diversification du bouquet énergétique et l'amélioration de la résilience des systèmes par une réduction des vulnérabilités aux interruptions causées par une source donnée;
- L'absorption des excédents de production d'énergie solaire et éolienne, atténuant le bridage;
- Le stockage d'électricité, comme celle produite en surplus par les centrales solaires et éoliennes, utilisée pour produire de l'hydrogène (par électrolyse), puis reconvertie en électricité.

L'hydrogène peut également se substituer directement aux combustibles fossiles dans les secteurs plus difficiles à électrifier, comme l'industrie lourde et le transport par véhicules lourds, offrant une autre avenue que l'électrification (ou une avenue complémentaire). La très haute compatibilité de l'hydrogène avec les infrastructures de combustibles fossiles contribue à sa capacité de remplacer complètement ou partiellement (par le mélange) les combustibles fossiles, même si, dans bien des cas, il faudrait adapter les installations à la production, à l'utilisation et au transport de l'hydrogène.

Nous considérons l'hydrogène comme un pari risqué, car son développement et son adoption en sont encore aux stades précoces. Les coûts élevés de production et de technologies d'utilisation finale comme les piles à combustible représentent actuellement des obstacles de taille. La compatibilité de l'hydrogène avec les objectifs de carboneutralité dépend également des méthodes de production. Présentement, la production d'hydrogène repose principalement sur les combustibles fossiles (hydrogène gris), mais pourrait grandement contribuer à la transformation des systèmes électriques du Canada par une transition vers des sources renouvelables (hydrogène vert) ou l'ajout de technologies de captation, d'utilisation et de stockage du carbone (hydrogène bleu).

4.6 **Pari risqué** : Déployer des sources émergentes d'électricité non émettrice et mobilisable

De nombreuses sources émergentes d'électricité stable et non émettrice ont le potentiel d'apporter de la flexibilité dans un avenir carboneutre (tableau 1). Comme elles voient encore leur déploiement à grande échelle entravé par des obstacles de taille, elles sont toutefois considérées comme des paris risqués dans la transformation de l'électricité au Canada.

Certaines de ces sources stables sont déjà rapidement mobilisables (capables de fournir de l'électricité sur demande), y compris le gaz naturel assorti de mécanismes de CUSC, la biomasse et l'hydrogène. Ces technologies seront probablement les plus utiles à la flexibilité des systèmes. Techniquement, l'énergie nucléaire – produite par de grandes centrales ou de petits réacteurs modulaires – est mobilisable, bien que les technologies actuelles soient moins économiques lorsque la production connaît des fluctuations; certains types de petits réacteurs modulaires proposés sont d'ailleurs conçus pour contourner cette limite (encadré 8). La situation est semblable pour l'énergie géothermique traditionnelle, bien que certaines formes avancées pourraient s'avérer mobilisables et suivre les demandes de charge.

4.7 **Pari risqué** : Accroître l'intégration interrégionale des réseaux électriques

Au Canada, actuellement, chaque province et territoire voit à la planification et à l'exploitation de leurs systèmes électriques de manière relativement indépendante. Une meilleure intégration interrégionale de l'électricité pourrait jouer un rôle clé dans la flexibilité des réseaux et l'accès à d'autres sources d'électricité non émettrice et mobilisable, notamment l'hydroélectricité (tableau 5). Contrairement aux autres paris risqués énoncés dans ce rapport, ce ne sont pas les obstacles techniques qui empêchent le déploiement de cette solution (tableau 1) : la technologie est disponible sur le marché et relativement abordable. L'enjeu ici concerne plutôt les obstacles politiques, sociaux et institutionnels découlant en grande partie du fait que la planification et l'exploitation des systèmes électriques relèvent majoritairement des provinces et des territoires, ce qui explique la diversité des structures réglementaires et le manque d'harmonisation entre les décisions régionales (Pineau, 2021).

ENCADRÉ 8.*Les petits réacteurs modulaires ont beaucoup de potentiel, mais de grandes incertitudes subsistent*

Technologies d'énergie nucléaire émergente, les petits réacteurs modulaires ont plusieurs avantages potentiels par rapport aux gros réacteurs. Comme des obstacles de taille entravent encore leur déploiement à grande échelle et que la plupart des réacteurs ne seront pas rentables avant au moins une décennie, cette technologie est encore considérée comme un pari risqué dans la transformation des systèmes électriques du Canada.

Si leur déploiement se concrétise, les petits réacteurs modulaires auront le potentiel de fournir de larges volumes d'électricité stable et non émettrice au pays. Leur taille et leur emplacement pourront être décidés en fonction de la demande, et leur construction sera plus rapide et bien moins dispendieuse que celle des grandes centrales électronucléaires. Selon la technologie, ils pourront servir à remplacer l'offre d'électricité de base provenant de sources fossiles ou de génératrices au diesel, et/ou à compléter la production d'énergie renouvelable.

Certains types de petits réacteurs modulaires (comme la technologie Natrium) peuvent aussi servir de réservoir d'énergie (World Nuclear News, 2020). Ces technologies peuvent également produire de la chaleur, qu'il est possible de stocker et de reconvertir en électricité au moment où la demande est plus élevée.

Les petits réacteurs modulaires ne sont toutefois pas encore rentables, et pourraient déclencher une levée de boucliers semblable à celle suscitée par les grandes centrales électronucléaires, surtout dans les provinces et territoires qui ont peu d'expérience avec cette source d'énergie. Il faudrait également mettre en place une chaîne d'approvisionnement commerciale pour certains combustibles, et d'autres obstacles réglementaires freinent l'approbation et le déploiement de projets. Et comme ce ne sont pas toutes les technologies de petits réacteurs modulaires qui peuvent fournir de l'électricité sur demande, leur contribution à la flexibilité peut varier comparativement à d'autres sources non émettrices et mobilisables comme l'hydroélectricité.

Les bénéfices potentiels de l'intégration des réseaux, aussi bien entre les régions du Canada qu'entre le Canada et les États-Unis, sont bien compris; nombre d'études en font état. Grâce à une intégration en profondeur, il serait possible d'atteindre les cibles de réduction d'émissions à des coûts bien moins élevés, d'améliorer la résilience des systèmes électriques et de produire des retombées pour tous. Le Canada bénéficierait grandement d'une intégration accrue des réseaux, qui permettrait en particulier de partager des ressources non émettrices et mobilisables entre les régions, comme l'hydroélectricité. En fait, chaque région du Canada qui verra des parts élevées de solaire et d'éolien sur la voie de la carboneutralité, à une région voisine avec d'importantes ressources hydroélectriques (figure 11).

Tableau 5. Une meilleure intégration interrégionale des réseaux aurait de multiples retombées

Avantage	Description
Diminution des coûts de réduction des émissions	Réduction de la capacité d'approvisionnement mobilisable supplémentaire nécessaire pour intégrer l'énergie renouvelable variable ou assurer la fiabilité en remplissant les marges de réserve
Contribution à l'intégration d'énergie renouvelable variable	Meilleur accès à des sources d'électricité non émettrices et mobilisables pour stabiliser l'énergie renouvelable variable Diversification de l'offre de base par l'accès à d'autres sources d'électricité situées à différents emplacements et produisant à divers moments (y compris l'énergie renouvelable variable) Réduction du bridage de l'énergie renouvelable variable par l'accès à un ensemble de sources de demande plus important et plus diversifié
Renforcement de la fiabilité et de la résilience	Augmentation et diversification de l'offre de base pour diminuer la vulnérabilité aux interruptions d'une source unique Accès à des sources de réserve en cas d'interruption

Mieux encore, la plupart de ces études se penchent seulement sur les avantages pour la réduction des émissions de l'intégration physique (c.-à-d., l'augmentation de l'échange physique d'électricité entre les régions par des interconnexions), et excluent la considération explicite de l'intégration institutionnelle et de l'amélioration de la résilience. (L'intégration institutionnelle¹² correspond à une coordination accrue dans la conception et l'exploitation des systèmes électriques, y compris la distribution des centrales et de la capacité dans les régions.) Et les avantages de l'intégration des réseaux ne sont que décuplés dans une optique de carboneutralité; selon les études, ce sont des milliards de dollars par année qui pourraient être économisés dans l'atteinte de cibles de réduction substantielles (tableau 6).

