

L'ÉLECTRICITÉ ET L'ÉQUITÉ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DU CANADA

Options pour la tarification et le financement du réseau électrique

L'expansion du réseau électrique pour atteindre les cibles de carboneutralité du Canada fera augmenter la consommation d'électricité, et éventuellement les dépenses en électricité des ménages. Afin d'éclairer les discussions et les décisions stratégiques, nous explorons les effets des investissements dans la carboneutralité sur les coûts du réseau électrique et les dépenses des ménages.

Notre question de recherche principale : *comment l'électrification changera-t-elle les coûts pour les ménages de chaque province et groupe de revenu?* Si la hausse de la consommation d'électricité n'entraînera pas forcément une augmentation des coûts totaux pour les ménages, il demeure probable que ces changements exacerberont les enjeux d'équité existants. Si l'approche de financement des investissements dans le réseau électrique n'est pas revue, on peut s'attendre à ce que l'augmentation des dépenses soit proportionnellement plus importante pour les ménages à faible revenu que pour les ménages à revenu élevé. Nous examinons deux options pour atténuer cette dégressivité des coûts : la modification du modèle de tarification et le financement par l'impôt des investissements dans le réseau. Ces deux approches contribuent différemment à réduire la dégressivité et à préserver l'abordabilité de l'électricité. Combinées ou utilisées séparément, elles offrent plusieurs options aux décideurs pour assurer l'équité et l'efficacité de la transition vers la carboneutralité.

Brett Dolter
Université de Regina

Jennifer Winter
Université de Calgary

Ce document de cadrage fait partie d'une **série** commandée par l'Institut climatique du Canada qui explore les sujets clés de comment alimenter un Canada carboneutre, qui a abouti au rapport de l'Institut intitulé *Volte-Face*.

INTRODUCTION

Dans le contexte de la mobilisation mondiale pour éviter les changements climatiques catastrophiques, le Canada s'est engagé à réduire ses émissions pour devenir carboneutre d'ici le milieu du siècle. Pour y arriver, il nous faudra transformer la façon dont les ménages et les entreprises utilisent l'énergie – un changement qui passera largement par l'électrification (Dion et coll., 2021, 2022; Environnement et Changement climatique Canada, 2022). On anticipe une diminution de 77 % des émissions provenant de l'électricité entre 2019 et 2030, et l'électrification sera responsable de 17 % des réductions d'émissions attendues sur cette même période (Environnement et Changement climatique Canada, 2022). Toutefois, la création d'un réseau électrique compatible avec la carboneutralité requerra une expansion considérable des infrastructures de production, de transport et de distribution (Lee, Dion et Guertin, 2022), et les nouveaux investissements dans ces immobilisations corporelles se répercuteront sur les factures d'électricité. Sans intervention stratégique, ce sont les clients résidentiels, commerciaux et industriels qui assumeront les coûts de l'expansion du réseau.

Afin d'éclairer les décisions stratégiques des gouvernements fédéral et provinciaux, nous explorons les effets des investissements dans la carboneutralité sur les coûts du réseau et les dépenses des ménages. Notre question de recherche principale : *comment l'électrification changera-t-elle les coûts pour les ménages de chaque province et groupe de revenu?* L'électrification aura trois grandes conséquences sur ces coûts : le changement des tarifs d'électricité (prix payé par les ménages pour l'électricité), la modification de la consommation d'électricité, et la réduction des dépenses en combustibles fossiles (essence, diesel, gaz naturel). Les tarifs changeront parce que la composition de la production changera, ce qui se répercute sur les coûts de production actuels, et parce que la surcharge du réseau requerra des investissements supplémentaires. La consommation augmentera avec l'électrification, car l'électricité deviendra la source d'énergie principale pour les maisons, les véhicules, les entreprises et les usines. Par conséquent, les dépenses en combustibles fossiles chuteront puisque les utilisateurs remplaceront ces sources d'énergie par l'électricité. Mais ces changements pourraient nuire à l'abordabilité de l'électricité, un problème majeur pour les ménages à faible revenu, qui n'ont pas tous les moyens d'ajuster leurs comportements et leur consommation d'énergie.

Pour explorer les enjeux enchevêtrés de l'évolution du réseau électrique et de l'abordabilité de l'électricité, nous avons défini quatre questions de recherche connexes sur les coûts pour les ménages :

1. Combien les ménages dépensent-ils actuellement en électricité, et comment ces coûts diffèrent-ils d'une province et d'un groupe de revenu à l'autre?
2. Qu'arrivera-t-il aux coûts d'électricité résidentielle (tarifs et dépenses totales) pendant la transition vers la carboneutralité?
3. Comment les changements de la consommation et des tarifs d'électricité se répercuteront-ils sur les dépenses en électricité des ménages canadiens dans chaque province et groupe de revenu?
4. Comment les différents modèles de tarification et de financement des investissements dans le réseau influeraient-ils sur les coûts du réseau pour les ménages?

Pour répondre à la première question, nous avons utilisé les microdonnées – renseignements détaillés sur les caractéristiques et les dépenses des ménages – de la Base de données et Modèle de simulation de politiques sociales (BD/MSPS) de Statistique Canada¹. À l'aide de ces données, nous avons d'abord défini les tendances actuelles des dépenses en électricité de chaque province et quintile de revenu, puis combiné les dépenses en électricité à la tarification des différentes provinces pour déduire la consommation d'électricité des ménages.

Pour répondre à la deuxième question, nous avons utilisé les modèles d'investissement dans le réseau électrique de trois équipes de modélisation – la Régie de l'énergie du Canada, ESMIA (Institut de l'énergie Trottier) et l'Electric Power Research Institute (EPRI) –, auxquels nous avons ajouté les dettes actuelles des fournisseurs d'électricité pour projeter les coûts moyens de la production en 2030, 2040 et 2050. Nous avons ensuite transposé ces coûts en tarifs volumétriques résidentiels en calculant une majoration constante pour chaque province². À l'aide de ces coûts estimés, nous avons projeté les pressions sur les coûts de l'électricité ainsi que les coûts volumétriques et totaux pour les ménages en 2030, 2040 et 2050. Nos chiffres supposent qu'aucune province ne change sa conception tarifaire et appliquent des facteurs d'échelle pour augmenter les charges volumétriques et fixes proportionnellement à 2021.

Pour répondre à la troisième question, nous avons mesuré les écarts existants entre les groupes de revenu de chaque province quant aux moyennes de quatre

¹ La BD/MSPS est « une base non confidentielle, statistiquement représentative, de données sur des particuliers canadiens dans leur contexte familial, contenant suffisamment de renseignements sur chaque particulier pour calculer les impôts payés au gouvernement et les transferts de fonds versés par ce dernier » (Statistique Canada, 2022). Nous utilisons la version 29 de la BD/MSPS, pour laquelle l'année de référence est 2017 (données les plus récentes). Les hypothèses et les calculs utilisés dans les simulations ont été préparés par les auteurs de la présente étude, qui assument l'entièvre responsabilité de l'utilisation et de l'interprétation des données.

² Cette majoration équivaut à la différence entre les tarifs moyens d'électricité résidentielle (\$/kWh) et les coûts moyens modélisés de la production (\$/kWh) pour l'entièreté du réseau électrique en 2020. Elle peut s'expliquer par plusieurs facteurs : rendement des capitaux propres, frais d'administration, coûts de distribution plus élevés pour les clients résidentiels, et autres coûts pour lesquels nous n'avons pas de données de modélisation.

DÉFINITIONS

Dépenses en électricité des ménages :

Coût total de la facture d'électricité comprenant les charges fixes ainsi que le tarif volumétrique (coût) par kilowattheure (kWh) multiplié par la consommation.

Tarif volumétrique :

Prix chargé aux ménages par kWh d'électricité.

Charges fixes : Frais de raccordement invariables chargés à tous les utilisateurs résidentiels, généralement facturés au mois ou à l'année.

Tarif d'électricité : Charges fixes mensuelles ou annuelles et tarif volumétrique.

Tarif moyen d'électricité résidentielle : Coût moyen du kWh d'électricité pour les clients résidentiels, obtenu en divisant le coût total (\$) par l'utilisation (kWh). Comprend les charges fixes et le tarif volumétrique.

Coût total pour les ménages : Coût annuel de l'électricité pour les ménages, comprenant la hausse de l'impôt sur le revenu dans les scénarios où le gouvernement finance directement une partie des investissements dans la carboneutralité du réseau.

Coût moyen modélisé de la production :

Coût moyen du réseau électrique, équivalent au quotient de l'ensemble des coûts du réseau (y compris la dette amortie) sur la production totale modélisée. Se mesure en dollars par MWh ou en cents par kWh.

variables du scénario de référence : les dépenses en électricité des ménages, les tarifs volumétriques, les charges fixes, et les coûts totaux d'électricité pour les ménages.

Pour répondre à la quatrième question, nous avons comparé différentes structures de tarification et politiques de financement du réseau afin de trouver les meilleurs outils stratégiques pour atténuer les problèmes d'équité causés par les coûts croissants du réseau. Le scénario de référence correspond au maintien des modèles de tarification provinciaux en vigueur. Parmi les autres scénarios, nous avons examiné trois scénarios de conception tarifaire et deux scénarios de financement du réseau. Ces avenues politiques ne sont pas mutuellement exclusives et peuvent être combinées. Bien qu'elles ne constituent pas une liste exhaustive des options, elles illustrent néanmoins les façons dont une intervention stratégique peut atténuer certaines répercussions négatives des investissements carboneutres sur l'équité.

Les scénarios de conception tarifaire explorent la possibilité de convertir les coûts de transport et de distribution en charges fixes plutôt que de les intégrer (en tout ou en partie) aux tarifs volumétriques. Les options se divisent comme suit : 1) charges fixes uniformes pour tous les ménages; 2) charges fixes sous condition de ressources (augmentant avec le revenu) reproduisant la progression de la TPS selon le revenu; et 3) charges fixes sous condition de ressources reproduisant la progression de l'impôt fédéral sur le revenu des particuliers. En l'absence d'un objectif distributif clair, ces scénarios illustrent les considérations d'équité implicites de la tarification actuelle et des trois conceptions proposées.

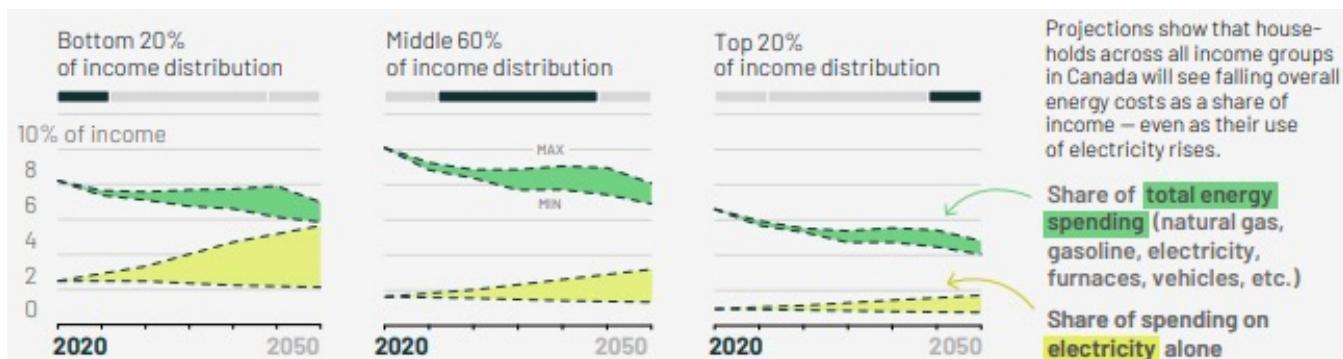
Nous examinons aussi deux scénarios dans lesquels les gouvernements financent 50 % des investissements carboneutres. Ceux-ci s'appuient sur la notion que la décarbonisation par l'électrification et la réduction des émissions dans le secteur de l'électricité sont des cibles politiques plutôt que des objectifs du réseau (ou des autorités de réglementation). De plus, les gouvernements sont potentiellement mieux placés que les entreprises privées pour absorber ces coûts, car ils bénéficient de coûts d'emprunt moindres et d'une assiette fiscale supérieure aux assiettes tarifaires privées. Notre analyse fait abstraction de la mise en œuvre du financement gouvernemental du réseau électrique et s'attarde plutôt aux coûts nets pour les ménages lorsqu'on fait entrer en balance ce 50 % de financement public (les coûts nets pour les ménages comprennent les dépenses en électricité et le surplus d'impôt prélevé pour couvrir les investissements). Les deux scénarios se divisent comme suit : 1) hausse de l'impôt fédéral sur le revenu des particuliers; et 2) hausse de l'impôt provincial sur le revenu des particuliers. Le financement public a été fixé à 50 % de manière arbitraire, l'objectif n'étant que d'illustrer les effets sur l'équité et les disparités interprovinciales de ce mécanisme de financement des investissements dans le réseau.

S'il est vrai que la consommation d'électricité augmentera, les dépenses totales en électricité des ménages ne suivront pas forcément. La création d'un réseau électrique carboneutre requerra des investissements majeurs qui se répercuteront sur les tarifs d'électricité, mais l'ampleur et la portée de ceux-ci différeront d'une province à l'autre, car ils dépendront du coût des technologies de production, de stockage et de transport. Les provinces thermiques qui dépendent actuellement du charbon, du gaz naturel ou du mazout pour une grande partie de la production d'électricité (Alberta, Saskatchewan, Ontario et provinces atlantiques) sont plus vulnérables à la hausse des tarifs volumétriques (cents par kWh) et des dépenses en électricité. Cependant, même les ménages à faible revenu des provinces hydroélectriques pourraient voir leurs dépenses augmenter entre 2020 et 2050. La conception tarifaire et les approches de financement seront déterminantes pour les conséquences distributives de ce changement.

Mais il ne faut pas oublier que le système énergétique complet subira une transformation. La consommation accrue d'électricité sera équilibrée par l'abandon de l'essence, du gaz naturel et d'autres combustibles fossiles. Ainsi, malgré la hausse probable des dépenses en électricité, les dépenses totales en énergie risquent de diminuer (Dion et coll., 2022).

Figure 1

Dépenses en énergie, en pourcentage du revenu, de 2020 à 2050



Source: Dion et al. (2022).

Certaines politiques – générales et ciblées – sont déjà en place pour préserver l'abordabilité de l'énergie au Canada. Parmi les politiques directes et ciblées, on compte les remises sur la facturation sous condition de ressources, comme le Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (Commission de l'énergie de l'Ontario, s. d.-b), et les programmes d'aide financière d'urgence, comme le Programme d'aide aux impayés d'énergie de l'Ontario (Commission de l'énergie de l'Ontario, s. d.-a) ou le programme albertain Emergency Needs Allowance (gouvernement de l'Alberta, s. d.). D'autres politiques sont temporaires et ciblées, comme le congé fiscal de l'Alberta pour la taxe sur les carburants (gouvernement de l'Alberta, 2022). Les politiques indirectes et ciblées peuvent prendre la forme de subventions pour les investissements écoénergétiques, comme les programmes Better Homes et Home Renovation Rebate de CleanBC (CleanBC, s. d.), le programme sous condition de ressources Energy Efficiency Assistance du Manitoba (Efficacité Manitoba, s. d.), et les initiatives inspirées du programme Property Assessed Clean Energy (p. ex. Clean Energy Improvement à Edmonton [Ville d'Edmonton, s. d.] ou Solar City à Halifax [Municipalité régionale d'Halifax, s. d.]). Il existe aussi des mesures plus générales, dont les remboursements sous condition de ressources, comme le crédit d'impôt de la Colombie-Britannique, ou les prestations forfaitaires pour la taxe sur le carbone, comme l'incitatif à agir pour le climat du gouvernement fédéral. Toutefois, les enjeux de la pauvreté et de l'abordabilité énergétiques sont peu étudiés au Canada, où il n'existe d'ailleurs aucune définition officielle de la pauvreté énergétique (Shaffer et Winter, 2020; Das et coll., 2022; Das, Martiskainen et Li, 2022). Nous tâchons donc d'éclairer la question de l'abordabilité actuelle et future et de démontrer l'efficacité des mesures stratégiques pour rendre la transition carboneutre plus équitable et assurer l'abordabilité de l'électricité à plus long terme au Canada.

Dans cette étude, nous discutons d'abord des dépenses actuelles en électricité des ménages, ainsi que du fardeau relatif et de l'abordabilité de l'électricité. Nous présentons ensuite brièvement nos projections pour la consommation d'électricité résidentielle, les tarifs d'électricité résidentielle et les coûts pour les ménages, de même que les méthodes de modélisation employées. Puis, nous examinons les conséquences distributives pour les ménages des coûts anticipés, selon divers scénarios de tarification, ainsi que les effets des différents scénarios de financement sur les dépenses en électricité, les tarifs variables et les coûts fixes. Enfin, nous résumons nos résultats principaux.

CONSOMMATION ET ABORDABILITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ AU CANADA : ÉTAT DES LIEUX

Dans cette section, nous examinerons les dépenses actuelles des ménages à l'aide des microdonnées de 2017 de la Base de données et Modèle de simulation de politiques sociales (BD/MSPS) de Statistique Canada. La portion « base de données » (la BDSPS) est « une base non confidentielle, statistiquement représentative, de données sur des particuliers canadiens dans leur contexte familial » (Statistique Canada, 2018). Rassemblant des données de plusieurs sources, la BDSPS est la seule base de données intégrée présentant des statistiques sur le revenu, l'impôt, les dépenses, l'emploi et les caractéristiques socioéconomiques³. Ses données forment l'assise de notre analyse des répercussions des investissements dans la carboneutralité sur les coûts résidentiels d'électricité, des conséquences distributives d'un réseau électrique changeant et des implications pour les ménages des politiques de partage des coûts d'investissement. Avec ses riches jeux de données représentatifs des ménages de chaque province, la BD/MSPS convenait parfaitement aux besoins de l'étude.

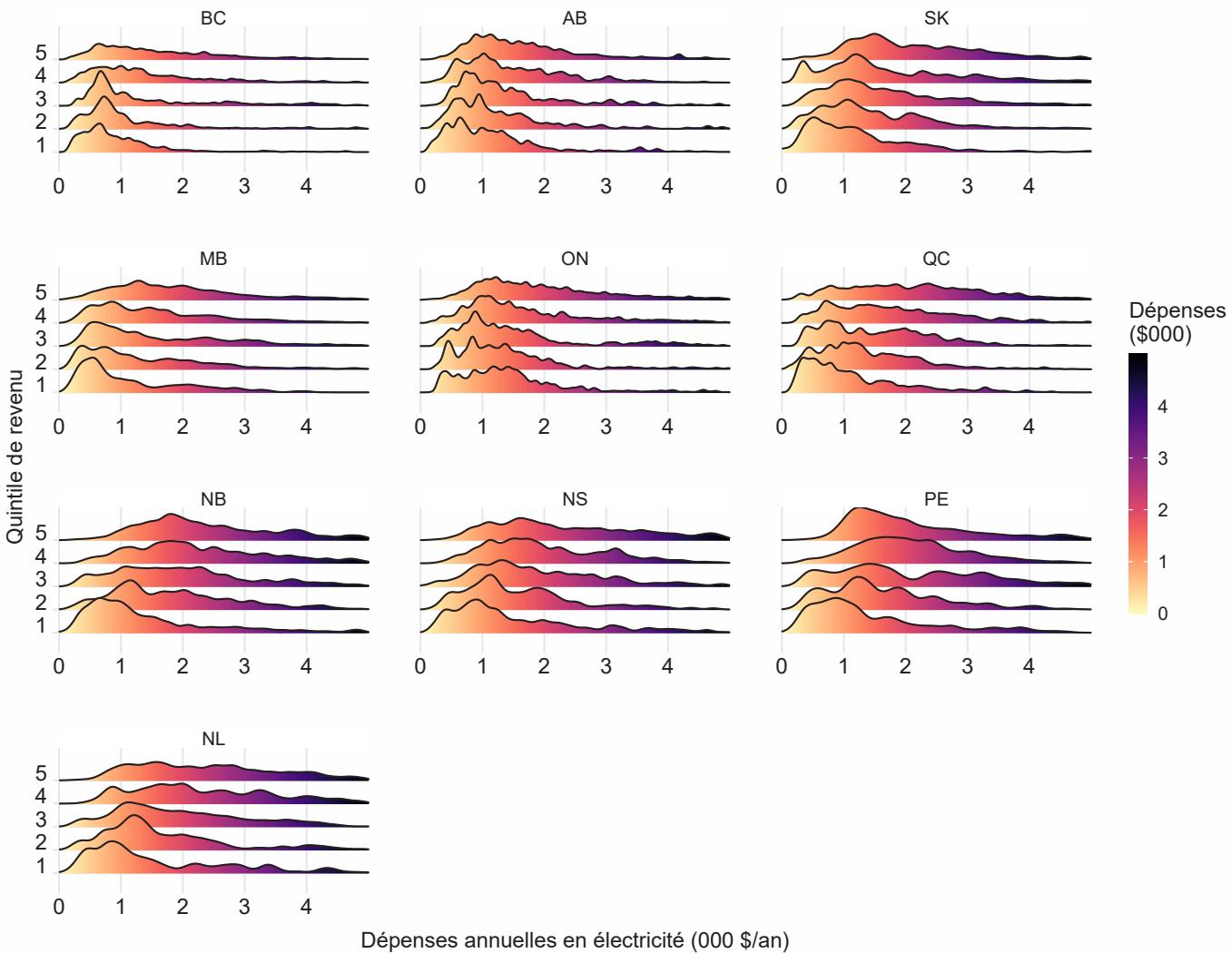
La figure 2 présente les dépenses annuelles en électricité des ménages par province et par quintile de revenu au sein des provinces, excluant les ménages sans dépenses en électricité⁴. Dans la plupart des provinces, la majorité des ménages du premier quintile (revenu le plus faible) dépensent entre 1 \$ et 1 000 \$ par an en électricité, comme l'indique le gros pic entre 0 et 1. Dans le cinquième quintile (revenu le plus élevé), la ligne plus plane révèle des dépenses plus variables; les ménages sont répartis presque également dans la fourchette de 500 \$ à 3 000 \$. Notons toutefois que cette figure présente les dépenses totales, sans égard aux rôles relatifs de la consommation, des charges fixes et du tarif volumétrique. Nous y reviendrons plus loin.