Malgré ces avantages connus, la partie est loin d'être gagnée. L'intégration accrue des réseaux est un pari risqué unique en son genre dans notre analyse, étant donné la nature presque exclusivement politique, sociale et institutionnelle des obstacles qui s'y opposent; technologiquement parlant, cette mesure pourrait déjà être mise en œuvre de manière relativement peu coûteuse. Parmi les principaux freins au progrès de l'intégration des réseaux, mentionnons la priorité accordée à l'autosuffisance de l'électricité régionale, l'incompatibilité des marchés et des institutions de l'électricité d'une région à l'autre, l'aversion pour la perte de centrales établies et les inquiétudes concernant les répercussions sur les abonnés (Pineau, 2021; Martin, 2018). L'agrandissement des infrastructures de transport physique pourrait également susciter la grogne des communautés locales. Les communautés autochtones voyant leurs terres et leurs territoires envahis par des infra-

12. L'intégration institutionnelle pourrait également impliquer la coordination de la planification des ressources dans les différentes régions, ou le partage de ressources de réserve en cas d'interruption de service.

structures de transport physique pourraient s'opposer aux projets si elles n'y trouvent pas leur compte. Ces divers obstacles expliquent le peu de progrès encore accompli dans l'intégration interrégionale des réseaux, malgré les bons côtés qui ne font que s'accumuler. Surmonter les obstacles à l'intégration interrégionale pourrait pourtant générer des économies substantielles pour les ménages, les entreprises, les gouvernements et les abonnés dans un contexte où le Canada veut arrimer ses systèmes électriques à des objectifs de carboneutralité. Notre rapport complémentaire, *Électro-fédéralisme*, et le *document de cadrage* rédigé par Pierre-Olivier Pineau en 2021 analysent en profondeur les obstacles à l'amélioration de l'intégration des réseaux et proposent des avenues pour les surmonter.

Tableau 6. L'intégration des réseaux est avantageuse pour l'économie
Les études associent d'importantes économies à une meilleure intégration interrégionale des réseaux

Étude	Dolter et Rivers (2017)	Sarasty et coll. (2021)	Dimanchev et coll. (2020)	Brinkman et coll. (2021)	Doluweera et coll. (2018)
Régions visées	Toutes les provinces canadiennes (aucun territoire)	Qc, Ont., N.-A., N. Y., Atl.	N.-A., N. Y., Qc	Toutes les provinces canadiennes (aucun territoire), É.-U.	C.-B., Alb., Sask., Man.
Scénario	100 % de réduction des émissions du secteur de l'électricité d'ici 2050	90 % de réduction des émissions du secteur de l'électricité d'ici 2050 (par rapport aux niveaux de 1990)	100 % de réduction des émissions du secteur de l'électricité d'ici 2050 (par rapport aux niveaux de 1990)	92 % de réduction des émissions à l'échelle nationale d'ici 2050 (par rapport aux niveaux de 2005)	80 % de réduction des émissions d'ici 2050 dans les quatre provinces (par rapport aux niveaux de 2005)
Nature de l'amélioration apportée à l'intégration	Augmentation (courant continu à haute tension) de la capacité de transport et de commercialisation entre les régions	Intégration en profondeur par un meilleur commerce interrégional de l'électricité, un accroissement de la capacité de transport optimale et le regroupement de la capacité pour les pointes	Augmentation de la capacité de transport et des échanges entre le Qc et la N.-A. et entre le Qc et N. Y.	Développement de l'infrastructure de transport et amélioration de la coordination de l'exploitation au bénéfice de l'économie et de la fiabilité, afin de compenser la dépendance accrue aux facteurs météorologiques	Capacité d'interconnexion entre les régions doublée Une seule cible de GES pour les quatre provinces
Économies estimées	4,2 milliards de dollars par année 26 % d'économie par rapport au transport actuel	1,4 milliard de dollars par année	3,4 milliards de dollars par année 17-28 % d'économie par rapport au transport actuel	Jusqu'à 9,6 milliards de dollars par année	12 millions de dollars par année

Qc = Québec; Ont. = Ontario; N.-A. = États de la Nouvelle-Angleterre; N. Y. = État de New York; Atl. = provinces atlantiques; C.-B. = Colombie-Britannique; Alb. = Alberta; Sask. = Saskatchewan; Man. = Manitoba. Au besoin, les économies ont été annualisées et converties en dollars canadiens de 2022.

ENCADRÉ 9.

Il reste des lacunes dans la modélisation des systèmes électriques du Canada

Un riche corpus d'études et d'analyses sur la transformation sobre en carbone des systèmes électriques du Canada a déjà été constitué. Il reste toutefois plusieurs grandes lacunes dans la modélisation, et y remédier pourrait améliorer notre compréhension des implications de cette transformation. En voici quelques exemples :

- Peu de place accordée aux plus récentes cibles de réduction des émissions pour 2030 (40 à 45 % sous les niveaux de 2005) et à la cible de carboneutralité pour 2050 du Canada, étant donné leur adoption relativement récente (la plupart des études portent sur des cibles moins contraignantes).
- Peu de précision temporelle de la mobilisation et de la charge d'électricité; seules quelques études représentent ces aspects avec une précision horaire.
- Peu de représentation des répercussions climatiques physiques ou de la résilience au sens large, comme l'évolution des tendances de la demande ou les répercussions sur l'offre d'électricité. La fiabilité ou la résilience ne sont pas représentées au-delà de l'adéquation de la capacité ou des marges de réserve.
- Peu de représentation de la réponse à la demande en électricité; la demande en électricité est souvent établie de façon exogène.
- Représentation insuffisante ou imprécise des ressources énergétiques décentralisées derrière le compteur et des réseaux de distribution en général.
- Peu de représentation de la production à petite échelle ou à l'échelle communautaire, notamment des projets détenus par des Autochtones.
- Peu de représentation des territoires du Canada et des systèmes électriques hors réseaux.
- Peu d'intégration entre les marchés de l'électricité et ceux d'autres combustibles (ex. : utilisation d'électricité pour fabriquer de l'hydrogène).
- Représentation insuffisante ou imprécise du stockage, surtout le stockage à longue durée.
- Accès insuffisant aux données ouvertes d'une région à l'autre (ex. : données sur les réseaux de distribution), comme l'indique notre étude *11 façons de mesurer la croissance propre* (Arnold et coll., 2020)

CONCLUSION

1. Trois transformations majeures des systèmes électriques sont requises pour atteindre la carboneutralité de l'économie
2. L'alignement des systèmes électriques à l'objectif de carboneutralité d'ici 2050 est possible et nécessaire
3. Plusieurs des grands obstacles à la transformation des systèmes électriques ne sont pas techniques, mais plutôt de nature sociale et institutionnels
4. Plusieurs des grands obstacles à la transformation des systèmes électriques ne sont pas techniques, mais plutôt de nature sociale et institutionnels

Encadré 10 Les communautés éloignées et hors réseau ont des défis uniques

5. La transformation des systèmes électriques ne peut se faire sans leadership autochtone
6. Les différents ordres de gouvernement doivent adopter des politiques pour propulser le changement

05

Principaux points à retenir dans l'alignement des systèmes électriques du Canada avec la carboneutralité

La transformation des systèmes électriques est une première étape essentielle pour l'atteinte de la carboneutralité promise par le Canada à l'horizon 2050. Selon notre analyse, nous disposons d'assez de valeurs sûres et de paris risqués pour atteindre cet objectif, même s'il faudra surmonter d'importants obstacles en cours de route. Voici un condensé des six principaux points à retenir de cette analyse.