³ Ces données sont synthétiques, c'est-à-dire qu'elles sont aggrégées de plusieurs sources (Enquête canadienne sur le revenu, déclarations de revenus personnelles, historique des demandes à l'assurance-emploi et Enquête sur les dépenses des ménages) dont les jeux de données ne sont pas liés les uns aux autres. Néanmoins, la base de données est spécialement conçue pour être représentative de la réalité.

⁴ Les coûts d'électricité de ces ménages sont généralement inclus dans les coûts du logement (loyer qui comprend l'électricité).

Figure 2

Dépenses annuelles en électricité pour 2017, par province et par quintile de revenu (milliers de dollars de 2022)



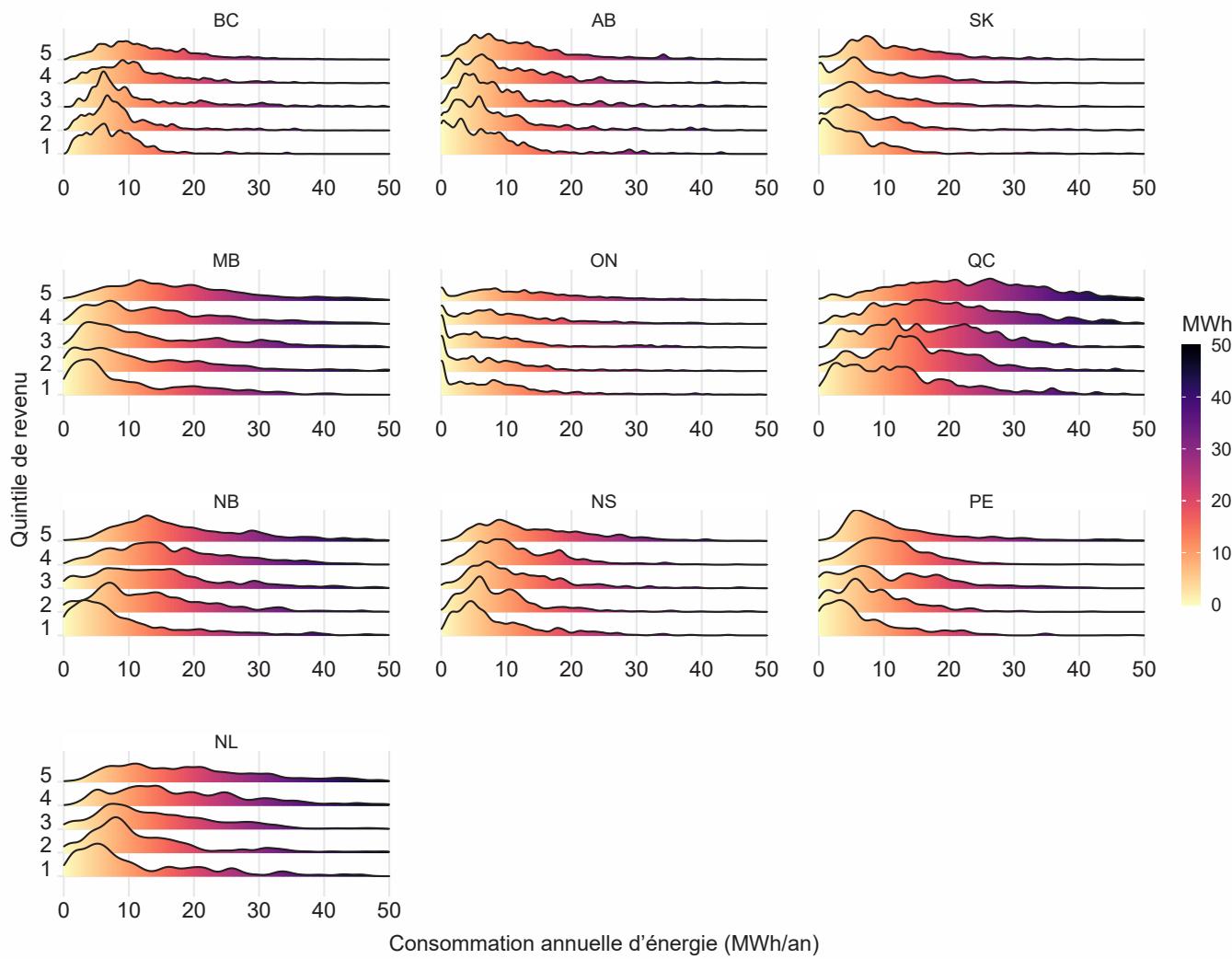
Note : L'axe vertical se divise en cinq quintiles de revenu (regroupements égaux de ménages selon le revenu) représentant chacun 20 % de la population provinciale. Le quintile 1 comprend les 20 % des ménages aux revenus les plus faibles. L'axe horizontal montre les dépenses annuelles en électricité, en milliers de dollars indexés de 2022. Sont exclus les ménages qui n'ont pas de dépenses en électricité. La hauteur de la courbe illustre le nombre de ménages compris dans une fourchette le long de l'axe horizontal. Les dépenses sont calculées avant les taxes de consommation. Les quintiles au sein des provinces sont décidés par le revenu total avant imposition.

La figure 3 présente la consommation annuelle d'électricité des ménages en mégawattheure (MWh), par province et par quintile de revenu au sein des provinces, excluant les ménages sans dépenses en électricité⁵. La plupart des ménages consomment 10 MWh ou moins par année. Le modèle de distribution de la figure 2 est différent de celui de la figure 1 (dépenses), présentant des fourchettes plus serrées, particulièrement chez les ménages à faible revenu. Soulignons que les provinces « hydroélectriques », où l'énergie hydraulique est la principale source d'électricité (Colombie-Britannique, Manitoba, Québec, Terre-Neuve-et-Labrador), suivent généralement une distribution de consommation plus plane et étendue, éventuel signe d'une électrification plus avancée.

⁵ Puisque nous avons estimé la consommation à partir des dépenses, nous n'avons pas de données pour les ménages dont les coûts d'électricité sont inclus dans les coûts du logement.

Figure 3

Consommation annuelle d'électricité pour 2017, par province et par quintile de revenu (MWh)

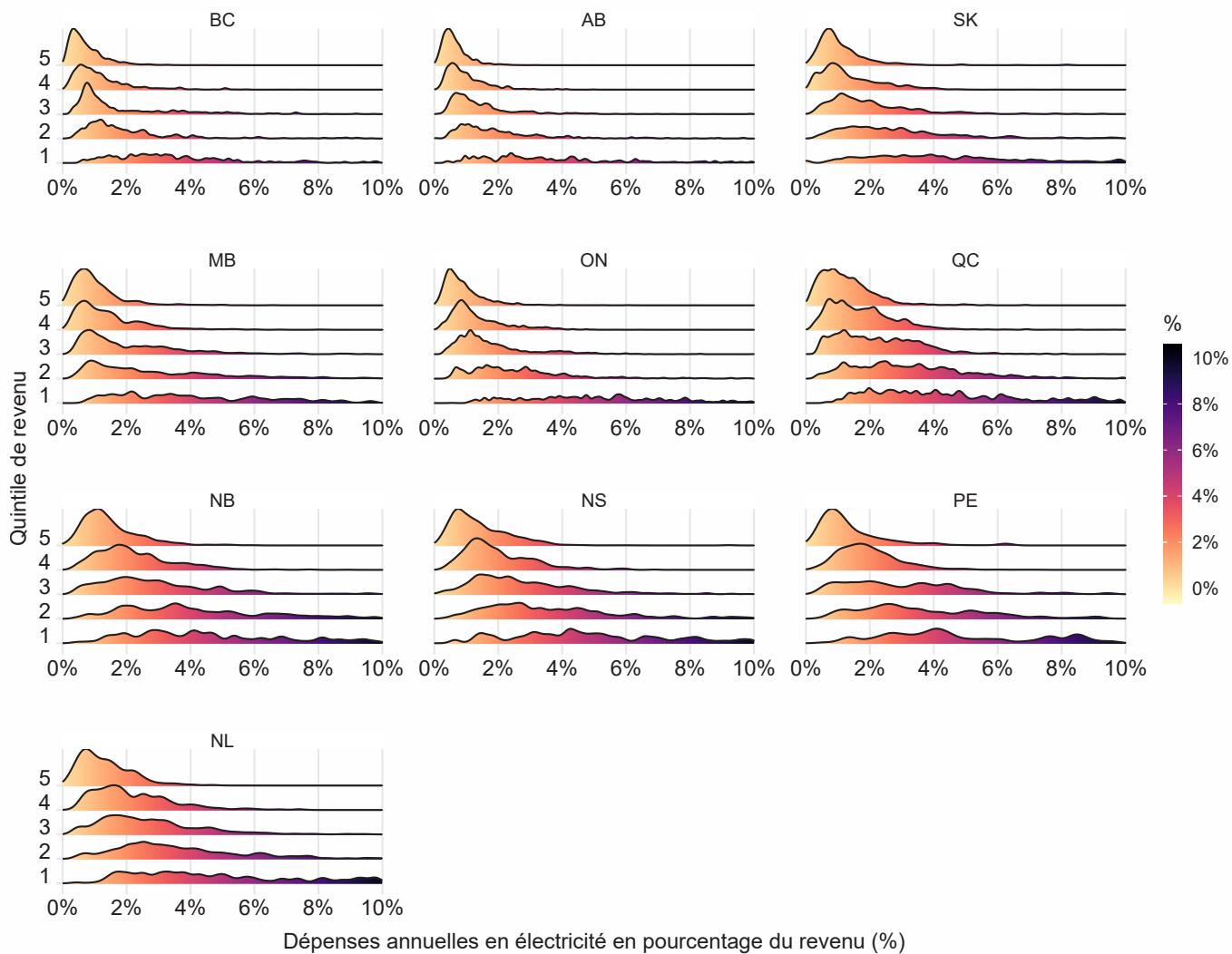


Note : L'axe vertical se divise en cinq quintiles de revenu (regroupements égaux de ménages selon le revenu) représentant chacun 20 % de la population provinciale. Le quintile 1 comprend les 20 % des ménages aux revenus les plus faibles. Les quintiles sont décidés par le revenu total avant imposition. L'axe horizontal montre la consommation annuelle d'électricité, estimée à partir des dépenses des ménages et des tarifs en vigueur dans chaque province (voir le tableau 1 de l'annexe II pour les tarifs exacts). Sont exclus les ménages qui n'ont pas de dépenses en électricité. La hauteur de la courbe illustre le nombre de ménages compris dans une fourchette le long de l'axe horizontal.

La figure 4 présente les dépenses annuelles en électricité des ménages, en pourcentage du revenu, par province et par quintile de revenu au sein des provinces. Ces données permettent de mesurer le fardeau relatif des dépenses en électricité. En convertissant les dépenses en pourcentages, on constate qu'elles sont proportionnellement plus importantes dans les quintiles de revenu les plus faibles : elles représentent 0 à 2 % des revenus dans les quintiles les plus élevés, contre 2 à 10 % ou plus dans les plus faibles. Ainsi, supposant une distribution égale des autres dépenses, une hausse proportionnelle ou uniforme des coûts de l'électricité toucherait davantage les ménages à faible revenu. Si les revenus ne connaissent pas de majoration correspondante, une telle hausse risquerait de limiter le pouvoir d'achat de ces ménages.

Figure 4

Dépenses annuelles en électricité, en pourcentage du revenu

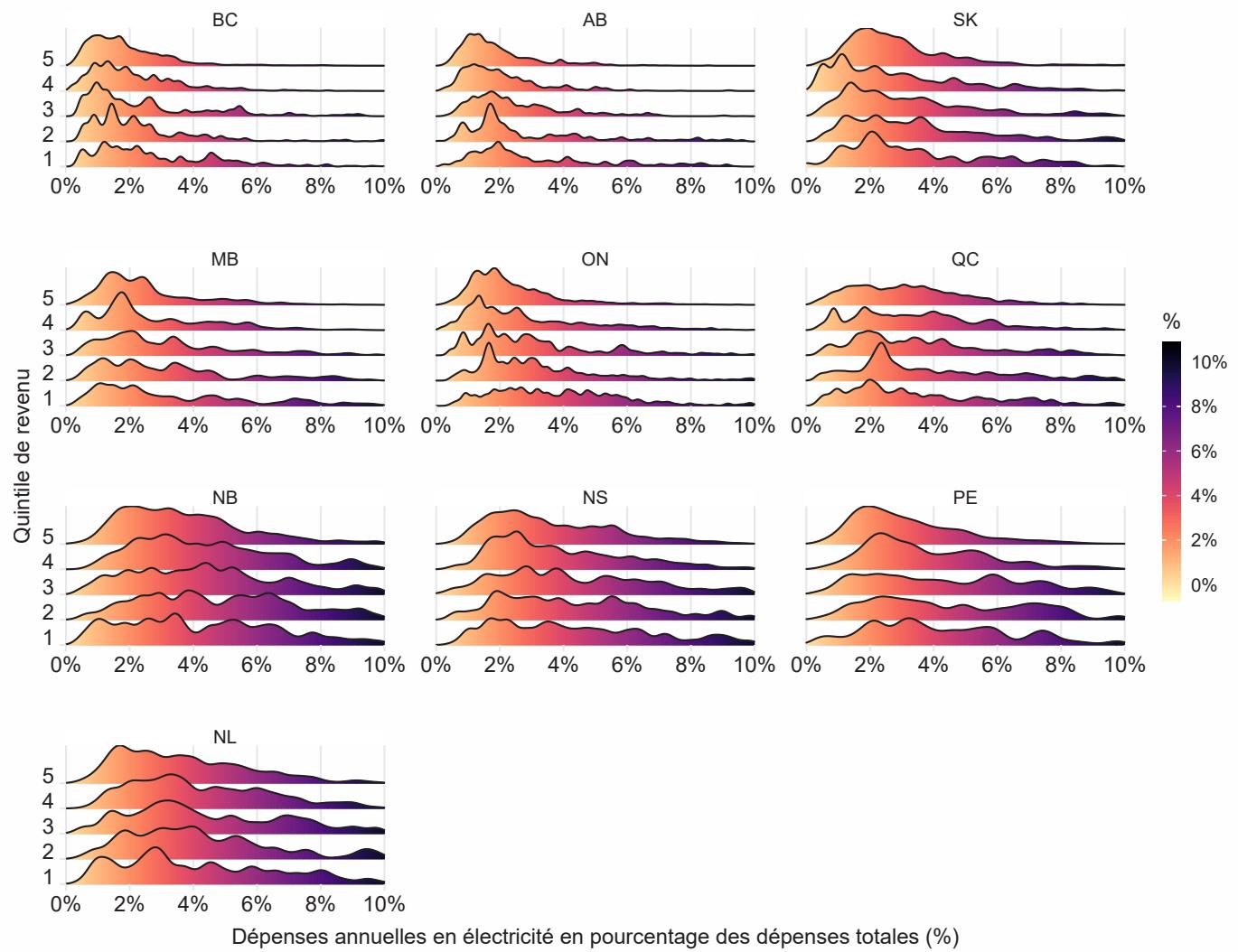


Note : L'axe vertical se divise en cinq quintiles de revenu (regroupements égaux de ménages selon le revenu) représentant chacun 20 % de la population provinciale. Le quintile 1 comprend les 20 % des ménages aux revenus les plus faibles. Les quintiles sont décidés par le revenu total avant imposition. L'axe horizontal montre les dépenses annuelles en électricité, en pourcentage du revenu. Sont exclus les ménages qui n'ont pas de dépenses en électricité. La hauteur de la courbe illustre le nombre de ménages compris dans une fourchette le long de l'axe horizontal.

On peut aussi mesurer le fardeau des coûts d'électricité en proportion des dépenses totales (figure 5). Certaines personnes sont à la retraite ou perçoivent temporairement un revenu moindre (p. ex. congé parental). Ainsi, la proportion des dépenses peut fournir un meilleur portrait du fardeau relatif (Poterba, 1989). En regardant les dépenses plutôt que le revenu, on obtient un tableau plus juste des répercussions des coûts sur toute la durée de vie des ménages. Cette façon de procéder révèle une distribution entre les quintiles plus équitable qu'à la figure 4 (pourcentage du revenu). La tendance se maintient néanmoins, les ménages à faible revenu consacrant une plus grande part de leur budget à l'électricité que les plus aisés.

Figure 5

Dépenses annuelles en électricité, en pourcentage des dépenses totales



Note : L'axe vertical se divise en cinq quintiles de revenu (regroupements égaux de ménages selon le revenu) représentant chacun 20 % de la population provinciale. Le quintile 1 comprend les 20 % des ménages aux revenus les plus faibles. Les quintiles sont décidés par le revenu total avant imposition. L'axe horizontal montre les dépenses annuelles en électricité, en pourcentage des dépenses totales. La hauteur de la courbe illustre le nombre de ménages compris dans une fourchette le long de l'axe horizontal. Les dépenses (totales et en électricité) sont calculées avant les taxes de consommation.

Ensemble, ces figures révèlent que, même si les dépenses en électricité augmentent avec le revenu, elles accaparent une plus grande proportion du revenu et des dépenses totales des ménages à faible revenu, qui ont donc moins de marge pour s'adapter aux augmentations des coûts d'électricité. Et bien que les modélisations prédisent une diminution des dépenses totales en énergie (électricité, gaz naturel, essence, mazout domestique) à long terme (Dion et coll, 2022), l'électrification croissante entraînera une hausse des coûts pour les ménages moins aisés si le gouvernement n'intervient pas. Maintenant, voyons l'effet des investissements dans la carboneutralité sur les coûts du réseau, les tarifs d'électricité et les dépenses des ménages.

LES PRESSIONS DE LA CARBONEUTRALITÉ SUR LES COÛTS D'ÉLECTRICITÉ

Dans cette section, nous présentons brièvement nos projections des coûts des investissements dans le réseau électrique, des coûts moyens de la production, et des pressions se répercutant sur les tarifs résidentiels (tarif volumétrique et charges fixes) et les coûts pour les ménages, de même que les méthodes employées. Ces dernières sont explorées davantage à l'annexe I.