Cette transformation sera riche en avantages et en possibilités d'un océan à l'autre et dans bon nombre de secteurs phares de l'économie, mais seulement à condition que des politiques en établissent les assises. Nous examinons en détail les implications de notre analyse dans le rapport complémentaire, *Électro-fédéralisme : politiques pour aligner les systèmes électriques avec la carboneutralité*.

1. *Trois transformations majeures des systèmes électriques sont requises pour atteindre la carboneutralité de l'économie*

L'atteinte de l'objectif zéro émission nette du Canada passe par trois changements transformateurs :

1. Les systèmes devront être plus grands, pour supporter l'électrification globale et la croissance de la demande qui s'ensuivra.
2. Les systèmes devront être plus propres, pour réduire les émissions associées aux méthodes de production de l'électricité, par la croissance accélérée des sources propres, l'élimination des sources polluantes, et le maintien des sources non émettrices existantes.
3. Les systèmes devront devenir plus intelligents (ou plus flexibles), pour accueillir une plus grande part de sources variables (solaire, éolien) et renforcer la résilience aux répercussions croissantes des changements climatiques.

Notre rapport dévoile des changements moins connus qu'implique l'alignement des systèmes électriques à la carboneutralité. Ainsi, il ne suffira pas de rendre les systèmes plus propres : pour que l'électricité devienne un pilier de la transition au Canada, ils devront être plus grands, plus intelligents et plus flexibles.

Ces grands changements sont profondément interreliés et interdépendants. Étendre les systèmes sans voir à ce que la nouvelle capacité soit propre ou favorable à la flexibilité, par exemple, nous expose au risque de construire des actifs voués tôt ou tard à l'abandon.

2. *L'alignement des systèmes électriques à l'objectif de carboneutralité d'ici 2050 est possible et nécessaire*

Notre analyse montre que la transformation des systèmes électriques du Canada dans une optique de carboneutralité est réalisable, et qu'elle passe à la fois par des valeurs sûres et des paris risqués. Même si certaines de ces solutions – surtout les paris risqués – ne s'avèrent pas suffisamment viables ou rentables, le grand nombre d'options potentielles pour préparer les systèmes électriques à un monde carboneutre met cette transformation à portée de main.

Le gouvernement fédéral s'est engagé à faire de l'électricité carboneutre une réalité partout au pays d'ici 2035. Cet objectif est en phase avec une décarbonisation globale de l'économie, mais à lui seul, ne suffira pas à susciter les changements requis pour harmoniser les systèmes électriques avec la carboneutralité. Néanmoins, il s'agit d'une étape nécessaire et techniquement réalisable du processus.

La viabilité technique de l'alignement des systèmes électriques à la carboneutralité – en les rendant plus grands, plus propres et plus intelligents – est un constat important. Il contredit l'un des principaux arguments contre l'abandon de la production par combustibles fossiles, voulant qu'un réseau reposant largement (ou entièrement) sur une production non émettrice, notamment des énergies renouvelables, soit moins fiable que les systèmes actuels. Non seulement le rapport dément cette idée, mais de tels systèmes, intégrant de grandes proportions d'énergie renouvelable variable, sont déjà exploités ailleurs. Notre étude de cas sur le projet de réseau de nouvelle génération dans le Land allemand de Schleswig-Holstein, par exemple, montre que 60 % de la capacité du réseau de l'État provient des énergies renouvelables et qu'une capacité de 100 % a même été atteinte dans un récent projet pilote (Turner, 2021).

3. *Plusieurs des grands obstacles à la transformation des systèmes électriques ne sont pas techniques, mais plutôt de nature sociale et institutionnels*

La préparation technologique est un frein majeur à l'avancée de certaines solutions carboneutres, comme l'hydrogène et les CUSC. Mais certains des plus grands obstacles à une transformation profonde de l'électricité ne sont pas de nature technique, mais plutôt sociale et institutionnelle. Nous considérons le déploiement de l'énergie renouvelable variable comme une valeur sûre d'un point de vue technique, par exemple, mais les structures réglementaires et commerciales ne sont pas encore conçues pour évaluer et encourager la flexibilité requise pour accueillir de plus grandes proportions d'énergie solaire et d'énergie éolienne (voir le rapport complémentaire, *Électro-fédéralisme*). Le déploiement des valeurs sûres et des paris risqués peut également être contrecarré par l'opposition locale, ce qui s'est déjà vu dans certains projets d'énergie renouvelable au Canada.

L'amélioration de l'intégration interrégionale des réseaux est un parfait exemple d'une solution freinée majoritairement par des obstacles sociaux et institutionnels. Cette amélioration, notamment par des interconnexions entre les provinces, peut être réalisée promptement à faible coût avec la technologie disponible. Mais cette source de flexibilité demeure un pari risqué, en raison de la complexité et de l'ampleur des obstacles politiques et réglementaires (nous traitons de la façon de les surmonter dans *Électro-fédéralisme*). L'expansion considérable des grandes centrales hydroélectriques avec réservoir et des grandes centrales électronucléaires sur de nouveaux sites et l'accélération de l'efficacité énergétique et de la flexibilité de la demande font également face à des obstacles non techniques.

4. *Les régions ayant peu de ressources hydroélectriques font face à d'autres défis que les régions où ces ressources sont abondantes*

L'étendue du territoire canadien amène son lot de défis dans la trajectoire vers la carboneutralité. En raison de la grande diversité de richesses naturelles d'une province à l'autre, chacune devra suivre une trajectoire qui lui est propre pour transformer son réseau électrique. La présence ou l'absence de ressources hydroélectriques importantes ont un effet particulièrement marqué à cet égard.

Il sera relativement facile pour les régions riches en hydroélectricité de décarboniser leur production actuelle. Elles devront tout de même trouver des solutions pour augmenter leur production et déterminer le rôle de mesures comme le stockage et l'intégration avec les régions avoisinantes (pour améliorer la flexibilité du réseau, mais aussi pour réduire les coûts de la réduction des émissions).

Pour les provinces pauvres en ressources hydroélectriques, la situation sera différente et sans doute bien plus complexe, surtout si leur production dépend fortement des combustibles fossiles. L'atteinte de la carboneutralité les obligera à éliminer les sources polluantes tout en augmentant la capacité et la production globale. Toutefois, nombre de ces régions recèlent des ressources d'énergie renouvelable aux possibilités intéressantes. Pour pallier les défis de flexibilité associées à une plus grande proportion d'énergie renouvelable variable, elles ne pourront se servir de l'hydroélectricité. D'autres valeurs sûres, comme la flexibilité de la demande et le stockage par batterie à court terme, pourraient être nécessaires dans une optique de flexibilité. Mais comme elles ne permettront probablement pas de combler tous les besoins, la flexibilité reposera grandement sur des paris risqués comme le gaz naturel combiné à des CUSC, les petits réacteurs modulaires, et une meilleure intégration interrégionale des réseaux. Hormis l'intégration des réseaux, ces paris risqués voient tous leur déploiement entravé par d'importants obstacles techniques.

Les communautés éloignées et hors réseau, pour leur part, auront leurs propres défis à surmonter (encadré 10).

ENCADRÉ 10.*Les communautés éloignées et hors réseau ont des défis uniques*

C'est environ un Canadien sur huit qui vit dans une région éloignée ou difficilement accessible, caractérisée par sa faible densité de population et son inaccessibilité géographique (Subedi et coll., 2020). Majoritairement situées au nord du Canada, ces communautés affichent une consommation d'énergie supérieure à la moyenne canadienne en raison de l'inefficacité énergétique des bâtiments et de la froideur du climat. Leur production d'électricité dépend aussi beaucoup du diesel, souvent plus coûteux. Résultat : une facture d'électricité plus élevée que la moyenne canadienne, malgré des subventions gouvernementales (Lovekin et Hereema, 2019) (figure 13).

Comme les peuples autochtones sont représentés de manière disproportionnée dans les communautés rurales et éloignées, la transformation de l'électricité est l'occasion de faire avancer les objectifs cruciaux de réconciliation et d'autodétermination autochtone en parallèle avec la transition carboneutre. La diminution des coûts et la viabilité croissante de certaines technologies offrent d'autres opportunités comme l'électricité solaire et éolienne, les petites centrales hydroélectriques et le stockage par batterie.

Même si elles sont très différentes, les communautés éloignées ont souvent des défis semblables à relever dans la transformation de leurs systèmes électriques :

- Les coûts plus élevés de la desserte énergétique des lieux éloignés;
- La dépendance étroite à des combustibles comme le diesel, qui découle notamment des subventions gouvernementales;
- La réduction du potentiel ou l'augmentation des coûts de développement de certaines sources d'électricité non émettrices (la variabilité ou la rigueur du climat, par exemple, peuvent compliquer l'adoption des énergies renouvelables d'un point de vue technique, et souvent, les projets de moindre envergure ne bénéficient pas d'économies d'échelle);
- Les obstacles réglementaires au déploiement de ressources énergétiques décentralisées, y compris les projets d'énergie renouvelable de moindre envergure;
- Le manque d'expertise en construction, exploitation et entretien des projets d'énergie propre;
- Les contraintes dans l'adoption de certaines technologies d'utilisation finale (les infrastructures de recharge des véhicules électriques pourraient être moins développées dans ces communautés, par exemple, et l'utilisation de véhicules électriques et de thermopompes est parfois plus difficile dans un climat extrêmement froid).

La résolution de ces défis passe par des approches ciblées, notamment :

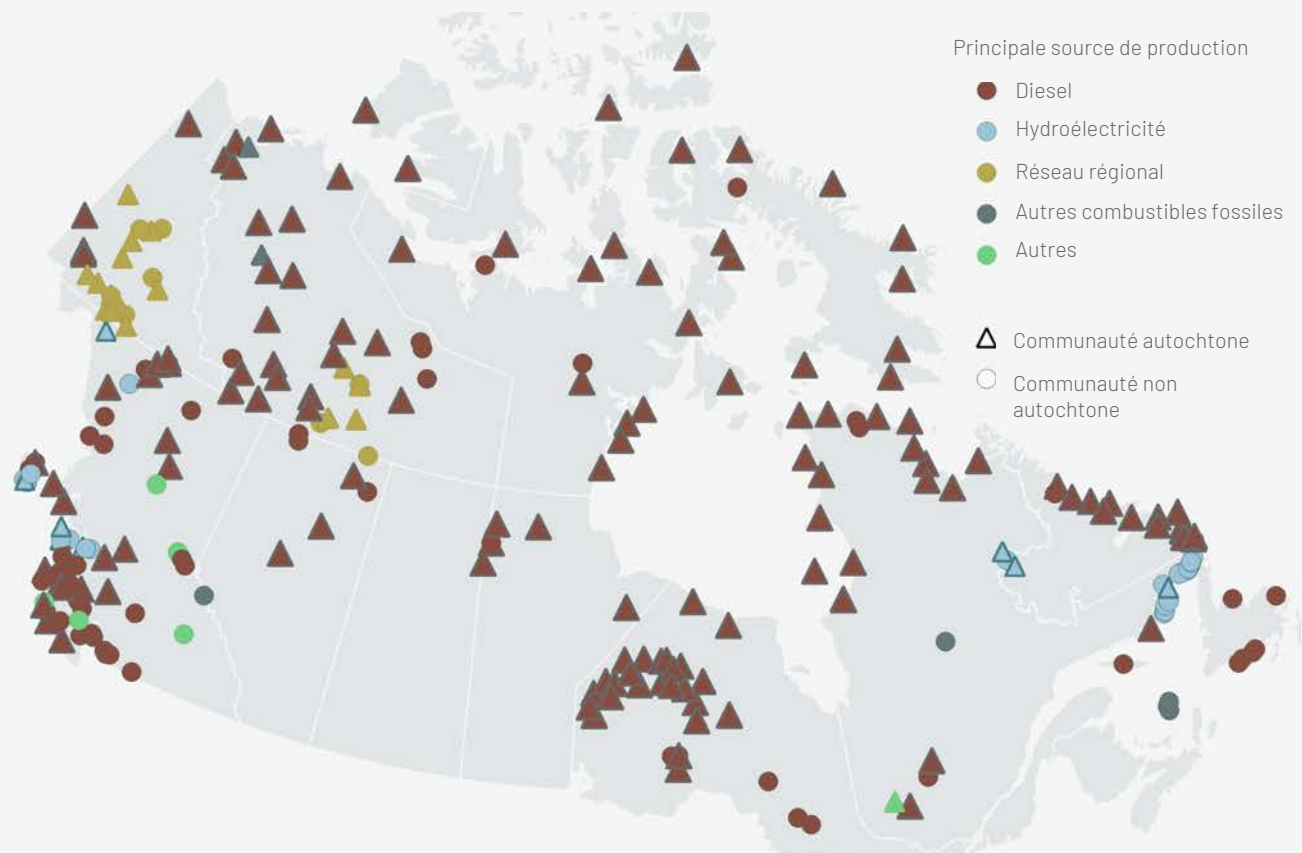
- L'appui aux projets d'électricité menés ou détenus par des Autochtones à petite échelle (ex. : miniréseaux) par des politiques officielles destinées aux producteurs d'électricité indépendants.

- Élargir l'évaluation des retombées d'un projet pour y ajouter le développement économique local, l'abordabilité de l'énergie, la souveraineté autochtone, la réduction de la pollution atmosphérique et la flexibilité et la résilience des systèmes (qui pourrait passer par une révision de la grille tarifaire et du recouvrement des coûts du projet).
- La construction des ressources requises pour le renforcement des capacités et l'exploitation et l'entretien des projets dès leur début.
- La priorisation de l'efficacité énergétique pour réduire les besoins énergétiques, y compris pour les bâtiments.

Figure 13.

De nombreuses communautés hors réseau utilisent le diesel comme principale source de production d'électricité

Les communautés autochtones sont surreprésentées dans les communautés dépendant du diesel



Source : Ressources naturelles Canada (2018). N. B. : « Communauté autochtone » est un terme générique désignant les communautés qui s'identifient comme membre des Premières nations, Inuits ou Métis. « Réseau régional » est une catégorie pour désigner les communautés du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest reliées au réseau électrique territorial. « Autres combustibles fossiles » comprend le gaz naturel et le mazout lourd. « Autres » correspond aux sources de production classées comme inconnues dans les données brutes.