Modélisation des pressions sur les coûts de la production d'électricité

Les pressions sur les coûts de la production d'électricité sont les changements anticipés dans les coûts moyens de la production en raison de l'évolution des coûts de production, de distribution, de transport et de stockage. Elles se composent de charges fixes et variables. Les charges fixes comprennent les coûts d'investissement (passés, présents et futurs) dans le réseau électrique lui-même, soit dans les centrales, les infrastructures d'énergie éolienne et solaire, les installations hydroélectriques, les lignes de transport et de distribution et les installations de stockage d'énergie. Les coûts d'investissement sont répartis entre les utilisateurs et dans le temps, principalement sous forme de dette. L'entretien du réseau électrique implique aussi certains coûts fixes d'opération et de maintenance. Les charges variables sont les combustibles pour les centrales thermiques, la taxe sur le carbone applicable aux combustibles fossiles et les coûts variables d'opération et de maintenance.

Pour comprendre l'évolution des coûts de la production, nous avons utilisé les données de trois organismes de modélisation : la Régie de l'énergie du Canada, l'Electric Power Research Institute et ESMIA (Institut de l'énergie Trottier). Ces organismes ont créé divers scénarios pour projeter l'avenir de l'électricité dans différentes provinces et régions du Canada. De ces scénarios, nous avons retenu ceux qui se rapprochaient le plus de l'objectif de carboneutralité d'ici 2050. Les équipes de modélisation ont projeté plusieurs coûts, dont les dépenses en immobilisations pour la production, le transport et la distribution, les coûts fixes et variables d'opération et de maintenance et les coûts des combustibles.

Nous avons ensuite utilisé les résultats des modélisations pour projeter les investissements dans la carboneutralité du réseau électrique dans chaque

province⁶. Toutefois, notre analyse ne tient pas compte des coûts pour renforcer la résilience aux changements climatiques du réseau, si bien que les coûts totaux entre 2020 et 2050 pourraient être supérieurs à nos estimations. Les particularités et les hypothèses propres à chaque modèle sont définies dans les rapports publiés par les organismes (Régie de l'énergie du Canada, 2021b; Electric Power Research Institute, 2021; Langlois-Bertrand et coll., 2021). Les hypothèses et le contenu de ces rapports sont aussi résumés dans Lee, Dion et Guertin (2022). Pour créer une mesure complète des coûts anticipés reflétant aussi les coûts d'investissement passés, nous avons ajouté aux résultats des modélisations les dettes existantes et projetées des fournisseurs provinciaux d'électricité⁷. À partir de cette mesure, nous avons calculé les coûts moyens de la production d'électricité (coûts fixes et variables) pour chaque modèle. Les coûts moyens correspondent aux estimations des coûts de la production dans chaque province.

La figure 6 présente l'évolution projetée des coûts moyens de 2020 à 2050. La ligne noire représente la moyenne des trois modèles, et la bande grise, les estimations maximales et minimales pour chaque année. On prévoit une hausse probable des coûts de la production dans la plupart des provinces, mais il est aussi possible que les coûts demeurent stables ou diminuent. La figure illustre également les écarts interprovinciaux dans les coûts actuels de la production, qui se répercuteront sur les conséquences distributives. Par exemple, les réseaux du Québec et du Manitoba ont des coûts de base moins élevés, si bien que même avec les investissements à venir, les coûts de la production dans ces provinces devraient demeurer sous la moyenne *actuelle* (2020) de l'Ontario. Les investissements dans la carboneutralité n'auront pas la même incidence sur les coûts dans toutes les provinces : les hausses risquent d'être plus importantes dans les provinces thermiques, dont la production d'électricité dépend largement des combustibles fossiles, soit l'Alberta, la Saskatchewan, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse, plus l'Île-du-Prince-Édouard, qui importe de l'électricité thermique. Ces provinces devront opérer les plus grands changements dans leur réseau électrique – et donc consentir plus d'investissements. Notons que les trois modèles utilisés pour estimer l'augmentation des coûts reposent sur des hypothèses différentes; certains des scénarios à faibles coûts supposent une forte adoption d'énergies renouvelables peu coûteuses, ce qui explique les fourchettes de projections plus larges pour les provinces thermiques, où la composition du futur réseau électrique est encore floue.

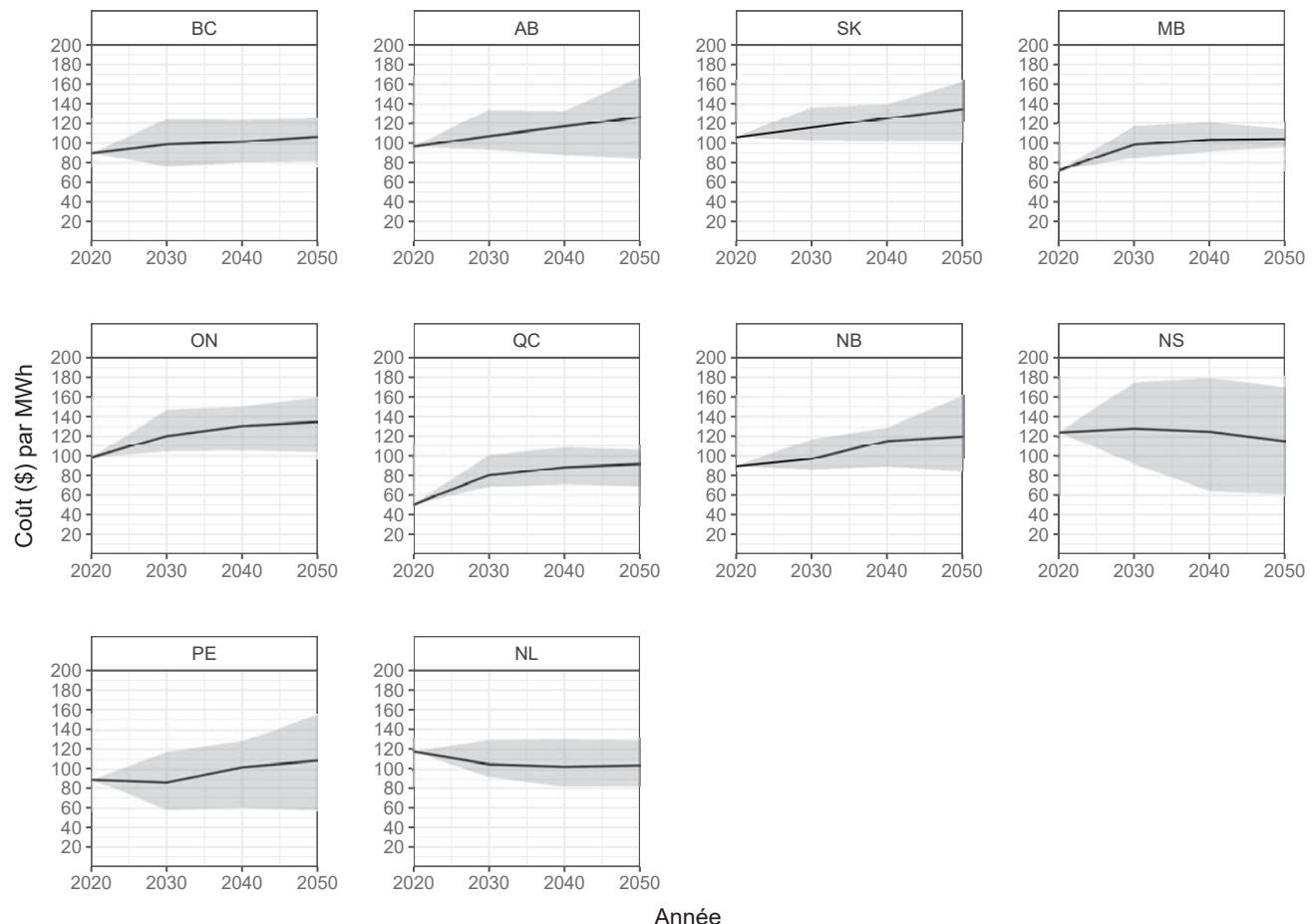


⁶ Le modèle de l'Electric Power Research Institute regroupe le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador en une même région, et la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard en une seconde. Nous avons désagrégé les résultats par province.

⁷ Les données ne sont pas complètes, mais nous avons déterminé la dette à long terme du principal fournisseur de chaque province, que nous avons ensuite utilisée pour calculer l'endettement annuel par MWh et ajuster les tarifs en conséquence.

Figure 6

Coûts moyens de la production d'électricité, de 2020 à 2050, en \$/MWh (dollars indexés de 2022)



Note : Évolution des coûts moyens de la production au fil des ans. Les coûts moyens équivalent aux coûts modélisés (y compris la dette amortie) divisés par la production totale modélisée. La ligne noire représente la moyenne des trois modèles, et la bande grise, les estimations maximales et minimales pour chaque année.

Mesure des pressions moyennes sur les coûts résidentiels

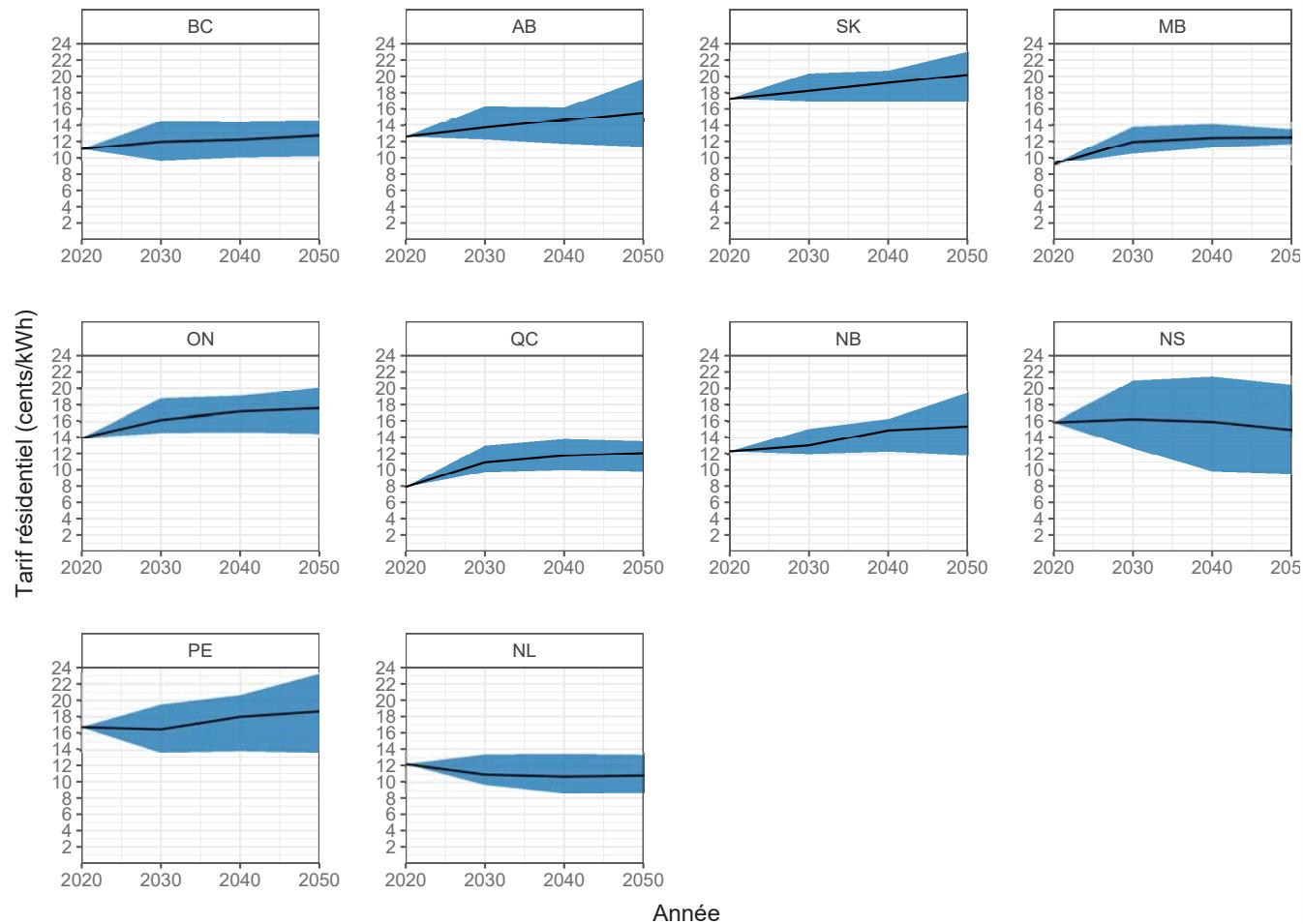
Les pressions sur les coûts résidentiels sont les changements anticipés dans les coûts moyens de l'électricité résidentielle (tarif volumétrique et charges fixes) en raison de l'évolution des coûts de production, de distribution, de transport et de stockage. Elles diffèrent des pressions sur les coûts de la production d'électricité, car bien que les utilisateurs résidentiels, commerciaux et industriels se partagent les coûts du réseau électrique, ces derniers ne sont pas toujours répartis également entre les groupes de tarification.

Généralement, les utilisateurs résidentiels sont interfinancés par les autres groupes; les clients commerciaux et industriels assument une plus grande part des coûts proportionnellement à leur consommation. De plus, la consommation résidentielle entraîne plus de coûts de production que la moyenne en raison du fardeau administratif et d'autres éléments non compris dans les modèles. Aussi avons-nous ajouté aux projections de la figure 6 une majoration constante adaptée à chaque province pour rendre compte des différences dans les coûts moyens de la production et de l'électricité résidentielle. Cette majoration, propre à chaque modèle, équivaut à l'écart entre les coûts

moyens pour les ménages selon les tarifs d'aujourd'hui et les coûts moyens modélisés de la production. La figure 7 présente les résultats modifiés, qui suivent une tendance très similaire à ceux de la figure 6. La ligne noire représente la moyenne des trois moyennes résidentielles estimées, et la bande bleue, les estimations maximales et minimales pour chaque année. Les coûts illustrés correspondent aux tarifs moyens d'électricité résidentielle, la valeur par kWh englobant à la fois le tarif volumétrique et les charges fixes.

Figure 7

Pressions moyennes sur les coûts résidentiels, de 2020 à 2050 (cents indexés de 2022/kWh)



Note : Évolution des coûts résidentiels moyens au fil des ans. Les fourchettes de coûts ont été créées en multipliant les coûts moyens du réseau par un taux d'inflation propre à chaque province pour chaque modèle et année. Le taux d'inflation de chaque province a été calculé à partir du tarif résidentiel et des coûts du réseau enregistrés en 2020 (ou à l'année la plus récente). Les coûts moyens comprennent les charges fixes et les charges volumétriques. La ligne noire représente la moyenne des trois modèles, et la bande bleue, les estimations maximales et minimales pour chaque année.

Pour chacun des trois modèles, l'estimation centrale prévoit une hausse mineure des coûts résidentiels moyens dans la majorité des provinces, soit 2¢ à 4¢ par kWh (dollars indexés de 2022). Le changement sur 30 ans est minime, et dans bien des provinces, il est possible que les coûts résidentiels demeurent stables, voire diminuent. Les variations importantes dans les projections signifient cependant que, si la consommation demeure la même, les coûts totaux pour les ménages pourraient rester stables, diminuer ou augmenter. Mais avec l'électrification, c'est cette dernière option qui est la plus plausible. Nous couvrirons les effets cumulatifs dans la prochaine section.

Estimation des coûts pour les ménages

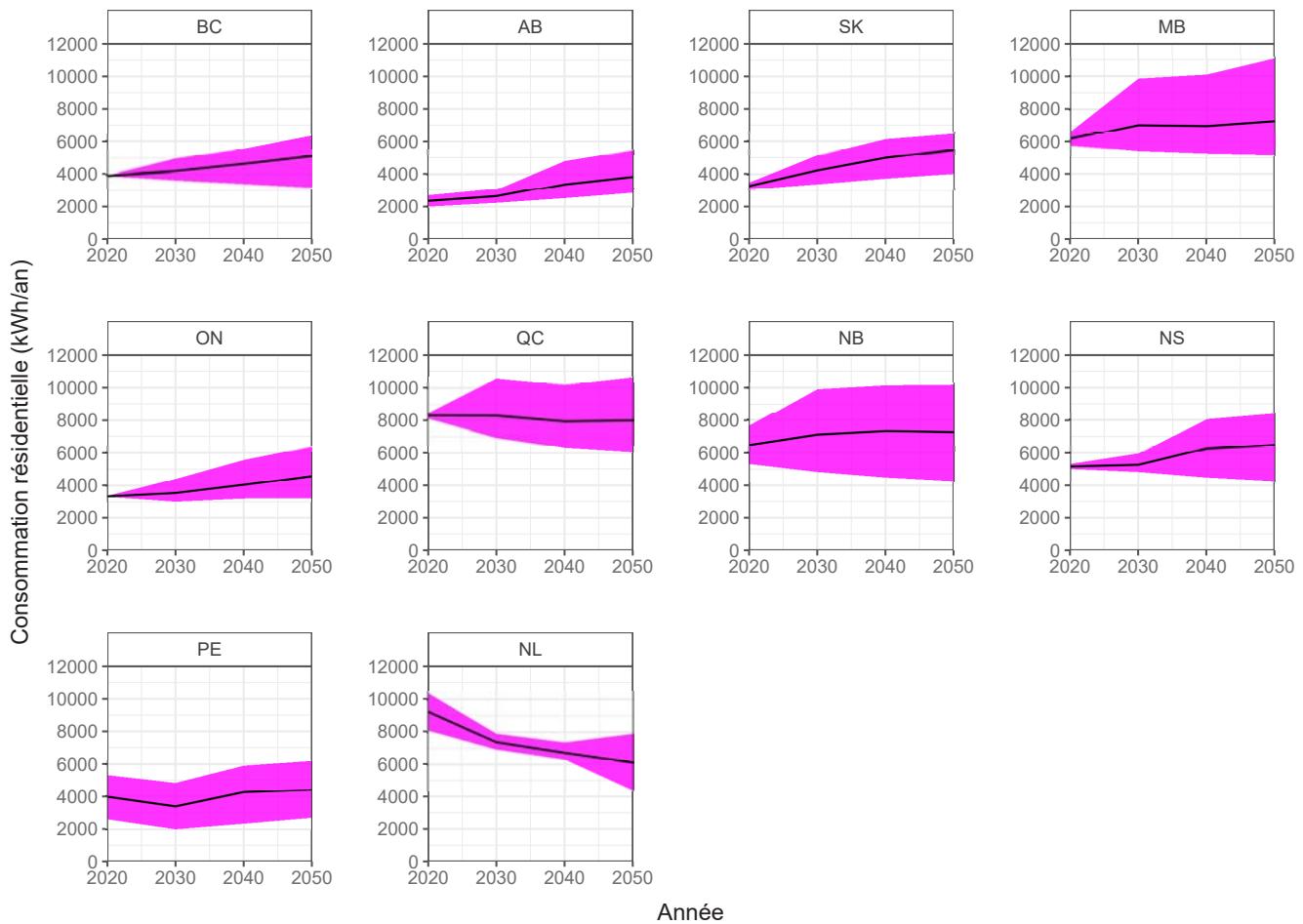
Les coûts totaux pour les ménages dépendent des prix et de la consommation. Dans la section précédente, nous avons décrit les changements projetés des tarifs moyens d'électricité résidentielle; dans celle-ci, nous examinerons l'évolution projetée de la consommation et la pleine portée des répercussions sur la facture des ménages. Les trois modèles anticipent que les ménages augmenteront en moyenne leur consommation, en raison des véhicules et du chauffage électriques. Cependant, la correspondance entre les types d'énergie n'est pas biunivoque : les véhicules électriques et les thermopompes sont considérablement plus écoénergétiques que les moteurs à combustion interne et le chauffage au gaz naturel ou au mazout domestique (Régie de l'énergie du Canada, 2021a; Ressources naturelles Canada, 2021). Cela explique en partie la réduction probable des dépenses totales en énergie pour les ménages canadiens (voir la figure 1). Cette efficacité énergétique viendra tempérer la hausse de la demande d'électricité. En outre, comme l'illustre la figure 7 plus haut, il est possible que les tarifs moyens d'électricité résidentielle diminuent.

Les trois modèles projettent les changements de la demande d'électricité et de la population dans toutes les provinces ou régions. Nous avons utilisé ces données pour calculer la demande d'électricité actuelle et anticipée par personne (figure 8) et établir un taux de croissance pour la demande d'électricité résidentielle. À la figure 8, la ligne noire représente la moyenne des trois modèles, et la bande rose, les projections maximales et minimales de la demande par personne. Ces projections supposent que la composition des ménages demeure sensiblement la même de 2020 à 2050 et emploient le taux de croissance par personne pour déterminer la croissance de la consommation des ménages dans chaque province. Cela signifie que le taux de croissance est le même pour tous les ménages d'une province, sans égard au revenu.



Figure 8

Consommation d'électricité résidentielle par personne, de 2020 à 2050



Note : Évolution de la consommation d'électricité par personne. La ligne noire représente la moyenne des trois modèles, et la bande rose, les projections maximales et minimales pour chaque année. Le déclin projeté de la consommation par personne à Terre-Neuve-et-Labrador semble être attribuable aux hypothèses de modélisation.

En combinant la consommation actuelle à la figure 3 et les projections de la figure 8 aux pressions sur les coûts résidentiels de la figure 7, on peut estimer l'évolution des dépenses annuelles en électricité des ménages. La figure 9 présente ces résultats, utilisant les tarifs de 2021 pour représenter les coûts « actuels » et normalisant le tout en dollars de 2020 pour montrer la progression des dépenses⁸. Comme plus haut, la ligne noire représente la moyenne des trois modèles, et la bande violette, l'écart entre la moyenne des prédictions de coûts élevés et celle des prédictions de coûts minimaux pour chaque année.

Selon la figure, l'évolution des dépenses en électricité ne sera pas égale entre les provinces. En effet, les ménages de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba, de l'Ontario et du Québec verront tous leurs dépenses augmenter, mais l'augmentation exacte différera largement d'une province à l'autre. Par contraste, les ménages de la Colombie-Britannique et du Nouveau-Brunswick pourraient voir leurs dépenses rester stables ou augmenter, et ceux de l'Île-du-Prince-Édouard et de la Nouvelle-Écosse sont confrontés à une grande incertitude – leurs dépenses pourraient augmenter ou diminuer. Terre-Neuve-et-Labrador est la seule province où l'on projette une baisse. Les dépenses en électricité pourraient doubler par rapport aux dépenses de 2020 dans plusieurs provinces (Colombie-Britannique,

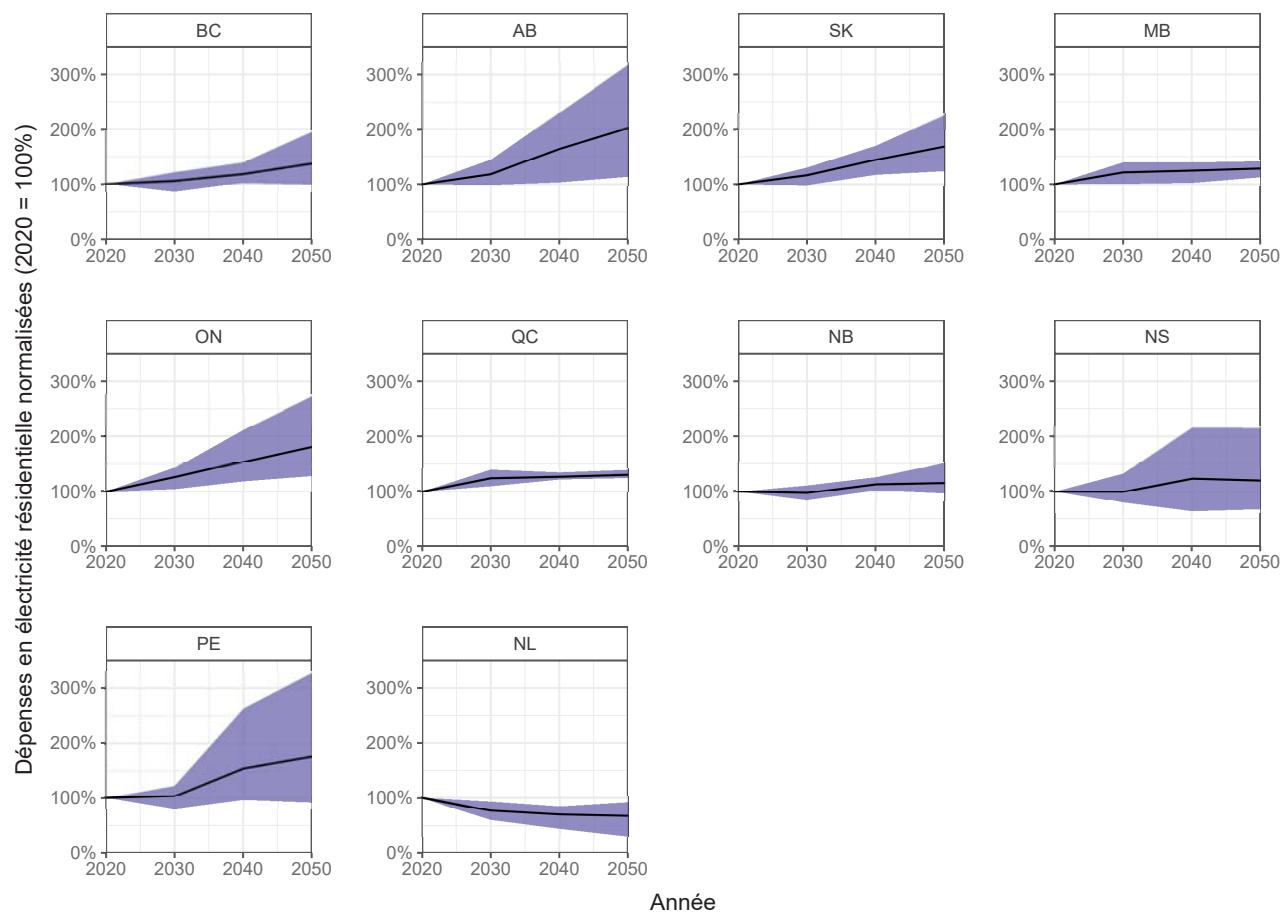
⁸ Les tarifs volumétriques et les charges fixes de 2021 dans chaque province sont indiqués au tableau 2 de l'annexe II.

Saskatchewan, Ontario et Nouvelle-Écosse), et même tripler en Alberta et à l'Île-du-Prince-Édouard. Cependant, dans tous les cas, les dépenses demeurent presque inchangées selon les projections minimales.

De plus, deux facteurs viennent tempérer les résultats de la figure 9, si bien qu'il n'y ait pas immédiatement raison de s'alarmer. Premièrement, comme mentionné plus haut, les dépenses en combustibles fossiles diminueront à mesure que les dépenses en électricité augmenteront, de sorte que la montée à la figure 9 n'indique pas une hausse nette des dépenses totales⁹. Deuxièmement, les coûts d'électricité n'augmenteront pas seuls : les revenus devraient aussi croître. Néanmoins, comme certaines provinces pourraient être confrontées à des hausses considérables, il est important de réfléchir aux façons dont les investissements dans le réseau électrique sont financés et les tarifs d'électricité décidés. Penchons-nous maintenant sur les conséquences distributives de l'évolution des dépenses en électricité.

Figure 9

Étendue des changements possibles aux dépenses en électricité, de 2020 à 2050



Note : Évolution des dépenses moyennes en électricité des ménages par rapport à 2020. Cette figure rend compte des changements dans la consommation et dans les coûts. La consommation de référence est calculée à partir des dépenses, des tarifs volumétriques et des charges fixes de 2017, et les tarifs volumétriques et les charges fixes de référence sont ceux de 2021. Les coûts et la consommation ont été mis à l'échelle comme indiqué plus haut. La ligne noire représente la moyenne des trois modèles, et la bande violette, les estimations maximales et minimales pour chaque année.

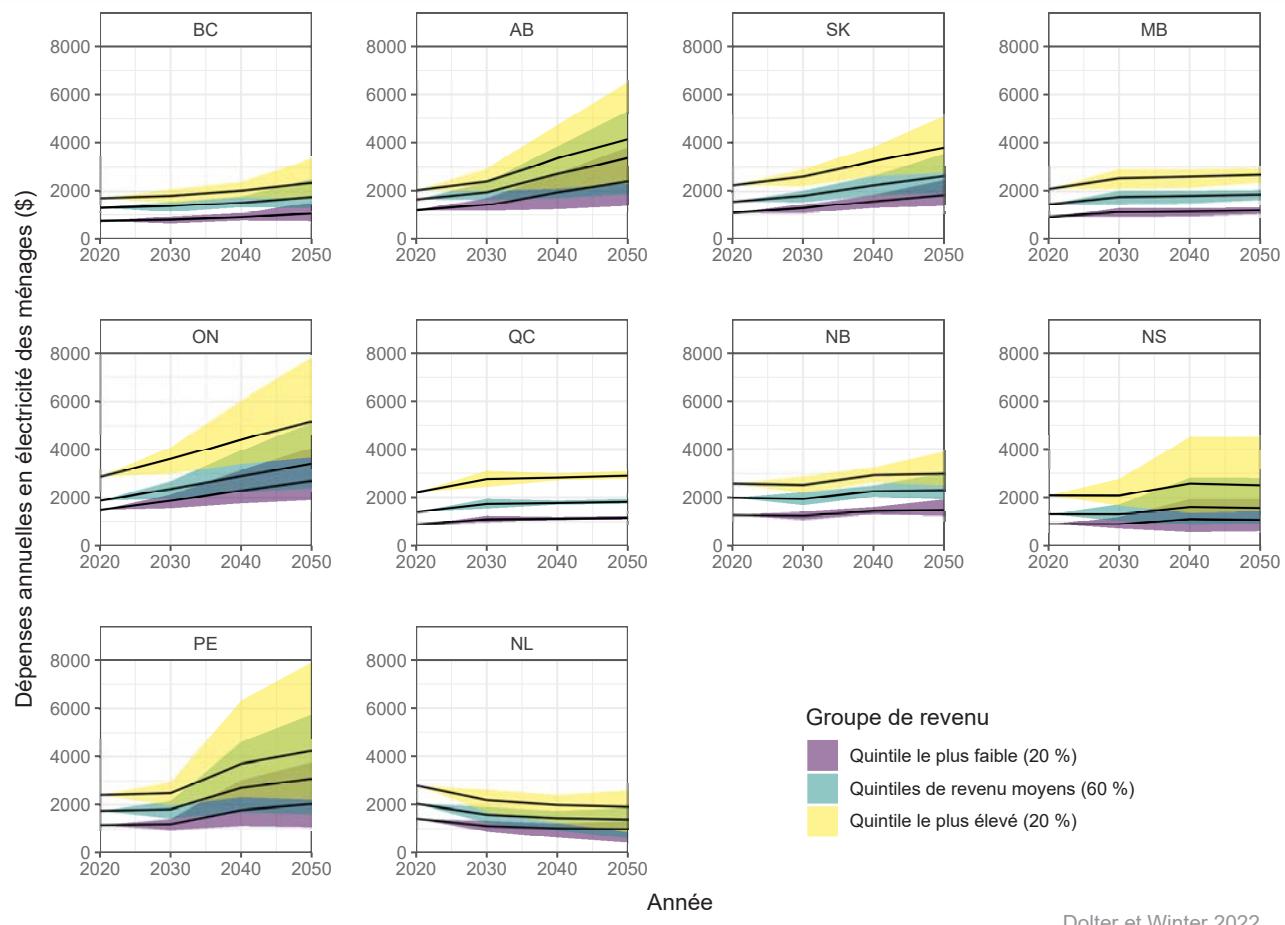
⁹ Notre recherche se limite à l'évaluation des conséquences distributives d'une hausse des coûts d'électricité. Les effets nets devront faire l'objet d'études ultérieures.

Carboneutralité et abordabilité de l'électricité : effets distributifs de l'évolution des dépenses en électricité

Comme illustré plus haut, les courbes de consommation et de dépenses en électricité varient selon le revenu, ce qui peut entraîner des inégalités dans les effets distributifs de l'évolution des coûts, particulièrement pour les ménages plus vulnérables (à faible revenu). La présente section explore ces conséquences, à l'aide de l'évolution des dépenses projetée à la figure 9 et des microdonnées de la BD/MSPS. La figure 10 montre l'évolution des dépenses en électricité de 2020 à 2050 lorsqu'on applique la même hausse relative à chaque ménage¹⁰. Elle simule ainsi les répercussions des changements de la consommation et des tarifs résidentiels sur les différents groupes de revenus. Les dépenses des ménages sont les plus incertaines en Alberta, en Saskatchewan, en Ontario, en Nouvelle-Écosse et à l'Île-du-Prince-Édouard.

Figure 10

Dépenses annuelles en électricité résidentielle par groupe de revenu, de 2020 à 2050 (dollars indexés de 2022)



Note : L'axe vertical montre les dépenses annuelles en électricité, en dollars indexés de 2022, pour les quintiles de revenu inférieur et supérieur ainsi que les trois quintiles centraux. Chaque quintile (regroupement égal de ménages selon le revenu) représente 20 % de la population provinciale. Les quintiles sont décidés par le revenu total avant imposition. Les dépenses sont calculées avant les taxes de consommation. Les dépenses de référence ont été déduites de la consommation de 2017 et des tarifs volumétriques et des charges fixes de 2021. Les fourchettes de projections reflètent les moyennes de dépenses annuelles des trois modèles pour chaque quintile de revenu; la valeur maximale représente le modèle affichant la moyenne la plus élevée, et la valeur minimale, le modèle affichant la moyenne la plus basse. Les lignes noires illustrent les moyennes des trois modèles pour chaque groupe.

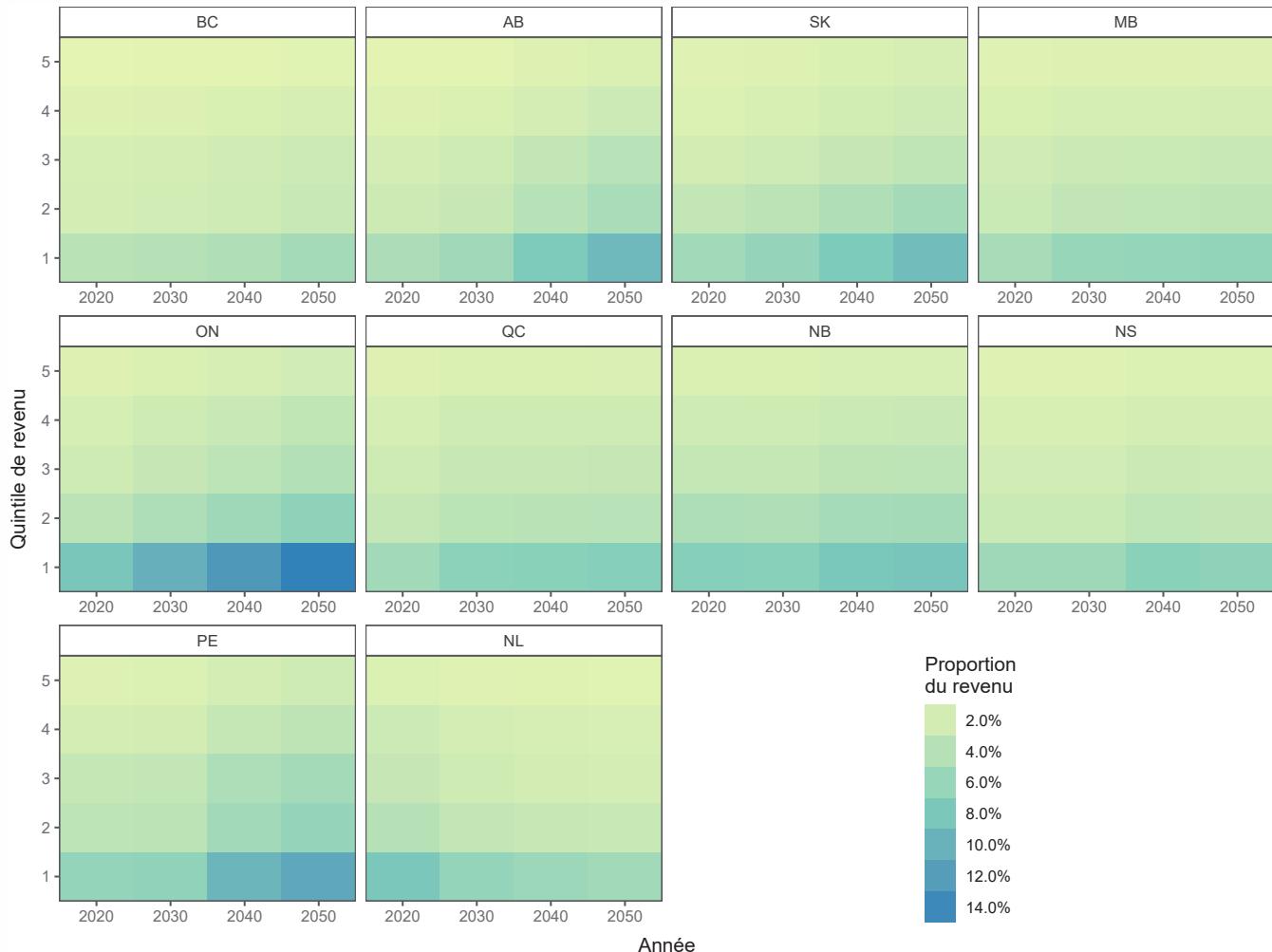
¹⁰ Les dépenses de 2020 ont été calculées à partir de la consommation de 2017, indexée en dollars de 2020.

Pour remettre ces coûts en perspective et comprendre la différence de pouvoir d'achat, nous avons évalué à la figure 11 les dépenses en électricité des ménages par rapport aux revenus de 2021. Pour chaque quintile, la figure montre la part moyenne du revenu consacrée à l'électricité, supposant une stagnation des revenus au niveau de 2021. Cela permet d'illustrer clairement les éventuels enjeux d'abordabilité liés aux coûts ainsi que la croissance de revenu nécessaire pour maintenir les proportions actuelles. Les ménages à faible revenu sont les plus vulnérables à la hausse des dépenses en électricité, signe de l'aggravation des inégalités à venir. Les ménages à revenu élevé continuent de dépenser le même pourcentage de leur revenu en électricité de 2020 à 2050, mais la proportion réelle risque de diminuer avec la hausse projetée des revenus. À l'inverse, dans toutes les provinces, les 20 % des ménages les plus pauvres seront particulièrement touchés par l'augmentation des dépenses en électricité, car ils y consacrent déjà une bien plus grande part de leur revenu, sans compter que les coûts pourraient doubler dans certaines provinces. Cette vulnérabilité est particulièrement prononcée en Alberta, en Saskatchewan, en Ontario, au Nouveau-Brunswick et à l'Île-du-Prince-Édouard. Même dans les provinces hydroélectriques (Colombie-Britannique, Manitoba et Québec), la hausse des dépenses en électricité de 2020 à 2050 touche disproportionnellement les ménages à faible revenu.



Figure 11

Dépenses totales en électricité, en pourcentage du revenu de 2021



Note : Les ménages sont divisés en cinq quintiles de revenu (regroupements égaux de ménages selon le revenu) représentant chacun 20 % de la population provinciale. Le quintile 1 comprend les 20 % des ménages aux revenus les plus faibles. Les quintiles sont décidés par le revenu total de 2021 avant imposition. Les dépenses de référence ont été déduites de la consommation de 2017 et des tarifs volumétriques et des charges fixes de 2021 et excluent les taxes de consommation. Pour montrer clairement les conséquences sur l'équité d'une hausse des dépenses en électricité des ménages, les projections supposent une stagnation totale de revenus.

Les résultats de la figure 11 sont inquiétants, sachant que des études récentes indiquent un creusement des inégalités de revenu au Canada (Green, Riddell et St-Hilaire, 2017), une baisse de la mobilité intergénérationnelle (Connolly, Haeck et Lapierre, 2021), et une augmentation des salaires inférieure à la croissance économique et à la productivité (Ashwell, 2021; Greenspon, Stansbury et Summers, 2021; Williams, 2021). Si les tendances se maintiennent, il est possible que le revenu des ménages moins aisés n'augmente pas suffisamment pour couvrir la hausse de la facture d'électricité, exacerbant ainsi le fardeau actuel et les inégalités relatives. Les décideurs pourraient emprunter diverses avenues politiques pour pallier ce problème et protéger les ménages à faible revenu des coûts de la transition vers la carboneutralité. C'est ce que nous explorerons dans la prochaine section.