5. *La transformation des systèmes électriques ne peut se faire sans leadership autochtone*

Les gouvernements, les communautés et les organisations autochtones sont à la fois des meneurs et des acteurs de la transformation des systèmes électriques. La quête de la carboneutralité s'inscrit dans un contexte où la réconciliation avec les Autochtones et leur autodétermination figure en tête des priorités; il nous faudra donc des politiques qui contribuent à ces objectifs, ou du moins ne les contrecarrent pas. Cette ambition appelle à une redéfinition des relations Autochtones-colonisateurs au Canada, en assurant une participation authentique des peuples autochtones à l'élaboration de politiques, de mesures et de décisions pour la transformation des systèmes électriques. Ainsi, il faudra tenir compte de la vision autochtone dans la planification de l'électricité et recruter de manière proactive des candidats autochtones dans les services publics et autres organes décisionnels. Les peuples autochtones seront également appelés à jouer un rôle de premier plan pour cerner et saisir les possibilités de l'énergie propre, par exemple comme propriétaires de projets d'énergie propre (Indigenous Clean Energy, 2022). La réussite de la transformation des systèmes électriques du Canada dans une optique de carboneutralité passe par une participation et un leadership véritables des Autochtones.

6. *Les différents ordres de gouvernement doivent adopter des politiques pour propulser le changement*

Pour mener à bien les trois impératifs de la transformation des systèmes électriques du Canada énoncés ici – pour des systèmes plus grands, plus propres et plus intelligents –, il faudra se doter de nouvelles politiques publiques porteuses de changement. Il ne s'agit pas de définir une politique pour chaque solution – cela risquerait d'être trop coercitif et prescriptif –, mais plutôt d'adopter plusieurs politiques qui produiraient des résultats cohérents dans tous les cas de figure. Les changements passeront probablement par des réformes institutionnelles et commerciales, mais nécessiteront aussi des politiques climatiques strictes à l'échelle de l'économie ¹³.

Le Canada peut compter sur de solides assises : la tarification du carbone à l'échelle de l'économie ainsi que les normes et réglementations provinciales et fédérales qui régissent l'électricité. Toutefois, à elles seules, ces politiques ne suffiront pas à insuffler les changements profonds dans les systèmes électriques présentés ici; il y a urgence d'agir par un éventail d'initiatives stratégiques.

Tous les ordres de gouvernement ont un rôle important et complémentaire à jouer pour combler le vide de politiques. Les systèmes électriques relevant surtout des provinces et territoires, cet ordre de gouvernement sera au cœur de ce grand chantier. Ce sont les provinces et territoires qui ont le pouvoir de définir des politiques-cadres localement adaptées pour la transformation des systèmes électriques. Ils peuvent également encadrer les autorités de réglementation de l'électricité, qui définissent les règlements s'appliquant aux acteurs influents du secteur, afin que leurs décisions s'inscrivent dans la carboneutralité. Enfin, chaque province et territoire a les outils pour mener avec d'autres des projets bilatéraux ou multilatéraux visant à améliorer l'intégration et la coordination du réseau électrique. Si l'avant-scène est réservée aux provinces et aux territoires, les municipalités ne seront pas en reste : elles ont des leviers pour transformer la production d'électricité locale et aider l'électrification des utilisations finales.

Le gouvernement fédéral fixe un cadre national de transformation de l'électricité par des politiques climatiques fondatrices comme la tarification du carbone et, plus récemment, un objectif national de carboneutral-

13. Dans ce rapport, nous utilisons une définition étroite de « politique climatique » pour renvoyer à une politique ciblant des réductions de gaz à effet de serre. Nous reconnaissons toutefois qu'au sens large, une politique climatique désigne également une politique d'adaptation aux changements climatiques et de croissance propre.

ité des systèmes d'ici 2035. Il a également un grand pouvoir rassembleur, notamment sur des enjeux où des compétences se chevauchent, comme l'intégration interrégionale des réseaux, et peut utiliser sa capacité d'investir d'importantes sommes pour inciter les autres ordres de gouvernement à agir.

Nous abordons les politiques nécessaires de manière plus générale, y compris quant au rôle des différents acteurs de la transformation des systèmes électriques, dans notre rapport complémentaire, *Électro-fédéralisme : politiques pour aligner les systèmes électriques avec la carboneutralité*.

ANNEXE

Tableau récapitulatif des études de modélisation

	Electric Power Research Institute (EPRI), 2021	Fondation David Suzuki, prévue pour 2022	Institut climatique du Canada, 2021	Institut de l'énergie Trottier (IET), 2021	Jaccard et Griffin, 2021	Régie de l'énergie du Canada (REC), 2021
MODÈLE						
Nom du modèle	Regional Economy, Greenhouse Gas, and Energy (RE-GEN) de l'Amérique du Nord	<i>Canadian Opportunities for Planning and Production of Electricity Resources</i> (COPPER) et <i>Strategic Integration of Large-capacity Variable Energy Resources</i> (SILVER)	gTech	NATEM (North American TIMES Energy Model)	S. o.	Scénario d'électricité à zéro émission nette du rapport <i>Avenir énergétique</i>
Modélisateur	EPRI	SESIT (Sustainable Energy Systems Integration & Transitions Group)	Navius Research	ESMIA (Energy Super Modelers and International Analysts)	M. Jaccard et B. Griffin du Groupe de recherche sur l'énergie et les matériaux de l'Université Simon Fraser	REC
Type de modèle	Modèle d'utilisation finale de l'énergie lié à un modèle de planification et de mobilisation de la capacité	COPPER : Modèle d'expansion de la capacité SILVER : Modèle d'optimisation des coûts de mobilisation	Modèle calculable d'équilibre général riche en technologies	Modèle d'optimisation à l'échelle de l'économie	Modèle en tableur	Modèle de planification et de mobilisation de la capacité
Représentation régionale	Provinces (agrégation des données modifiable); aucun territoire	Provinces (données ventilées); aucun territoire	Territoires (données agrégées) et provinces	Provinces et territoires (données ventilées)	Provinces (données ventilées); territoires (données agrégées)	Provinces (données agrégées); aucun territoire
Demande	Demande agrégée et tendances horaires à détermination endogène dans le modèle d'utilisation finale lié	Demande des scénarios d'électrification importante déterminée par les modèles gTech et Integrated Electricity System Dispatch (IESD)	Demande entièrement endogène pour la consommation d'électricité	Détermination exogène, avec quelques réactions endogènes	À détermination exogène	À détermination exogène
Clairvoyance des agents	Parfaite	Parfaite	Limitée dans chaque pas de temps d'un modèle (dynamique récursif)	Parfaite	Parfaite	Parfaite
SCÉNARIO						
Nom	Carboneutralité d'ici 2050 (base)	100 % propre + haute électrification d'ici 2035	Carboneutralité d'ici 2050 (faible EDC et haute EDC)	Carboneutralité d'ici 2050 (base)	Carboneutralité d'ici 2035 (contraintes environnementales)	Électricité carboneutre d'ici 2050 (forte demande)

	Electric Power Research Institute (EPRI), 2021	Fondation David Suzuki, prévue pour 2022	Institut climatique du Canada, 2021	Institut de l'énergie Trottier (IET), 2021	Jaccard et Griffin, 2021	Régie de l'énergie du Canada (REC), 2021
Cible	Zéro émission nette de CO ₂ (seulement) du réseau électrique d'ici 2050	Zéro émission brute (production d'électricité seulement) d'ici 2035	Zéro émission nette (éq. CO ₂) d'ici 2050	Zéro émission nette (total éq. CO ₂) d'ici 2050	Zéro émission nette (production d'électricité seulement) d'ici 2035, et date butoir en 2030 pour les provinces riches en hydroélectricité	Zéro émission nette (production d'électricité seulement) d'ici 2050
Principaux facteurs stratégiques	Prix du carbone > 900 \$/t d'ici 2050 (CAD, 2020)	Norme d'émission : 0 g CO ₂ /kWh d'ici 2035 Prix du carbone de 370 \$/t d'ici 2050	Baisse du plafond d'émissions cohérente avec la carboneutralité d'ici 2050	Baisse du plafond d'émissions cohérente avec la carboneutralité d'ici 2050	Norme d'émission : 0 g CO ₂ /kWh d'ici 2035; hausse de la tarification du carbone des producteurs d'électricité	Prix du carbone > 300 \$/t d'ici 2050 (CAD, 2020)