AVENUES POLITIQUES POUR FINANCER LES INVESTISSEMENTS DANS LA CARBONEUTRALITÉ DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

Plus haut, nous avons démontré que le maintien du statu quo pour financer l'adaptation carboneutre du réseau électrique du Canada risque d'entraîner une hausse des dépenses en électricité de certains ménages. Bien que cette hausse s'inscrive dans une diminution générale des coûts d'énergie (Dion et coll., 2022), il serait possible d'en atténuer les effets distributifs en repensant le financement des investissements dans l'électricité, d'où l'importance d'explorer les options pour atténuer les pressions financières sur les ménages à faible revenu.

Le modèle de tarification et le soutien du gouvernement dicteront les conséquences distributives. Nous avons donc comparé plusieurs scénarios contrefactuels modifiant la tarification et utilisant les recettes fiscales pour réduire les coûts d'investissement dans le réseau. En guise de scénario de référence, nous avons utilisé le statu quo défini plus haut, projetant l'augmentation des tarifs d'électricité de 2021 selon l'approche tarifaire actuelle. Des cinq scénarios contrefactuels modélisés pour mesurer le fardeau relatif des ménages, trois visent des modèles de tarification repensés, et les deux autres, des modes de financement différents pour les investissements dans la carboneutralité. L'analyse suivante examine les deux types de scénarios indépendamment. Par souci de simplicité, nous présentons les différentes avenues politiques séparément, mais elles ne sont pas mutuellement exclusives; il pourrait être avantageux de modifier à la fois le modèle de tarification et le mode de financement.

Équité dans le modèle de tarification

Dans cette section, nous parlerons des changements que peuvent apporter les fournisseurs d'électricité à leur système de tarification pour pallier les problèmes d'équité distributive et autres. Parmi les défis de la conception tarifaire, on trouve le partage des coûts fixes du réseau entre les tarifs volumétriques et les charges fixes (Borenstein, 2016). Dans la plupart des provinces, la majorité des coûts fixes sont incorporés aux tarifs volumétriques (cents par kWh), ce qui donne des charges fixes mensuelles ou annuelles plus petites que si elles reflétaient réellement les coûts fixes.

Par conséquent, les tarifs volumétriques sont plus élevés que les coûts marginaux réels de la production, un phénomène qui joue contre les incitatifs à l'adoption des véhicules, du chauffage et des processus industriels électriques (Borenstein, Fowlie et Sallee, 2021).

La dislocation entre les tarifs volumétriques et les coûts marginaux rend la production d'énergie solaire décentralisée ardue pour les fournisseurs : les autoproducateurs sous contrat de facturation nette reçoivent le tarif volumétrique commercial, mais n'économisent aux fournisseurs que les coûts marginaux de la production. Cela signifie que les autoproducateurs d'énergie solaire sont interfinancés par les autres clients. Pour rectifier la situation, on pourrait augmenter les charges fixes de sorte que les autoproducateurs paient les coûts réels du réseau, qui leur sert de sûreté (Borenstein, 2011; Borenstein, Fowlie et Sallee, 2021). Ainsi, les tarifs volumétriques seraient plus près des coûts marginaux, un modèle plus efficace et souhaitable dans un contexte où l'on cherche à encourager l'électrification des véhicules et des bâtiments. Néanmoins, bien qu'une telle approche soit avantageuse pour l'efficacité et la conception tarifaire, elle pose des problèmes d'équité dus à la nature uniforme et immuable des charges fixes. En effet, une hausse des charges fixes serait dégressive et punirait les consommateurs à faible revenu. Ainsi, si les fournisseurs les augmentent pour régler le problème de l'interfinancement des autoproducateurs d'énergie solaire et rapprocher les tarifs volumétriques des coûts marginaux, ils pourraient aussi choisir d'instaurer des coûts fixes sous condition de ressources pour réduire les iniquités.

Les charges fixes pourraient être traitées de trois façons différentes :

- 1) Coûts de transport et de distribution comme charges fixes :** Ce scénario modifie le modèle de référence en tarifant les charges fixes mensuelles selon les coûts du transport et de la distribution. Tous les autres coûts sont intégrés aux tarifs volumétriques d'électricité résidentielle. Plus précisément, nous avons retiré les coûts de transport et de distribution amortis des coûts totaux du réseau pour en faire des charges fixes uniformes¹¹. Ces dernières ont été ajoutées aux coûts pour les ménages, mais ne se reflètent pas dans le prix volumétrique par kWh. En réduisant les tarifs volumétriques pour les rapprocher des coûts marginaux réels de la production, cette conception tarifaire incite davantage à l'électrification, mais modifie la répartition des coûts.
- 2) Charges fixes sous condition de ressources (calquées sur la TPS) :** Ce scénario modifie le précédent en modulant les charges fixes uniformes de sorte qu'elles augmentent avec le revenu. Les paliers de ce modèle concordent avec ceux de la TPS. Pour modéliser cette approche, nous avons calculé la proportion de la TPS payée par chaque quintile de revenu au Canada, puis conçu des charges fixes uniformes correspondant à ces proportions. Par exemple, dans toutes les provinces, le quintile de revenu le plus faible acquitte au total 10 % de la TPS; nous avons donc pris ce même pourcentage des coûts de transport et de distribution et l'avons réparti également entre les ménages du quintile. Ce scénario implique un interfinancement des coûts fixes du réseau électrique entre les différents groupes de revenu d'une province.
- 3) Charges fixes sous condition de ressources (calquées sur l'impôt sur le revenu des particuliers) :** Comme au point 2, ce scénario modifie le premier en modulant les charges fixes uniformes selon le revenu, mais les paliers concordent ici avec ceux de l'impôt fédéral sur le revenu des particuliers. Pour modéliser cette approche, nous avons calculé la proportion d'impôt payé par chaque quintile de revenu au Canada, puis conçu des charges fixes uniformes correspondant à ces proportions. Par exemple, dans toutes les provinces, le quintile de revenu le plus faible acquitte au total 0,5 % de l'impôt sur le revenu des particuliers; nous avons donc pris ce même pourcentage des coûts de transport et de distribution et l'avons réparti également entre les ménages du quintile. Inversement, le quintile de revenu le plus élevé acquitte 63 % de l'impôt et doit conséquemment payer des charges fixes plus grandes sur les factures d'électricité modélisées. Ce scénario

¹¹ Pour obtenir les tarifs volumétriques ajustés, nous avons soustrait les coûts de transport et de distribution des coûts du réseau et divisé la différence par la consommation totale d'électricité résidentielle.

implique lui aussi un interfinancement des coûts fixes du réseau électrique entre les différents groupes de revenu d'une province.

La figure 12 projette les moyennes provinciales de dépenses totales en électricité résidentielle pour 2030, par quintile de revenu et par scénario de tarification. Les figures 13 et 14 reproduisent ces résultats pour 2040 et 2050. Malgré la hausse des coûts au fil du temps, la tendance demeure la même dans tous les scénarios : les coûts totaux pour les ménages augmentent en fonction du revenu. Dans la plupart des provinces, les modèles de tarification révisés engendrent des coûts à peu près équivalents pour les quintiles 3 et 4. Les différences de coûts et les répercussions du choix du modèle sont les plus évidentes dans les quintiles 1 et 5 (revenu le plus faible et le plus élevé). Dans la majorité des provinces, les ménages des deux quintiles inférieurs sont pénalisés par rapport au scénario de référence lorsque les coûts de transport et de distribution sont ajoutés aux charges fixes. Les ménages plus aisés, eux, y gagnent généralement au change. Ce n'est pas étonnant, car les charges fixes uniformes sont un plus grand fardeau pour les ménages à faible revenu qui consomment moins. On note des exceptions en Alberta, au Nouveau-Brunswick et à l'Île-du-Prince-Édouard, où les coûts estimés de transport et de distribution ressemblent déjà aux charges fixes existantes. Certains fournisseurs ont des charges fixes plus élevées, possiblement par souci de facturer le transport et la distribution aux utilisateurs indépendamment des tarifs volumétriques¹². Dans ces provinces, les ajustements modélisés de la tarification ont très peu d'effet sur les dépenses totales en électricité des ménages.

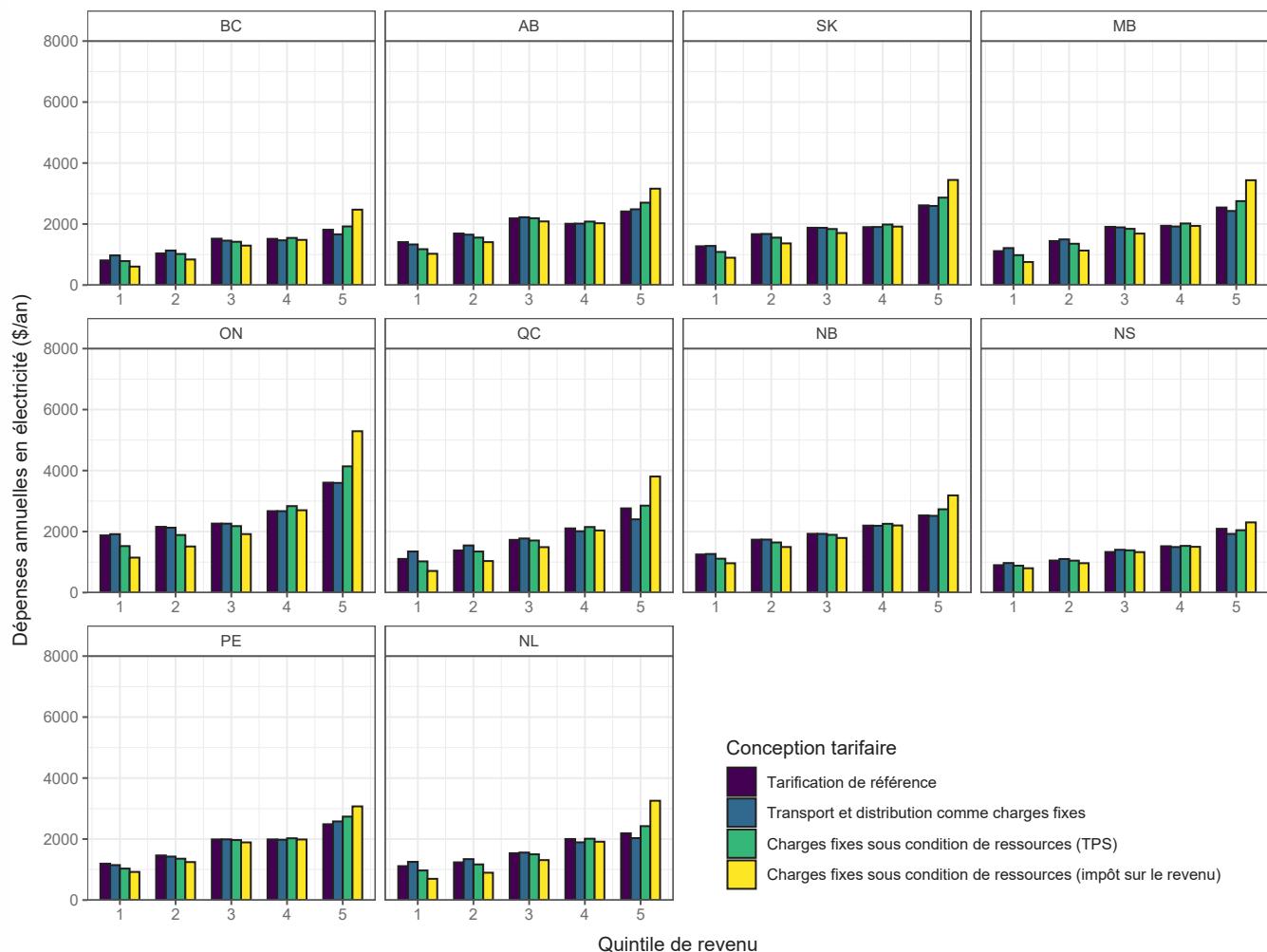
Les figures montrent que les charges fixes sous condition de ressources calquées sur l'impôt sur le revenu sont les plus efficaces pour réduire les coûts totaux des ménages à faible revenu, les ménages plus aisés interfinançant les coûts du réseau électrique pour les quintiles inférieurs dans chaque province. Les charges calquées sur la TPS sont aussi progressives, mais engendrent des dépenses plus élevées pour tous les quintiles sauf le cinquième.



¹² Les charges fixes sont relativement élevées en Alberta, et plutôt élevées à l'Île-du-Prince-Édouard. À l'inverse, il n'existe qu'une charge fixe quotidienne en Colombie-Britannique; toutes les autres charges résidentielles sont volumétriques (Bishop, Ragab et Shaffer, 2020).

Figure 12

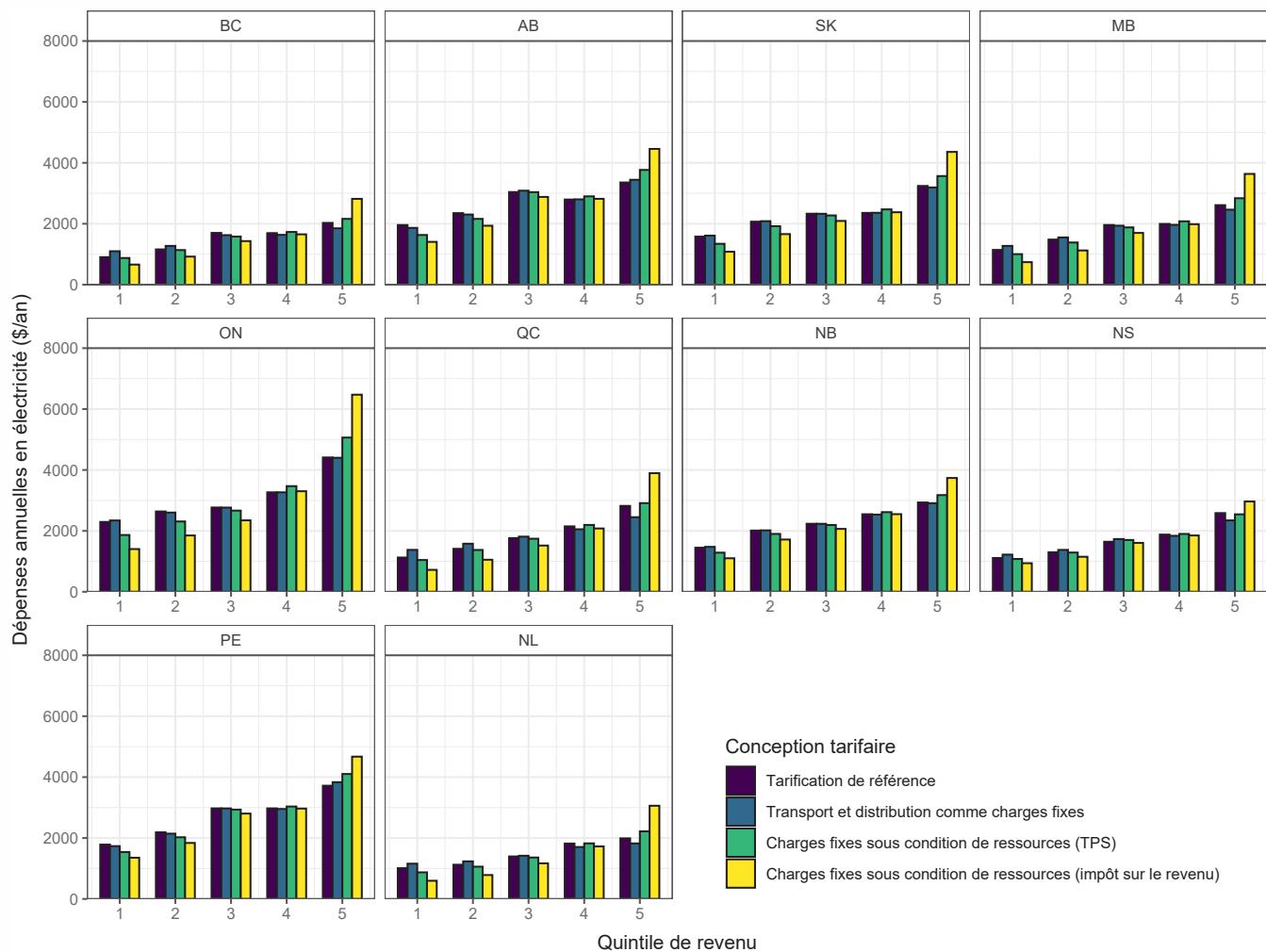
Dépenses annuelles en électricité des ménages pour 2030, selon différents scénarios d'équité et de tarification (dollars de 2022)



Note : Dépenses annuelles totales en électricité des ménages pour 2030, par quintile de revenu et par scénario de tarification. Cette figure tient compte de l'évolution de la consommation et des coûts; les scénarios de charges fixes révisées modifient la répartition des coûts du réseau par rapport au scénario de référence (modèle de tarification existant). Les changements des coûts et de la consommation correspondent à la moyenne des trois études de modélisation.

Figure 13

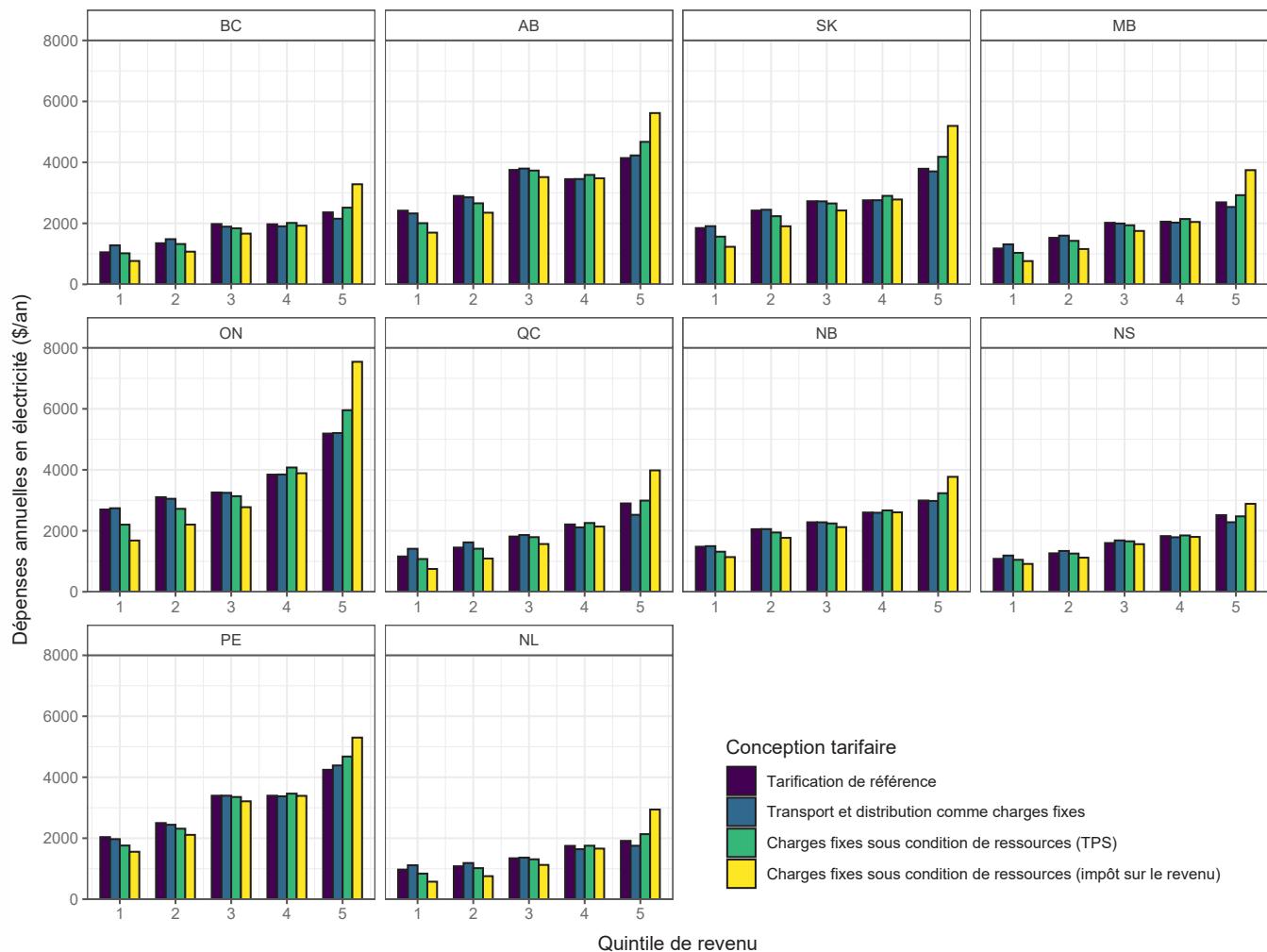
Dépenses en électricité des ménages pour 2040, selon différents scénarios d'équité et de tarification



Note : Dépenses annuelles totales en électricité des ménages pour 2040, par quintile de revenu et par scénario de tarification. Cette figure tient compte de l'évolution de la consommation et des coûts; les scénarios de charges fixes révisées modifient la répartition des coûts du réseau par rapport au scénario de référence (modèle de tarification existant). Les changements des coûts et de la consommation correspondent à la moyenne des trois études de modélisation.

Figure 14

Dépenses en électricité des ménages pour 2050, selon différents scénarios d'équité et de tarification



Note : Dépenses annuelles totales en électricité des ménages pour 2050, par quintile de revenu et par scénario de tarification. Cette figure tient compte de l'évolution de la consommation et des coûts; les scénarios de charges fixes révisées modifient la répartition des coûts du réseau par rapport au scénario de référence (modèle de tarification existant). Les changements des coûts et de la consommation correspondent à la moyenne des trois études de modélisation.

La figure 15 présente une courbe de Lorenz pour les différents scénarios de tarification. Ces courbes comparent la distribution des coûts et de la population, du revenu le plus faible au plus élevé. Les courbes de la figure 15 s'interprètent différemment des courbes de Lorenz classiques, car leur axe vertical représente les dépenses plutôt que le revenu¹³. La ligne grise mince (à 45 degrés) correspond au scénario d'égalité parfaite, où les coûts de l'électricité seraient égaux pour tous, indépendamment du revenu et de la consommation. Les lignes sous celle-ci représentent des scénarios de tarification plus progressifs, où les ménages qui consomment davantage d'électricité paient une plus grande part des coûts totaux (Levinson et Silva, 2022)¹⁴.

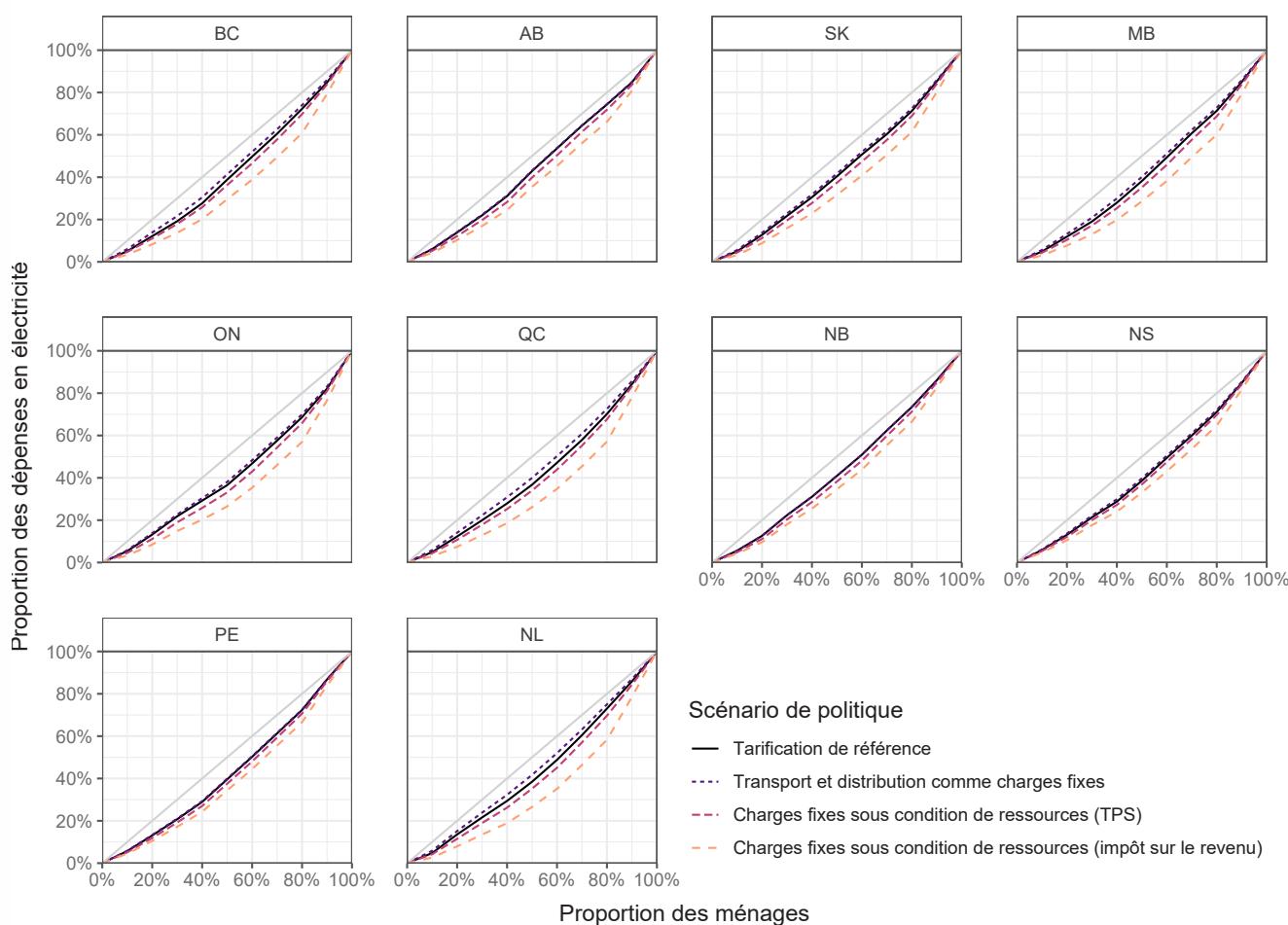
¹³ Les courbes de Lorenz sont généralement utilisées pour illustrer la distribution des revenus ou de la richesse, mais peuvent servir à représenter la distribution des coûts.

¹⁴ C'est l'interprétation inverse d'une courbe de Lorenz standard représentant le revenu, où les écarts avec la ligne d'égalité parfaite indiquent une distribution du revenu moins progressive (plus dégressive) et une inégalité de revenu plus grande.

La figure 15 montre que le choix du modèle de tarification touche principalement les 20 % de ménages à chaque extrémité de la distribution de revenu. En transformant les coûts du transport et de la distribution en charges fixes, on rapproche les tarifs volumétriques des coûts marginaux de la production d'électricité, ce qui améliore les signaux de prix aux utilisateurs. Toutefois, cela augmente les coûts pour les ménages moins aisés, qui ont une capacité limitée à absorber la hausse ou risquent de se trouver en situation de pauvreté énergétique¹⁵. Le fait de placer ces charges fixes sous condition de ressources permet d'en atténuer les effets distributifs et les répercussions sur l'équité. On obtient les résultats les plus progressifs en calquant les paliers sur ceux de l'impôt sur le revenu.

Figure 15

Courbes de Lorenz représentant les tarifs moyens d'électricité résidentielle, selon le modèle de tarification et la province, en 2050



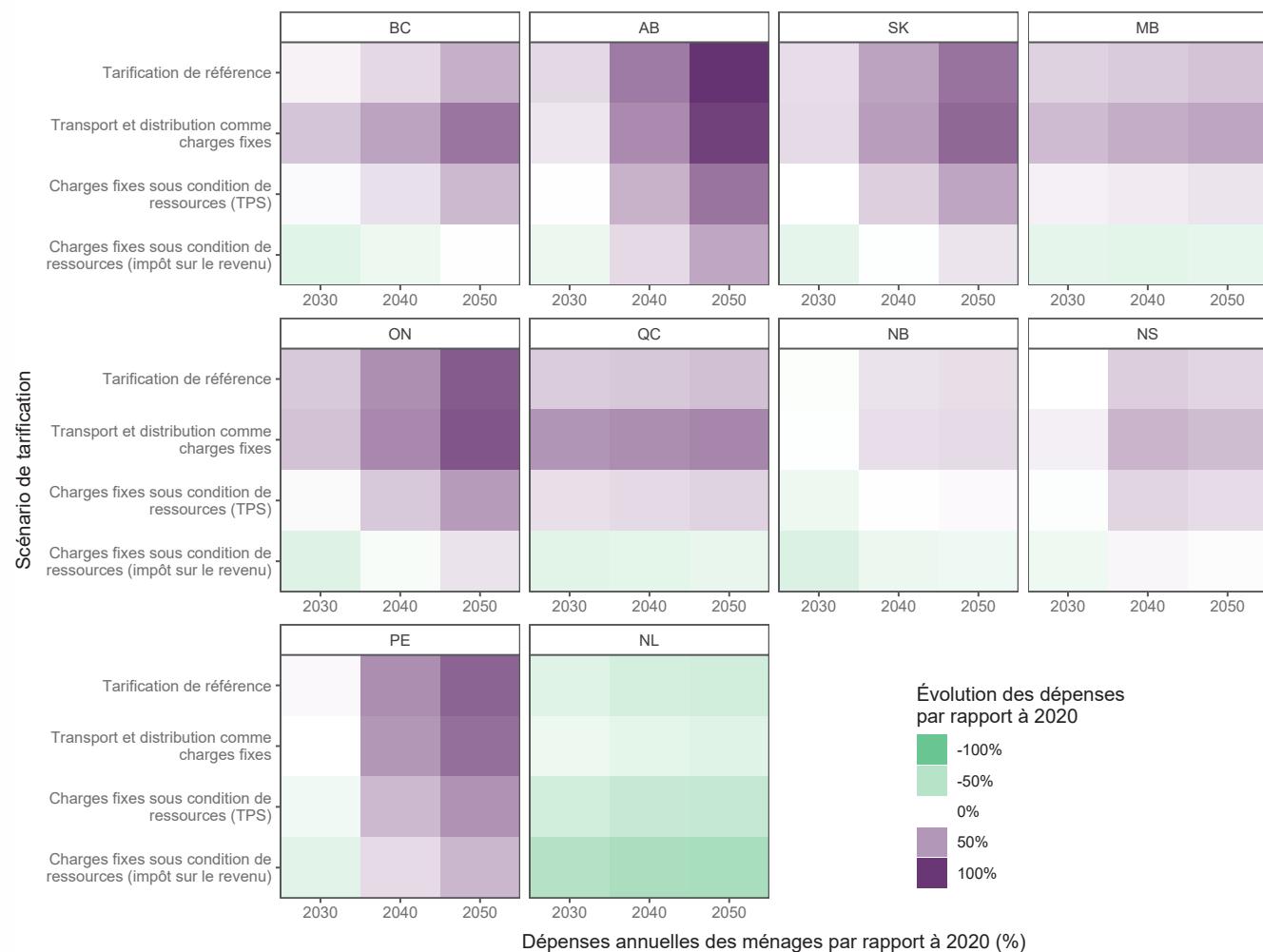
Note : Courbes de Lorenz présentant les dépenses en électricité des ménages. Le tracé montre ces dépenses en pourcentage des dépenses totales de chaque ménage (axe vertical), selon la part cumulative des ménages en ordre croissant de revenu (axe horizontal). La ligne grise mince représente le scénario d'égalité, où les dépenses en électricité sont toutes égales et indépendantes du revenu et de la consommation. Les lignes sous celle-ci représentent des scénarios de tarification plus progressifs.

¹⁵ On parle de pauvreté énergétique lorsqu'un ménage ne peut plus payer l'électricité. Les ménages touchés doivent parfois choisir entre manger ou se chauffer, s'imposer une consommation réduite ou garder la température de leur résidence à une température trop froide. Shaffer et Winter (2020) discutent des définitions du terme.

Pour chaque scénario de tarification, la figure 16 montre les dépenses moyennes en électricité du quintile de revenu le plus faible en 2030, 2040 et 2050 proportionnellement aux dépenses de 2020. Les modèles de charges fixes sous condition de ressources sont les plus efficaces pour protéger les ménages de ce quintile des hausses de prix éventuelles; lorsqu'on calque la progression des charges sur le système fédéral d'impôt sur le revenu, les dépenses totales des ménages à faible revenu baissent sous le niveau de 2020 dans la plupart des provinces. Les hausses des dépenses sont les plus prononcées en Alberta, en Saskatchewan et en Ontario, où le réseau aura besoin d'investissements majeurs pour s'adapter aux objectifs de carboneutralité et aux importantes hausses de la consommation. Pour protéger les ménages à faible revenu des pressions financières, il faudra déployer une tarification différente ou un autre mécanisme de compensation des coûts. La prochaine section couvrira les approches de financement.

Figure 16

Dépenses annuelles moyennes en électricité des ménages du quintile de revenu le plus faible par rapport à 2020, selon différents scénarios d'équité et de tarification



Note : Écart en pourcentage entre les dépenses annuelles moyennes en électricité projetées pour 2030, 2040 et 2050 et les dépenses de référence (2020), par scénario de tarification et par province, pour le quintile de revenu le plus faible. Le scénario de référence équivaut au système tarifaire actuellement en vigueur dans chaque province.

Électrofédéralisme : avenues de financement des investissements dans la carboneutralité

Les changements climatiques sont la responsabilité de tous, pas seulement des consommateurs d'électricité (Borenstein, Fowlie et Sallee, 2021; Kanduth et Dion, 2022). Le gouvernement pourrait donc reconnaître que la carboneutralité est un objectif social et politique et financer partiellement la transition du réseau électrique pour protéger les ménages d'une hausse injuste des coûts. Cette approche répartit le fardeau des investissements dans la carboneutralité (production, transport, distribution et stockage) sur un plus grand groupe de population.

Nous avons projeté un financement public de 50 % des coûts d'investissement (réduisant les charges fixes et les tarifs volumétriques résidentiels) et comparé les résultats financiers nets des ménages pour une hausse de l'impôt sur le revenu des particuliers au palier provincial versus fédéral¹⁶. Ce chiffre a été choisi de manière arbitraire; il ne sert qu'à illustrer les conséquences distributives d'un financement direct des investissements dans la carboneutralité et n'est pas une position de principe prescriptive. Nous avons utilisé la tarification en vigueur pour calculer les coûts totaux de l'électricité résidentielle dans chaque province, puis modélisé les tarifs requis pour financer les nouveaux investissements dans le réseau si le gouvernement assume 50 % des coûts. Le total d'investissement varie d'une province et d'une équipe de modélisation à l'autre. Les provinces nécessitant plus d'investissement reçoivent une aide gouvernementale proportionnellement plus grande pour couper davantage dans les coûts du réseau électrique. Dans chaque province, les charges fixes sont ajustées selon la différence des coûts totaux résultant du financement public des nouveaux investissements. Par exemple, si un nouvel investissement comprend 50 % des coûts du réseau électrique et est réduit



¹⁶ Rappelons que les pressions financières ici modélisées ne visent que les tarifs et la consommation d'électricité résidentielle. Nous laissons implicite la part des coûts du réseau assumée par les clients commerciaux et industriels et supposons l'absence de soutien gouvernemental à cet égard.

de 50 %, le coût total après ajustement équivaut à 75 % du coût initial. Les charges fixes sont alors multipliées par 0,75. Ensuite, on soustrait le produit des coûts totaux couverts par les clients résidentiels, puis on divise la différence par la consommation totale d'électricité des ménages de la province pour calculer le nouveau tarif volumétrique nécessaire. Ainsi, on réduit de façon égale les charges fixes et les tarifs volumétriques. Voici les deux scénarios possibles :

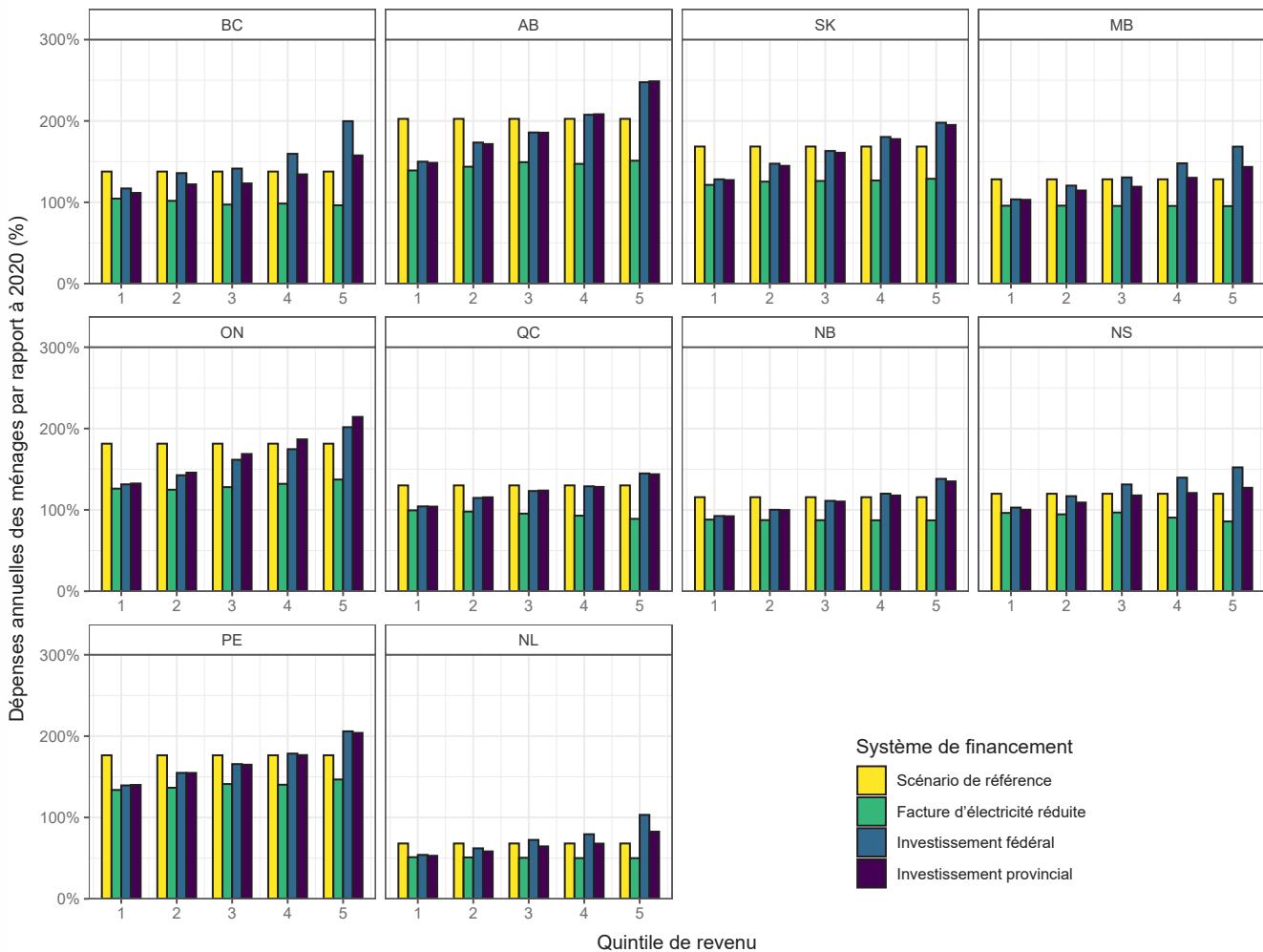
- 1) Baisse de la facture, hausse de l'impôt fédéral :** La part gouvernementale des nouveaux investissements (50 %) dans la production, le transport, la distribution et le stockage est financée par une hausse de l'impôt fédéral sur le revenu des particuliers. Ce scénario subventionne les investissements dans la carboneutralité du réseau et implique un interfinancement entre les groupes de revenu. Puisqu'il concerne l'impôt fédéral, il appelle aussi un interfinancement entre les provinces; comme le 50 % est calculé séparément pour chaque province, celles où les coûts d'investissement sont plus élevés reçoivent de plus gros montants. Les hausses de l'impôt sont présentées aux tableaux complémentaires de l'annexe II.
- 2) Baisse de la facture, hausse de l'impôt provincial :** La part gouvernementale des investissements (50 %) dans la production, le transport, la distribution et le stockage est financée par une hausse simultanée de l'impôt provincial sur le revenu des particuliers. Ce scénario subventionne les investissements dans la carboneutralité du réseau et implique un interfinancement entre les groupes de revenu d'une même province. Les hausses de l'impôt sont présentées aux tableaux complémentaires de l'annexe II.