REPRÉSENTATION DE LA TECHNOLOGIE ET DES COMBUSTIBLES

Production décentralisée et autres ressources	Électricité solaire décentralisée	Non représenté	Non représenté	Électricité solaire décentralisée, stockage à petite échelle	Non représenté	Non représenté
Gros réacteurs nucléaires	Nouvelle capacité réduite; élimination partielle de la capacité existante	Nouvelle capacité réduite; capacité existante maintenue, mais absence de réfection majeure après 2026	Nouvelle capacité réduite dans certains scénarios, disponible dans d'autres; capacité existante maintenue	Nouvelle capacité réduite; capacité existante maintenue jusqu'en 2050	Nouvelle capacité réduite; capacité existante maintenue	Capacité existante maintenue
Petits réacteurs modulaires	Oui, à partir de 2035	Non représenté	Non représenté	Oui, à partir de 2035	Non représenté	Oui, après 2030
Hydroélectricité	Nouvelle capacité réduite; capacité existante maintenue	Nouvelle capacité réduite; capacité existante maintenue	Nouvelle capacité réduite; capacité existante maintenue	Nouvelle capacité réduite; capacité existante maintenue	Nouvelle capacité réduite; capacité existante maintenue	Capacité existante maintenue
Stockage	Batterie aux ions lithium; hydrogène; air comprimé, pompage hydraulique existant à l'échelle du réseau	Stockage par batteries aux ions lithium et pompage hydraulique à l'échelle du réseau	Non représenté	14 technologies de stockage, à long et à court terme, et à l'échelle du réseau et des consommateurs, ex. : pompage hydraulique, batterie aux ions lithium, air comprimé	Stockage générique à long et à court terme	Batteries aux ions lithium à l'échelle du réseau
Captation, utilisation et stockage du carbone	Oui, CUSC du charbon et du gaz naturel	CUSC du gaz naturel très limitée	Oui	Oui, CUSC du gaz naturel et des applications industrielles	CUSC du gaz naturel très limitée	Oui, CUSC du gaz naturel dans les régions avec stockage du CO ₂

	Electric Power Research Institute (EPRI), 2021	Fondation David Suzuki, prévue pour 2022	Institut climatique du Canada, 2021	Institut de l'énergie Trottier (IET), 2021	Jaccard et Griffin, 2021	Régie de l'énergie du Canada (REC), 2021
Technologie à émissions négatives : captation atmosphérique directe (CAD) et bioénergie avec captage et stockage du carbone (BECCS)	CAD principale-ment	BECCS très limitée, pas de CAD	CAD et BECCS, mais CAD limitée dans certains scénarios	BECCS et CAD	BECCS et CAD	Pas de BECCS ou de CAD (BECCS déployée dans un autre scénario non considéré dans cette analyse)
Hydrogène	Oui, production d'électricité à base d'hydrogène; pas d'utilisation finale ou de production d'hydrogène	Non représenté	Oui, utilisation finale et production d'hydrogène et production d'électricité à base d'hydrogène	Oui, utilisation finale et production d'hydrogène et production d'électricité à base d'hydrogène	Oui, production d'électricité à base d'hydrogène	Non (la production d'électricité à base d'hydrogène est déployée dans un autre scénario)
Gestion de l'efficacité énergétique et de la demande	Accélération de l'amélioration de l'efficacité par rapport au scénario de référence de report de la recharge des véhicules électriques	Accélération de l'amélioration de l'efficacité par rapport au scénario de base de carboneutralité et au scénario de référence; pas de réponse significative à la demande	Améliorations de l'efficacité par rapport au scénario de référence	Accélération de l'amélioration de l'efficacité par rapport au scénario de référence de réponse à la demande	Accélération de l'amélioration de l'efficacité par rapport au scénario de référence de réponse à la demande	Accélération de l'amélioration de l'efficacité par rapport au scénario de référence

CONFORMITÉ AVEC LES CIBLES FÉDÉRALES

Cible de réduction des émissions de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030	Oui	Indéterminé, modélisation du secteur de l'électricité seulement	Oui (voir notes)	Oui (40 %)	Indéterminé, modélisation du secteur de l'électricité seulement	Indéterminé, modélisation du secteur de l'électricité seulement
Production d'électricité carboneutre en 2035	Non 2035 : 32 Mt	Oui	Possible 2035 : 2 à 6 Mt, selon le scénario	Possible 2035 : Émissions non précisées 2030 : 9 Mt 2040 : -25 Mt	Oui	Peu probable 2035 : Émissions non précisées 2030 : 28 Mt
Niveau d'émissions négatives en 2050	-114 Mt CO ₂	Aucune	-105 Mt CO ₂	-130 Mt éq. CO ₂	Aucune	Aucune

AUTRES HYPOTHÈSES

Transport interrégional	Non limité, expansion endogène	Modérément réduit	Limité	Non limité, expansion endogène	Limité	Non limité, expansion endogène
Répercussions physiques des changements climatiques	Non représenté	Non représenté	Non représenté	Légère réduction de la demande de chauffage, légère augmentation de la demande de climatisation	Non représenté	Non représenté
Inclusion d'électricité pour l'exportation	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non

	Electric Power Research Institute (EPRI), 2021	Fondation David Suzuki, prévue pour 2022	Institut climatique du Canada, 2021	Institut de l'énergie Trottier (IET), 2021	Jaccard et Griffin, 2021	Régie de l'énergie du Canada (REC), 2021
Inclusion de cogénération	Oui	Non	Oui	Oui	Oui	Oui, mais seulement pour la production d'électricité
COÛTS DES PRINCIPALES TECHNOLOGIES (CAD DE 2020/KW)*					CAD de 2020/ MWh	
Stockage par batterie aux ions lithium (\$/kW)	2030 : 776 2050 : 582	2030 : 995 2050 : 746	S. o.	2030 : 1 031 2050 : 773	2030 : 245 2050 : 245	2030 : 425 2050 : 190
Panneaux solaires PV à l'échelle du réseau (\$/kW)	2030 : 614 2050 : 409	2030 : 984 2050 : 810	2030 : 1 045 2050 : 781	2030 : 1 082 2050 : 858	2030 : 44 2050 : 44	2030 : 972 2050 : 376
Éolien terrestre à l'échelle du réseau (\$/kW)	2030 : 756 2050 : 756	2030 : 1 205 2050 : 964	2030 : 1 089 2050 : 737	2030 : 1 422 2050 : 1 095	2030 : 50 2050 : 50	2030 : 1 115 2050 : 676
Petits réacteurs modulaires (\$/kW)	2030 : 6 737 2050 : 4 926	S. o.	S. o.	2030 : 7 722 2050 : 7 119	S. o.	2030 : 7 000 2040 : 6 000 2050 : 5 000
Hydroélectricité avec grand réservoir (\$/kW)	S. o.	Valeurs définies pour le projet	2030 : 11 000-17 600 2050 : 11 000-17 600	2030 : 7 078 2050 : 6 725	2030 : 98 2050 : 98	2030 : 4 000 2050 : 4 000
Gaz naturel (cycle combiné, \$/kW)	2030 : 1 538 2050 : 1 538	2030 : 1 797 2050 : 1 797	2030 : 1 067 2050 : 1 067	2030 : 1 061 2050 : 996	2030 : 55 2050 : 55	2030 : 1 300 2050 : 1 300
Gaz naturel (cycle simple, \$/kW)	2030 : 1 087 2050 : 1 087	2030 : 1 265 2050 : 1 265	2030 : 946 2050 : 946	2030 : 1 060 2050 : 996	2030 : 188 2050 : 188	2030 : 950 2050 : 950
BECSC (\$/kW)	2030 : 7 090 2050 : 6 678	S. o.	Variable	2030 : 6 350 2050 : 5 545	2030 : 70 2050 : 70	S. o.
CAD (\$/t de CO ₂)	2050 : 133	S. o.	2050 : 138-405	Variable	S. o.	S. o.
Géothermie (\$/kW)	S. o.	2030 : 61 140 2050 : 61 140	S. o.	2030 : 5 188 à 39 584 2050 : 4 693 à 35 808	S. o.	S. o.
Gaz naturel avec CUSC (\$/kW)	2030 : 2 900 2050 : 2 700	2030 : 2 757 2050 : 2 163	2030 : 3 190-3 927 2050 : 3 190-3 927	2030 : 4 243 2050 : 3 986	2030 : 80 (Ouest canadien); 110 (reste du Canada) 2050 : 80 (Ouest canadien); 110 (reste du Canada)	2030 : 3 000 2050 : 2 000