Nous avons aussi projeté les effets sur les dépenses en électricité indépendamment de la hausse de l'impôt (« Facture d'électricité réduite ») pour illustrer l'incidence réelle du financement sur les dépenses par rapport au scénario de référence (« Scénario de référence »).

La figure 17 compare les coûts totaux pour les ménages en 2050 et en 2020 pour les deux scénarios de financement, en tenant compte du fardeau fiscal engendré par les 50 % des coûts du réseau couverts par l'impôt fédéral ou provincial. Le scénario de référence, en jaune, compte une amplification progressive des coûts appliquée uniformément à tous les ménages. Les barres vertes montrent les factures d'électricité avec le financement, en omettant l'augmentation de l'impôt; comme dans le scénario de référence, les coûts sont amplifiés uniformément au sein de chaque province. Lorsque les coûts du réseau sont financés par une charge fiscale, les ménages à faible revenu (les deux premiers quintiles) y gagnent, et ceux à revenu élevé y perdent. Toutefois, il est important de souligner que le fardeau relatif varie grandement d'une province à l'autre. En effet, dans les provinces où l'énergie principale est peu polluante, comme la Colombie-Britannique, le Québec et le Manitoba, les coûts sont plus élevés lorsque c'est le gouvernement fédéral, plutôt que provincial, qui finance les investissements. Par contraste, dans les provinces thermiques – Alberta, Saskatchewan, Nouveau-Brunswick et Île-du-Prince-Édouard (qui importe de l'électricité thermique) –, les coûts sont très similaires, peu importe la provenance du financement. C'est que l'impôt fédéral transfère les coûts des provinces à émissions élevées aux provinces à émissions plus faibles. En outre, les provinces qui contribuent davantage à l'assiette fiscale fédérale couvrent une part proportionnellement plus grande des investissements – une autre source d'interfinancement.

Figure 17

Dépenses totales en électricité des ménages en 2050 par rapport à 2020, selon différents scénarios de financement du réseau



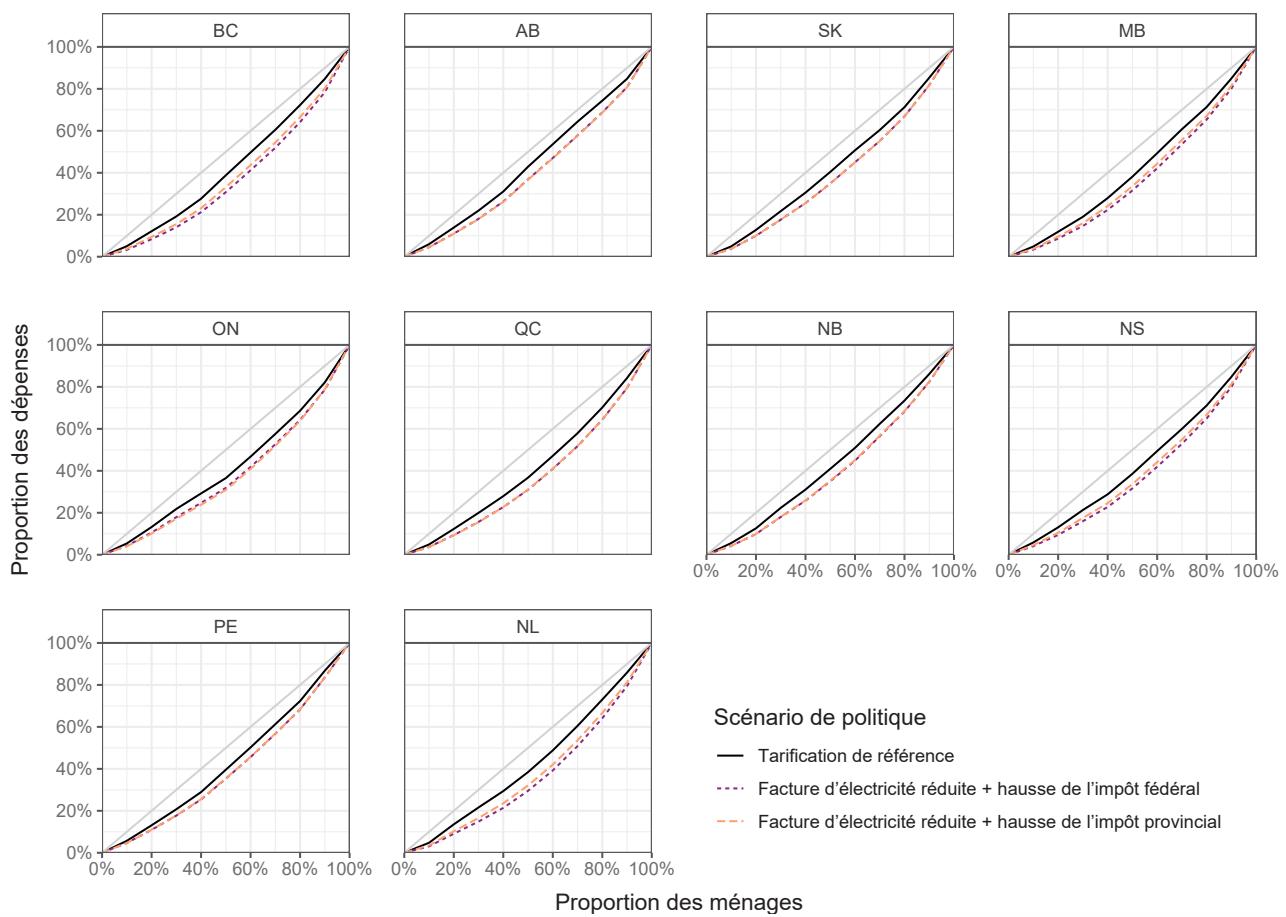
Note : Pourcentage de changement dans les dépenses annuelles moyennes en électricité des ménages en 2050 par rapport à 2020, selon le scénario de financement, par quintile de revenu et par province. Les données tiennent compte des changements dans les coûts et dans la consommation. Le scénario de référence (en jaune) correspond à la tarification en vigueur dans chaque province, avec une hausse progressive appliquée uniformément sur toute la distribution de revenu. Le scénario « Facture d'électricité réduite » montre les répercussions sur les dépenses en électricité indépendamment de l'augmentation de l'impôt. Le scénario « Investissement fédéral » suppose que le gouvernement fédéral augmente l'impôt sur le revenu des particuliers pour financer 50 % des nouveaux investissements dans la production, le transport, la distribution et le stockage dans les provinces. Le scénario « Investissement provincial » suppose que chaque gouvernement provincial augmente l'impôt sur le revenu des particuliers pour financer 50 % des mêmes investissements sur son territoire.

La figure 18 montre des courbes de Lorenz comparant les deux scénarios de subventionnement au scénario de référence (statu quo). Comme anticipé, le financement par l'impôt des nouveaux investissements dans le réseau augmente la progressivité des coûts d'électricité. Fait intéressant, la différence entre les deux scénarios de financement est minime dans la plupart des provinces. Néanmoins, le financement fédéral permet une hausse de l'impôt légèrement plus progressive en Colombie-Britannique, au Manitoba, en Nouvelle-Écosse et à Terre-Neuve-et-Labrador. À l'inverse, en Ontario, le financement fédéral donne des résultats un tout petit peu moins progressifs que le financement provincial. Notons également que les courbes de Lorenz des deux scénarios ressemblent beaucoup à la courbe de référence, indiquant que le financement public des investissements dans la carboneutralité n'a qu'une incidence limitée sur la progressivité des coûts d'électricité résidentielle. Cela contraste avec la figure 15, où les charges fixes sous condition de ressources amélioraient davantage la progressivité dans

certaines provinces. On peut en déduire que la conception tarifaire est probablement un meilleur outil stratégique pour pallier les problèmes d'équité, car elle est plus ciblée et précise; si le financement par l'impôt rapporte à l'ensemble des contribuables, les charges fixes, elles, ciblent explicitement les inégalités dans la distribution.

Figure 18

Courbes de Lorenz représentant les dépenses moyennes en électricité des ménages, par avenue de financement et par province, en 2050



Note : Courbes de Lorenz présentant les dépenses totales en électricité des ménages selon différents scénarios de financement du réseau. Le tracé montre ces dépenses en pourcentage des coûts par ménage (axe vertical), selon la part cumulative des ménages en ordre croissant de revenu (axe horizontal). La ligne grise mince représente le scénario d'égalité, où les dépenses en électricité sont toutes égales et indépendantes du revenu et de la consommation. Les lignes sous celle-ci représentent des distributions plus progressives des coûts d'électricité. Les coûts équivalent à la moyenne des trois études de modélisation.

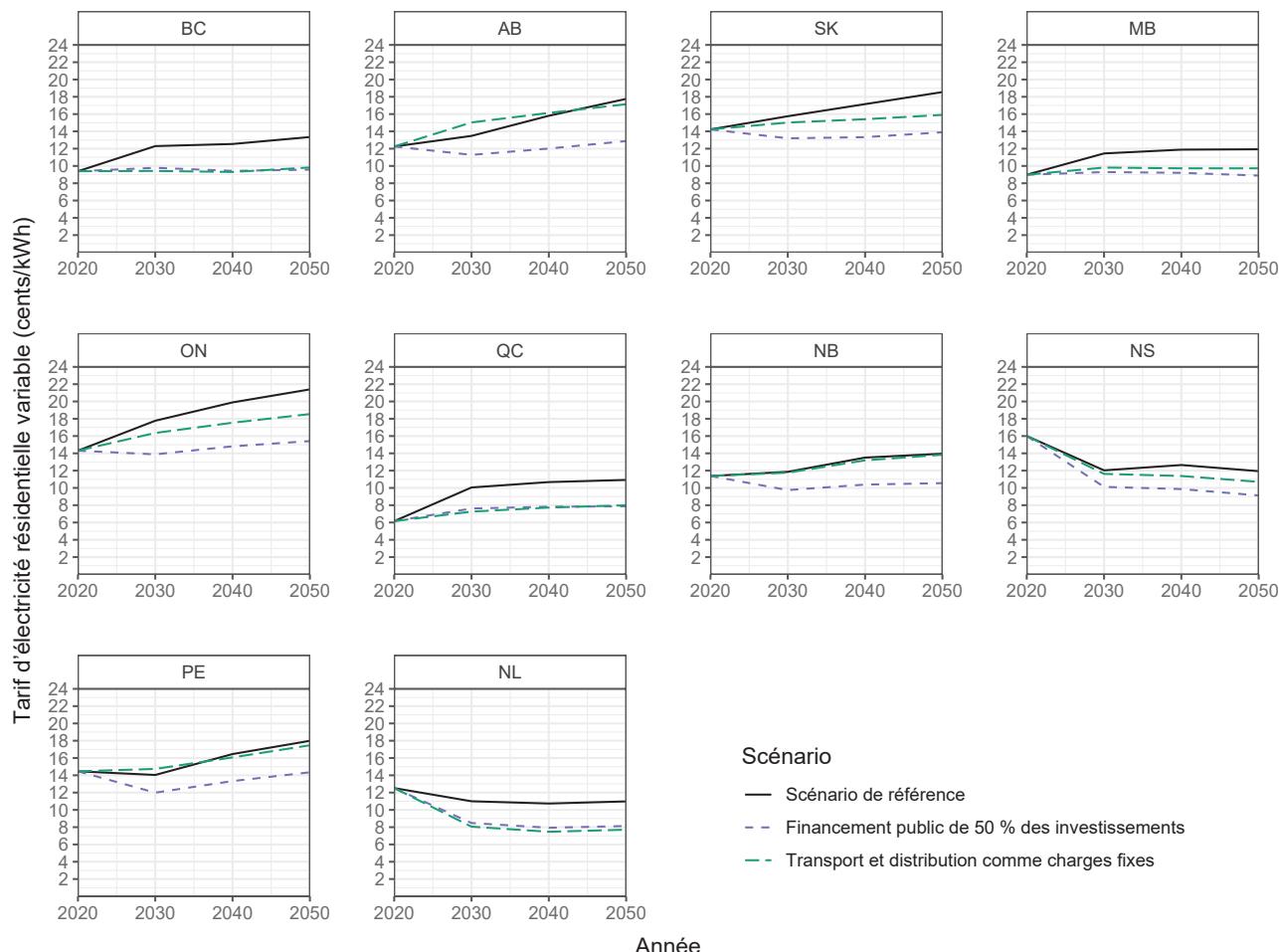
Bien qu'une modification de la conception tarifaire soit idéale pour ajuster la progressivité des coûts d'électricité, le financement public des nouveaux investissements dans le réseau est un outil puissant pour réduire les pressions des tarifs d'électricité. La figure 19 illustre les coûts d'électricité variables (par kWh) de trois scénarios différents : le scénario de référence, où les coûts d'investissement sont inclus dans les tarifs variables; le scénario de *financement du réseau*, où les gouvernements financent 50 % des coûts d'investissement; et le scénario de *tarification révisée*, où les coûts de transport et de distribution sont ajoutés aux factures des ménages en tant que charges fixes uniformes propres à chaque province (non sous condition de ressources).

Dans la majorité des provinces, le scénario de référence affiche les tarifs volumétriques les plus élevés, et le subventionnement de 50 % des coûts, les tarifs variables les plus bas. Cependant, dans certaines provinces comme

l'Alberta, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard, le scénario de charges fixes est très près du scénario de référence. Comme indiqué plus haut dans la discussion sur les figures 12 à 14, ces exceptions s'expliquent par des coûts estimés de transport et de distribution relativement comparables aux charges fixes existantes. En revanche, plusieurs autres provinces (Colombie-Britannique, Québec et Terre-Neuve-et-Labrador) affichent des coûts d'électricité variables presque identiques dans les deux scénarios non référentiels. C'est qu'elles ont besoin de moins d'investissements pour atteindre les cibles d'électricité carboneutre; les provinces hydroélectriques possèdent déjà une bonne infrastructure d'énergie propre. Les écarts entre les provinces sont aussi attribuables aux variations dans les hypothèses de modélisation quant à l'adoption d'énergies renouvelables peu coûteuses, qui laissent planer un plus grand flou sur la composition future du réseau électrique.

Figure 19:

Tarifs volumétriques d'électricité (cents/kWh), selon différents scénarios de tarification et de financement du réseau

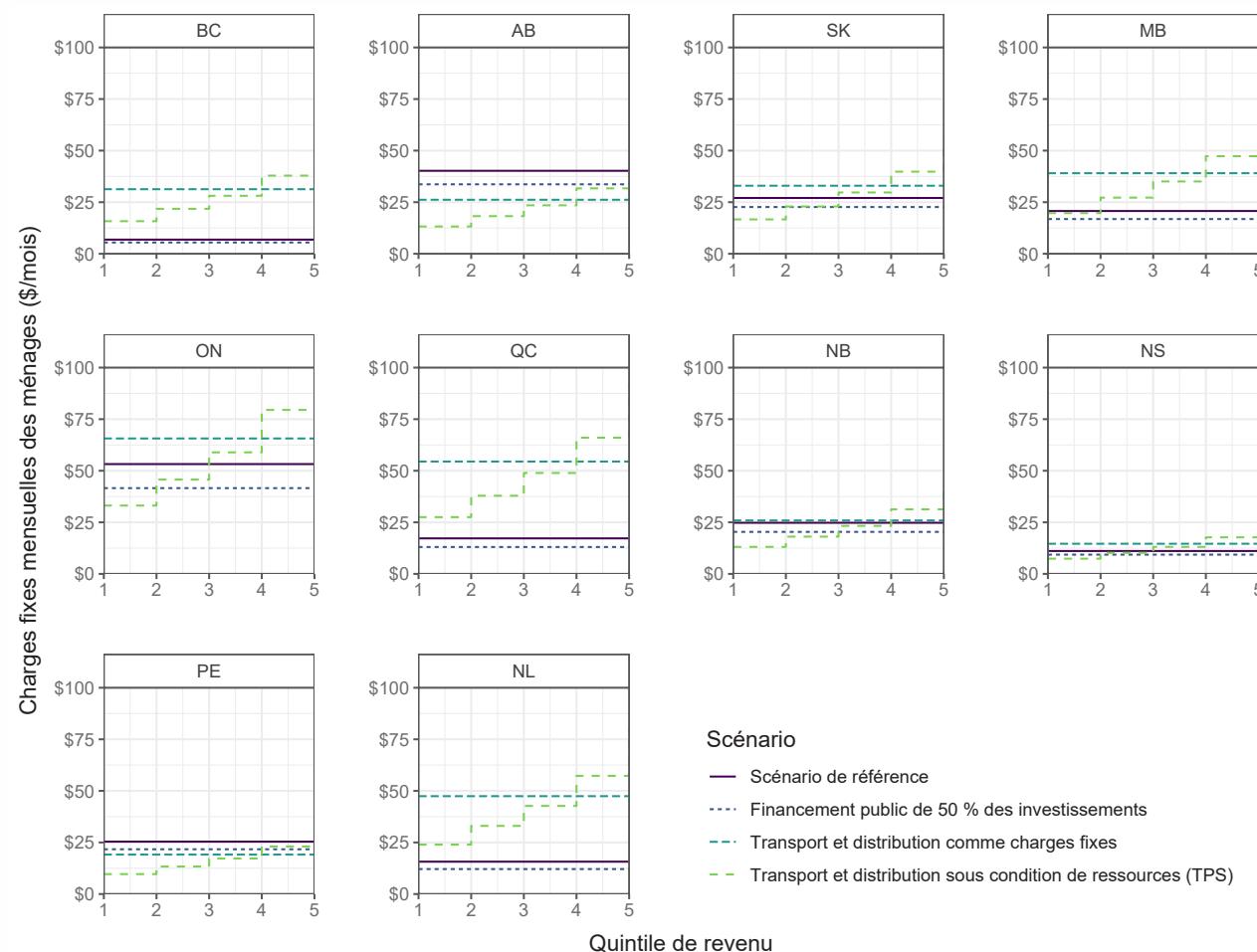


Note : Tarifs volumétriques moyens d'électricité résidentielle de chaque province, de 2020 à 2050. La figure n'est pas représentative des coûts totaux pour les ménages, car elle ignore les charges fixes (voir la figure 20) et l'évolution de la consommation. Le scénario de référence correspond au modèle de tarification en vigueur dans chaque province, avec une hausse progressive appliquée uniformément sur toute la distribution de revenu. Le scénario « Financement public de 50 % des investissements » suppose que le gouvernement assume 50 % des coûts des nouveaux investissements dans la production, le transport, la distribution et le stockage des provinces. Le scénario « Transport et distribution comme charges fixes » soustrait certains coûts du réseau aux tarifs volumétriques et crée une charge mensuelle fixe à partir des coûts de transport et de distribution. Les tarifs volumétriques d'électricité résidentielle sont calculés à partir de la tarification actuelle et des coûts restants (coûts d'opération et de maintenance fixes, prix des combustibles, dette existante, et coût amorti d'immobilisations des investissements dans la production et le stockage).

La figure 20 projette différents scénarios de coûts fixes en 2030, par province et par quintile de revenu. (Les coûts fixes augmentent avec le temps, mais les tendances restent les mêmes.) La différence de charges fixes est particulièrement marquée dans les provinces hydroélectriques – Colombie-Britannique, Manitoba, Québec et Terre-Neuve-et-Labrador –, où les charges du scénario de référence sont très près de celles du scénario de financement public. Les systèmes de tarification varient nettement d'une province à l'autre¹⁷. Par exemple, la Colombie-Britannique et le Québec absorbent actuellement la majorité des coûts fixes du réseau dans les tarifs variables, si bien que les coûts fixes sont considérablement plus bas dans le scénario de référence que lorsqu'on y ajoute les coûts de transport et de distribution. C'est ce qui explique les charges volumétriques relativement plus élevées dans ces provinces à la figure 18. À la figure 20, on note aussi une différence entre les grandes provinces thermiques et les plus petites; le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard ont des charges fixes plutôt similaires dans tous les scénarios, tandis que l'Ontario, l'Alberta et la Saskatchewan affichent des écarts plus importants.