N. B. : Ce tableau comporte certains scénarios des principales études, dont certaines présentent d'autres scénarios exclus ici. Les paramètres exogènes sont déterminés hors du modèle (ex. : prévisions de croissance économique tirées d'une autre source). Les paramètres endogènes sont calculés par le modèle. Les coûts technologiques de l'étude de Jaccard et Griffin (2021) sont indiqués sous forme de coûts énergétiques (coûts actualisés de l'électricité en \$/MWh) en raison du très haut degré d'agrégation de l'analyse. Les résultats publiés dans le rapport 2021 de l'Institut climatique du Canada n'atteignent pas la cible de 40 à 45 % de réduction, mais les résultats mis à jour (non publiés) l'atteignent. S'il y a lieu, les résultats sont présentés pour un scénario impliquant un faible déploiement de la capture atmosphérique directe.

RÉFÉRENCES

- AAESO (Alberta Electric System Operator). (2021). *Hourly Metered Volumes and Pool Price and AIL Data 2010 to 2021*. [Tableau de données]. <https://aeso.ca/market/market-and-system-reporting/data-requests/hourly-metered-volumes-and-pool-price-and-ail-data-2010-to-2021/>
- AIE (Agence internationale de l'énergie). (2018). *Energy Efficiency Potential in Canada to 2050*. Mai. <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-potential-in-canada-2>
- AIE (Agence internationale de l'énergie). (2020). *Development of CO₂ emission intensity of electricity generation in selected countries, 2000-2020* [Tableau de données]. AIE Paris. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/development-of-co2-emission-intensity-of-electricity-generation-in-selected-countries-2000-2020>
- AIE (Agence internationale de l'énergie). (2021a). *World Energy Outlook 2021*. Octobre. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- AIE (Agence internationale de l'énergie). (2021b). *Net Zero by 2050 : A Roadmap for the Global Energy Sector*. Mai. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- AIE (Agence internationale de l'énergie). (2021c). *Achieving Net Zero Electricity Sectors in G7 Members*. Octobre. <https://www.iea.org/reports/achieving-net-zero-electricity-sectors-in-g7-members>
- AIE (Agence internationale de l'énergie). (2021d). *Tracking Report*. Novembre. <https://www.iea.org/reports/tracking-power-2021>
- Alves, Bruna. (2022). *Estimated installed electricity capacity in Canada in 2020, by source*. [Tableau de données]. Statista. <https://www.statista.com/statistics/917150/capacity-of-energy-canada-by-resource/>
- Arjmand, Reza et Madeleine McPherson. (2022). « Canada's electricity system transition under alternative policy scenarios ». *Energy Policy*, vol. 163 (avril). <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421522000696>
- Arjmand, Reza, Richard M. Hendriks et Madeleine McPherson. (2019). « Examining the Contribution of Hydroelectric Renewal and Greenfield Development to Grid decarbonization: an Enhanced Capacity Expansion Model ». Article présenté dans le cadre du forum national de l'Initiative de modélisation énergétique, Montréal. https://emi-ime.ca/wp-content/uploads/2020/02/UVic_Armand-Hendriks-McPherson_Examining_contribution_of_hydro_renewal_and_greenfield_dev_to_grid_decarb.pdf
- Arnold, Jonathan, Rachel Samson, Weseem Ahmed, Dale Beugin et Julien Bourque. (2020). *11 façons de mesurer la croissance propre*, Institut climatique du Canada (anciennement appelé Institut canadien pour des choix climatiques). https://choixclimatiques.ca/wp-content/uploads/2020/10/11-FACONS-DE-MESURER-LA-CROISSANCE-PROPRE_rapport_01.pdf
- Aubin, Viviane, Marko Blais et Miguel F. Anjos. (2021). « How Québec Can Support the Energy Transition of Northeastern North America ». *The Electricity Journal*, vol. 34 (n° 6), juillet. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1040619021000634?via%3Dihub>
- Bistline, John E.T., Christopher W. Roney, David L. McCollum et Geoffrey J. Blanford. (2021). « Deep decarbonization impacts on electric load shapes and peak demand ». *Environmental Research Letters*, vol. 16 (septembre). <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ac2197/meta>
- Bistline, John. (2021). « Variability in Deeply Decarbonized Electricity Systems » *Environmental Science & Technology*, n° 55(avril). <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.est.0c06708>
- Brinkman, Gregory, Dominique Bain, Grant Buster, Caroline Draxl, Paritosh Das, Jonathan Ho, Eduardo Ibanez et coll. (2021). *The North American Renewable Integration Study: A Canadian Perspective*. (NREL) National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79225.pdf>
- Clack, Christopher T. M., Aditya Choukulkar, Brianna Côté et Sarah A. McKee. (2020). *Why Local Solar For All Costs Less: A New Roadmap for the Lowest Cost Grid*. Vibrant Clean Energy. https://www.vibrantcleanenergy.com/wp-content/uploads/2020/12/WhyDERs_TR_Final.pdf
- Clark, Dylan et Anna Kanduth. (2022). *Renforcer la résilience des systèmes électriques canadiens pour un avenir carboneutre*. Institut climatique du Canada (anciennement appelé Institut canadien pour des choix climatiques). <https://climateinstitute.ca/wp-content/uploads/2022/02/Resiliency-scoping-paper-FRENCH-Final.pdf>
- Département de l'Énergie des États-Unis. Office de l'efficacité énergétique et de l'énergie renouvelable. (2021). « All-Electric Vehicles ». <https://www.fueleconomy.gov/feg/evtech.shtml>
- Dimanchev, Emil, Joshua Hodge et John Parsons. (2020). *Two-Way Trade in Green Electrons: Deep Decarbonization of the Northeastern U.S. and the Role of Canadian Hydropower*. Centre de recherche sur les politiques énergétiques et environnementales du MIT. <https://ceep.mit.edu/workingpaper/two-way-trade-in-green-electrons-deep-decarbonization-of-the-northeastern-u-s-and-the-role-of-canadian-hydropower/>
- 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 appelé Institut canadien pour des choix climatiques). <https://institutclimatique.ca/reports/vers-un-canada-carboneutre/>

Dolter, Brett et Nicholas Rivers. (2017). « The Cost of Decarbonizing the Canadian Electricity System ». *Energy Policy*, vol. 113 (février). <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421517307140>

Doluweera, Ganesh, Fabian Hahn, Joule Bergerson et Marco Pruckner. (2020). « A scenario-based study on the impacts of electric vehicles on energy consumption and sustainability in Alberta ». *Applied Energy*, vol. 268 (juin). <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261920304736?via%3Dihub>

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*. (CERI) Canadian Energy Research Institute. https://ceri.ca/assets/files/Study_174_Full_Report.pdf

Dunsky Energy Consulting. (2019). *Newfoundland and Labrador Conservation Potential Study*. <http://www.pub.nf.ca/2018ratemitigation/responses/PUB-NP-104.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>

FDS (Fondation David Suzuki). À paraître 2022. *Clean Power Pathways*.

GE Energy Consulting. (2016). *Pan-Canadian Wind Integration Study (PCWIS)*. Octobre. <https://canwea.ca/wp-content/uploads/2016/07/pcwis-fullreport.pdf>

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 appelé 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>

Indigenous Clean Energy. (2022). *Les vagues du changement : Leadership autochtone en énergie propre pour l'avenir de l'électricité écologique au Canada*. Février. <https://institutclimatique.ca/wp-content/uploads/2022/02/ICE-report-FRENCH-FINAL.pdf>

ICC (Institut climatique du Canada, anciennement appelé Institut canadien pour des choix climatiques). (2021). *Vers un Canada carboneutre: S'inscrire dans la transition globale*. Février. <https://institutclimatique.ca/reports/vers-un-canada-carboneutre/>

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

IRENA (Agence internationale pour les énergies renouvelables). (2021). *Renewable Power Generation Costs in 2020*. <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>

Jaccard, Mark et Bradford Griffin. (2021). *A Zero-Emission Canadian Electricity System by 2035*. Fondation David Suzuki. <https://davidssuzuki.org/wp-content/uploads/2021/08/Jaccard-Griffin-Zero-emission-electricity-DSF-2021.pdf>

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

Lessem, Neil, Ahmad Faruqi, Sanem Sergici et Dean Mountain. (2017). *The Impact of Time-of-Use Rates in Ontario*. Brattle. https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2017/10/7305_the_impact_of_time_of_use_rates_in_ontario.pdf

Lovekin, Dave et Dylan Heerema. (2019). « Diesel, Renewables and the Future of Canada's Remote Communities: Introduction to Microgrids ». The Pembina Institute (2020). <https://www.pembina.org/blog/remote-microgrids-intro>

Martin, Nick. (2018). *Power Without Borders: Moving towards an integrated Western grid*. Canada West Foundation. <https://cwf.ca/research/publications/report-power-without-borders-moving-towards-an-integrated-western-grid/>

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 appelé Institut canadien pour des choix climatiques). <https://choixclimatiques.ca/wp-content/uploads/2021/09/Infrastructure-FRENCH-report-Sept-28.pdf>

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 appelé Institut canadien pour des choix climatiques). <https://institutclimatique.ca/wp-content/uploads/2021/10/ICCC-Ameliorer-Lintegration-et-la-coordination-des-secteurs-de-Lelectricite-geres-par-les-provinces-au-Canada-par-Pierre-Olivier-Pineau.pdf>

REC (Régie de l'énergie du Canada). (2021). *Avenir énergétique du Canada en 2021*. <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/2021/avenir-energetique-canada-2021.pdf>

Ressources naturelles Canada. (2018). *L'Atlas du Canada – Base de données sur l'énergie dans les collectivités éloignées*. [Tableau de données]. <https://atlas.gc.ca/rced-bdece/fr/index.html>

Robins, Allison. (2017). *Faire plus avec moins : le potentiel d'efficacité énergétique au Canada*. Conference Board du Canada. <https://www.conferenceboard.ca/e-library/abstract.aspx?did=9070>

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 appelé 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>

Sarasty, Jesús Andrés Rodríguez, Sébastien Debia et Pierre-Olivier Pineau. (2021). « Deep decarbonization in Northeastern North America: The value of electricity market integration and hydropower ». *Energy Policy*, n° 152 (mai). <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421521000793?via%3Dihub>

Statistique Canada. (2019). *Tableau 25-10-0022-01 : Centrales installées, puissance génératrice annuelle selon le type de production d'électricité*. [Tableau de données]. https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002201&request_locale=fr

Statistique Canada. (2022). *Tableau 25-10-0051-01 : Production de l'énergie électrique, production mensuelle selon le type d'électricité*. [Tableau de données]. https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=1110013501&request_locale=fr

Subedi, Rajendra, Shirin Roshanafshar et T. Lawson Greenberg. (2020). *Élaboration de catégories utiles permettant de distinguer les niveaux d'éloignement au Canada*. Statistique Canada. <https://publications.gc.ca/site/fra/9.889818/publication.html>

Tong, Dan, David J. Farnham, Lei Duan, Qiang Zhang, Nathan S. Lewis, Ken Caldeira et Steven J. Davis. (2021). « Geophysical Constraints on the Reliability of Solar and Wind Power Worldwide ». *Nature Communications*, n° 12 (octobre). <https://www.nature.com/articles/s41467-021-26355-z>

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

Wolak, Frank A. (2018). *The Evidence from California on the Economic Impact of Inefficient Distribution Network Pricing*. National Bureau of Economic Research. https://www.nber.org/system/files/working_papers/w25087/w25087.pdf

Wolinetz, Michael, John Axsen, Jotham Peters et Curran Crawford. (2018). « Simulating the Value of Electric-Vehicle-Grid Integration Using a Behaviourally Realistic Model ». *Nature Energy*, n° 3 (février). https://www.nature.com/articles/s41560-017-0077-9?WT.feed_name=subjects_energy-economics

World Nuclear News. (2020). « TerraPower, GEH Introduce Sodium » (1^{er} septembre). <https://world-nuclear-news.org/Articles/TerraPower,-GEH-introduce-Natrium>

Yauch, Brady et Travis Lusney. (2021). *Impact of Behind-the-Meter Solar*. Association canadienne de l'énergie renouvelable. <https://renewablesassociation.ca/wp-content/uploads/2021/08/CanREA-study-Impact-of-BTM-Solar-in-Ontario-2021.pdf>

REMERCIEMENTS

Auteurs

Caroline Lee, associée de recherche principale

Jason Dion, directeur, Atténuation

Christiana Guertin, 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, École de politique publique et d'administration, titulaire de la Chaire de recherche du Canada en gouvernance et développement durable, Université de 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 du changement environnemental, 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 contributeurs externes

Mayaz Alam, GE Canada

John Bistline, Electric Power Research Institute

Ganesh Doluweera, Régie de l'énergie du Canada

Leighton Gall, Indigenous Clean Energy

Nicholas Gall, Association canadienne de l'énergie renouvelable

Tom Green, Fondation David Suzuki

Bradford Griffin, Centre de données sur l'énergie et les émissions

Ahmed Hanafy, Dunsky

Dave Lovekin, Pembina Institute

Madeleine McPherson, Université de Victoria

Terri Lynn Morrison, Indigenous Clean Energy

Normand Mousseau, Institut de l'énergie Trottier

Sara Hastings-Simon, Université de Calgary

Stephen Thomas, Fondation David Suzuki

Chris Turner, auteur et stratège en communications sur l'énergie

Kathleen Vaillancourt, ESMIA Consultants

Aide à la production

Graphisme et mise en page : **Laurie Barnett**, graphiste

Infographie : **Voilà: (chezvoila.com)**

Traduction : **Coop Edgar**

Graphisme de la couverture : **Voilà: (chezvoila.com)**

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 :

LEE, Caroline, Jason DION, et Christiana GUERTIN. 2022. Plus grands, plus propres, plus intelligents: Aligner les systèmes électriques canadiens avec la carboneutralité. L'Institut climatique du Canada.



PLUS GRANDS, PLUS PROPRES, PLUS INTELLIGENTS

**ALIGNER LES SYSTÈMES
ÉLECTRIQUES CANADIENS
AVEC LA CARBONEUTRALITÉ**

MAI 2022