Figure 20

Charges fixes mensuelles en 2030, selon différents scénarios de tarification et de financement du réseau



Note : Charges fixes mensuelles des ménages de chaque province, en 2030. La figure n'est pas représentative des dépenses totales en électricité résidentielle, car elle ignore les tarifs volumétriques (voir la figure 19). Le scénario de référence correspond au modèle de tarification en vigueur dans chaque province, avec une hausse progressive appliquée uniformément sur toute la distribution de revenu. Le scénario « Financement public de 50 % des investissements » suppose que le gouvernement assume 50 % des coûts des nouveaux investissements dans la production, le transport, la distribution et le stockage des provinces. Le scénario « Transport et distribution comme charges fixes » soustrait certains coûts du réseau aux tarifs volumétriques et crée une charge mensuelle fixe à partir des coûts de transport et de distribution; les tarifs volumétriques d'électricité résidentielle sont calculés à partir de la tarification actuelle et des coûts restants (coûts d'opération et de maintenance fixes et variables, prix des combustibles, dette existante, et coût amorti d'immobilisations des investissements dans la production et le stockage).

¹⁷ Voir la discussion sur les différents modèles de tarification provinciaux dans Bishop, Ragab et Shaffer (2020).

CONCLUSION

L'expansion du réseau électrique pour atteindre les cibles de carboneutralité du Canada pourrait entraîner une hausse des tarifs dans certaines provinces, et l'électrification fera augmenter la consommation d'électricité résidentielle, un mélange qui pourrait globalement enfler les dépenses en électricité des ménages. Toutefois, nous verrons simultanément un déclin de l'essence, du gaz naturel et des autres combustibles fossiles, de sorte que malgré la hausse probable des dépenses en électricité, les dépenses totales en énergie diminueront (Dion et coll., 2022).

Mais cette volte-face – cette transition des combustibles fossiles à l'électricité propre ou peu polluante – sera entravée par la structure actuellement dégressive de distribution des coûts d'électricité, en vertu de laquelle les dépenses en électricité représentent une plus grande part du revenu et des dépenses totales des ménages à faible revenu que des ménages à revenu élevé. Cette dégressivité risque d'être exacerbée par la transition carboneutre, surtout si la croissance des revenus faibles est lente ou stagnante. Ainsi, les décideurs souhaitant une distribution juste devront se tourner vers des mesures comme celles analysées plus haut pour protéger les ménages moins aisés et assurer la répartition équitable des coûts d'électricité engendrés par la transition du Canada.

Il est important de savoir que les modèles de tarification encourageant l'électrification (répartition des coûts du réseau électrique entre les tarifs volumétriques et les charges fixes pour obtenir des tarifs plus près des coûts marginaux) peuvent aussi accroître la dégressivité, car la nature uniforme des charges fixes fait porter un fardeau disproportionné aux ménages à faible revenu, qui consomment généralement moins d'électricité.

Les gouvernements disposent de plusieurs options pour pallier la dégressivité des coûts dans la transition. Nous en présentons deux, qui peuvent être combinées ou utilisées séparément. La première consiste à ajuster les charges fixes en fonction du revenu. Cette approche règle la question d'équité dans les charges fixes, mais ne fait que transférer les coûts d'un groupe de clients à l'autre. La seconde option veut que les gouvernements assument les coûts du système en tout ou en partie. Les systèmes fédéral et provinciaux d'imposition du revenu sont progressifs : plus un revenu est élevé, plus il est imposé. Le financement public des investissements dans le réseau électrique réduit la dégressivité en utilisant l'impôt progressif pour subventionner une partie des engagements climatiques du Canada et ainsi protéger les utilisateurs contre la hausse des coûts totaux du réseau. Cela limite l'augmentation des charges fixes et des tarifs volumétriques dans le secteur de l'électricité. En choisissant un financement fédéral plutôt que provincial, on rééquilibre aussi le poids des investissements requis dans les différentes régions (qui n'ont pas toutes le même accès aux ressources d'hydroélectricité et de combustibles fossiles).

Ce sont là deux outils pour combattre la dégressivité et préserver l'abordabilité de l'électricité, mais chacun fonctionne différemment. La modification des charges fixes peut être mise en œuvre directement par les autorités de réglementation, ou imposée par les gouvernements provinciaux ou territoriaux. Le financement public des investissements dans le réseau relève entièrement des gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux. Les décideurs peuvent également combiner ces deux outils pour aborder sous plusieurs angles les enjeux d'équité et d'efficacité liés à la carboneutralité.

Remerciements

Merci à Christopher Roney, Electric Power Research Institute (EPRI); Ganesh Doluweera, Régie de l'énergie du Canada; John Bistline, EPRI; Kathleen Vaillancourt, ESMIA Consultants; Brienne Riehl, Navius Research; et Ryan Ness, Institut climatique du Canada, pour leur contribution à cette analyse. Merci aussi à l'EPRI, à la Régie de l'énergie du Canada et à ESMIA de nous avoir fourni leurs données de modélisation, sans lesquelles cette étude n'aurait pas été possible.

Cette analyse utilise la version 29.0 de la Base de données et Modèle de simulation de politiques sociales de Statistique Canada. Les hypothèses et les calculs utilisés dans les simulations ont été préparés par les auteurs de la présente étude, qui assument l'entièvre responsabilité de l'utilisation et de l'interprétation des données.

RÉFÉRENCES

- Ashwell, James. 2021. *A Strengthening Position at the Bargaining Table? Understanding the Productivity-Median Wage Gap in Canada, 1976-2019*, septembre 2021, rapport de recherche du Centre d'étude des niveaux de vie. <http://www.csls.ca/reports/csls2021-09.pdf>.
- Bishop, Grant, Mariam Ragab et Blake Shaffer. 2020. « The Price of Power: Comparative Electricity Costs across Provinces », *Commentary* 582, Institut C.D. Howe. <https://www.cdhowe.org/sites/default/files/2021-12/Commentary%20582.pdf>.
- Borenstein, Severin, et James Bushnell. 2021. « Do Two Electricity Pricing Wrongs Make a Right? Cost Recovery, Externalities, and Efficiency », *Energy Institute at Haas Working Papers*, document de travail n° 294R, Berkeley (Californie). <https://doi.org/10.3386/w24756>.
- Borenstein, Severin, Meredith Fowlie et James Sallee. 2021. « Designing Electricity Rates for An Equitable Energy Transition », *Energy Institute at Haas Working Papers*, document de travail n° 314, Berkeley (Californie), Université de Californie à Berkley. <https://haas.berkeley.edu/energy-institute/research/abstracts/wp-314/>.
- Borenstein, Severin. 2011. « Regional and Income Distribution Effects of Alternative Retail Electricity Tarifs », *Energy Institute at Haas Working Papers*, document de travail n° 225, Berkeley (Californie), Université de Californie à Berkley. <https://haas.berkeley.edu/wp-content/uploads/WP225.pdf>
- Borenstein, Severin. 2016. « The Economics of Fixed Cost Recovery by Utilities ». *The Electricity Journal* 29 (7) : 5-12. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.07.013>.
- CleanBC. s. d. *CleanBC Better Homes and Home Renovation Rebate Program*, Better Homes BC. <https://betterhomesbc.ca/rebates/cleanbc-better-homes-and-home-renovation-rebate-programs/>.
- Commission de l'énergie de l'Ontario. s. d.-a. *Programme d'aide aux impayés d'énergie*. <https://www.oeb.ca/fr/consommateurs/programmes-d'aide-denergie/programme-d'aide-aux-impayes-denergie>.
- Commission de l'énergie de l'Ontario. s. d.-b. *Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité*. <https://www.oeb.ca/fr/consommateurs/programmes-d'aide-denergie/programme-ontarien-d'aide-relative-aux-frais-delectricite>.
- Connolly, Marie, Catherine Haeck et David Lapierre. 2021. *Tendances de la mobilité intergénérationnelle du revenu et de l'inégalité du revenu au Canada, 11F0019M n° 458*, Direction des études analytiques : documents de recherche, Statistique Canada. <https://www15.statcan.gc.ca/n1/pub/11f0019m/11f0019m2021001-fra.htm>.
- Das, Runa R., Mari Martiskainen et Grace Li. 2022. « La prévalence de la pauvreté énergétique au Canada : l'estimation du poids financier de l'énergie domestique selon l'approche axée sur les dépenses », *Le Géographe canadien* (février). <https://doi.org/10.1111/cag.12750>.
- Das, Runa R., Mari Martiskainen, Lindsey M. Bertrand et Julie L. MacArthur. 2022. « A Review and Analysis of Initiatives Addressing Energy Poverty and Vulnerability in Ontario, Canada » *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 165 (septembre) : 112617. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112617>.
- Dion, Jason, Anna Kanduth, Jeremy Moorhouse et Dale Beugin. 2021. *Vers un Canada carboneutre : s'inscrire dans la transition globale*, Institut climatique du Canada. https://climatechoices.ca/wp-content/uploads/2021/02/Vers-un-Canada-carboneutre_FINAL.pdf.
- Dion, Jason, Caroline Lee, Anna Kanduth, Christiana Guertin et Dale Beugin. 2022. *Volte-face : comment alimenter un Canada carboneutre*, Institut climatique du Canada. <https://institutclimatique.ca/reports/volte-face/>.
- Dolter, Brett D., et Martin Boucher. 2018. « Solar Energy Justice: A Case-Study Analysis of Saskatchewan, Canada », *Applied Energy* 225 (septembre) : 221-232. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.088>.
- Efficacité Manitoba. s. d. *Energy Efficiency Assistance Program*, Efficacité Manitoba. <https://efficiencymb.ca/my-home/energy-efficiency-assistance-program/>.
- Electric Power Research Institute. 2021. « Canadian National Electrification Assessment: Electrification Opportunities for Canada's Energy Future », *Energy, Environmental, and Climate Policy Analysis*, 3002021160, Palo Alto (Californie), Electric Power Research Institute (EPRI). <https://www.epri.com/research/programs/109396/results/3002021160>.
- Environnement et Changement climatique Canada. 2022. *Plan de réduction des émissions pour 2030 : prochaines étapes du Canada pour un air pur et une économie forte*, document d'information, gouvernement du Canada, 29 mars 2022. <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2022/03/plan-de-reduction-des-emissions-pour-2030--prochaines-etapes-du-canada-pour-un-air-pur-et-une-economie-forte.html>.
- Gouvernement de l'Alberta. 2022. *Providing Relief for Fuel and Utility Costs / Allègement des coûts du carburant et des services publics*. <https://www.alberta.ca/news.aspx>.
- Gouvernement de l'Alberta. s. d. *Emergency Financial Assistance*. <https://www.alberta.ca/emergency-financial-assistance.aspx>.
- Green, David A., W. Craig Riddell et France St-Hilaire. 2017. « Income Inequality in Canada: Driving Forces, Outcomes and Policy », *Income Inequality: The Canadian Story*, Ottawa (Canada), Institut de recherche en politiques publiques. <https://irpp.org/>

[research-studies/income-inequality-in-canada/](https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC9303333/).

Greenspon, Jacob, Anna Stansbury et Lawrence H. Summers. 2021. « Productivity and Pay in the United States and Canada », *International Productivity Monitor* 41 (automne) : 28.

Kanduth, Anna, et Jason Dion. 2022. *Électro-fédéralisme : politiques pour aligner les systèmes électriques avec la carboneutralité*, Institut climatique du Canada. <https://climateinstitute.ca/wp-content/uploads/2022/05/E%CC%81lectro-fe%CC%81de%CC%81ralisme-4-mai-2022.pdf>.

Langlois-Bertrand, S., K. Vaillancourt, L. Beaumier, M. Pied, O. Bahn et N. Mosseau. 2021. « Perspectives énergétiques canadiennes 2021 – Horizon 2060 », *Perspectives énergétiques canadiennes*, version 20211112, Institut de l'énergie Trottier et Pôle e3c. <https://iet.polymtl.ca/perspectives-energetiques>.

Lee, Caroline, Jason Dion et Christiana Guertin. 2022. *Plus grands, plus propres, plus intelligents : aligner les systèmes électriques canadiens avec la carboneutralité*, Institut climatique du Canada. <https://climateinstitute.ca/wp-content/uploads/2022/05/Plus-grands-plus-propres-plus-intelligents-May-4-2022.pdf>.

Levinson, Arik, et Emilio Silva. 2022. « The Electric Gini: Income Redistribution through Energy Prices », *American Economic Journal: Economic Policy* 14 (2) : 341-365. <https://doi.org/10.1257/pol.20200543>.

Municipalité régionale d'Halifax. s. d. *About Solar City*, consulté le 6 juillet 2022. <https://www.halifax.ca/home-property/solar-projects/about-solar-city>.

Poterba, James M. 1989. « Lifetime Incidence and the Distributional Burden of Excise Taxes », *The American Economic Review* 79 (2) : 325-330.

Régie de l'énergie du Canada. 2021a. « Aperçu du marché : les véhicules électriques à batterie sont beaucoup plus écoénergétiques que ceux à moteur à combustion interne », *Aperçu du marché*, gouvernement du Canada. <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/apercu-marches/2021/apercu-marche-les-vehicules-electriques-a-batterie-sont-beaucoup-plus-ecoenergetiques-que-ceux-a-moteur-a-combustion-interne.html>.

Régie de l'énergie du Canada. 2021b, « Avenir énergétique du Canada en 2021 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040 », *Avenir énergétique du Canada en 2021*, gouvernement du Canada. <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/2021/index.html>.

Ressources naturelles Canada. 2021. *Le chauffage et le refroidissement à l'aide d'une thermopompe*, gouvernement du Canada. <https://www.rncan.gc.ca/efficacite-energetique/energy-star-canada/propos-denergy-star-canada/annonces-relatives-au-programme-energy-star/publications/le-chauffage-et-le-refroidissement-laide-dune-thermopompe/6818>.

Shaffer, Blake, et Jennifer Winter. 2020. *Defining and Describing Energy Poverty in British Columbia: The Distribution of Households' Energy Expenditure*, rapport de recherche commandé par l'Expert Panel on Basic Income, Colombie-Britannique. https://bcbasicincomepanel.ca/wp-content/uploads/2021/01/Defining_and_Describing_Energy_Poverty_in_British_Columbia_The_Distribution_of_Households_Energy_Expenditure.pdf.

Statistique Canada. 2018. *Vue d'ensemble du produit La base de données et modèle de simulation de politiques sociales (BD/MSPS)*, 5 janvier. <https://www.statcan.gc.ca/fr/microsimulation/bdmfsp/vuedensemble>.

Statistique Canada. 2022. *La Base de données et Modèle de simulation de politiques sociales (BD/MSPS)*, 22 avril 2022. <https://www.statcan.gc.ca/fr/microsimulation/bdmfsp/bdmfsp>.

Ville d'Edmonton. s. d. *Clean Energy Improvement Program (CEIP)*. https://www.edmonton.ca/city_government/environmental_stewardship/clean-energy-improvement-program-ceip.

Williams, David M. 2021. « Pay and Productivity in Canada: Growing Together, Only Slower than Ever », *International Productivity Monitor* 40 (printemps 2021) : 24.

ANNEXE I : MÉTHODES

Estimation de la consommation d'électricité des ménages

Nos estimations de la consommation d'électricité des ménages reposent sur les microdonnées synthétiques de la BD/MSPS. La BDSPS est une base de données détaillée représentative des Canadiens qui répertorie les caractéristiques économiques et familiales, les dépenses par type de produits et les données relatives aux impôts et aux transferts de fonds. La portion « modèle » de la BD/MSPS permet l'analyse contrefactuelle des politiques d'imposition et de transfert de fonds. La version 29.0 utilise les données de l'Enquête sur les dépenses des ménages de 2017 comme point de référence pour les dépenses.

Nous avons d'abord compilé les prix d'électricité de 2017 (tarifs volumétriques et charges fixes) pour chaque province et région sous-provinciale du Canada (voir le tableau 1 de l'annexe II), puis divisé les dépenses annuelles en électricité des ménages (avant taxes) par le prix de l'électricité, en tenant compte des charges fixes mensuelles, des subventions provinciales et des modèles à deux paliers de tarification. Nous avons ainsi déduit la consommation d'électricité :

$$\text{consommation}_{m,p} = \frac{\text{épenses}_{m,p} - f_p}{c_p}$$

La formule se lit comme suit : m = ménage; p = province; f = charges fixes mensuelles; et c = coût (prix) de l'électricité pour les clients résidentiels.

Puis, nous avons utilisé la consommation déduite pour réestimer les dépenses actuelles en électricité, à partir des tarifs volumétriques et des charges fixes de 2021 (tarifs de 2021 multipliés par la consommation estimée, plus les charges fixes). Les valeurs utilisées sont présentées au tableau 2 de l'annexe II. Pour calculer les coûts moyens bruts (par kWh) payés par les ménages de chaque province, nous avons additionné les dépenses des ménages de la province pour obtenir les dépenses totales, que nous avons divisées par la consommation totale (somme de la consommation de tous les ménages de la province). Les charges fixes, qui varient d'une province à l'autre, ont été incorporées à ces coûts moyens bruts pour faciliter la comparaison interprovinciale. Les valeurs résultantes sont les coûts moyens d'électricité résidentielle.

Calcul des pressions sur les coûts de l'électricité

L'Institut climatique du Canada nous a fourni les résultats de trois équipes de modélisation : l'Electric Power Research Institute (EPRI), ESMIA (Institut de l'énergie Trottier) et la Régie de l'énergie du Canada. Ces résultats provenaient de simulations de l'électricité au Canada de 2020 à 2050 (et au-delà). Les modèles comprenaient la croissance de la demande d'électricité; la puissance électrique installée en mégawatts (MW); les parts de la production en gigawattheures (GWh); les coûts des investissements de capitaux dans la production, la distribution, le transport et le stockage; les coûts fixes et variables d'opération et de maintenance; la consommation de combustibles; et la tarification du carbone. Ils excluent toutefois les coûts pour renforcer la résilience aux changements climatiques du réseau électrique. Nous avons travaillé avec les équipes de modélisation pour nous assurer de la compatibilité entre les estimations des coûts. Puisque les modèles de la Régie et d'ESMIA ne tiennent pas compte des investissements dans le transport et la distribution entre les provinces, nous avons reproduit les coûts de l'EPRI dans les modèles de la Régie et d'ESMIA aux fins de comparaison.

Les trois modèles projettent les investissements futurs dans le réseau, mais ignorent les dettes des investissements passés. Or, comme les dettes existantes sont amorties dans les tarifs d'électricité résidentielle (tarifs volumétriques et charges fixes), toutes les estimations provenant de ces modèles sous-estiment les coûts potentiels pour les ménages. Afin de représenter plus justement la situation financière des fournisseurs d'électricité du Canada, nous avons compilé des données sur leurs dettes à long terme. En l'absence d'information sur les échéanciers exacts de ces dettes, nous les avons amorties sur 30 ans, à un taux d'intérêt de 6 %. Nous les avons aussi divisées par les estimations des coûts de production futurs propres à chaque modèle pour obtenir leur coût anticipé par mégawattheure (MWh) dans chaque province. Nous avons employé un processus similaire pour amortir tous les nouveaux investissements de capitaux dans la production, la transmission, la distribution et le stockage sur 25 ans, à un taux d'intérêt de 6 %.

Ensuite, nous avons calculé les coûts moyens modélisés de la production pour 2020 (ou l'année des données les plus récentes), 2030, 2040 et 2050 dans chaque province et modèle (incluant nos modifications aux fins de comparaison). Ces coûts équivalent aux coûts totaux du réseau (y compris les dettes amorties et les nouveaux investissements de capitaux) divisés par la production modélisée.

La majoration des coûts d'électricité résidentielle dans chaque province correspond à la différence entre les tarifs moyens d'électricité résidentielle et les coûts moyens de la production. Elle peut s'expliquer par plusieurs facteurs : rendement des capitaux propres, frais d'administration, coûts de distribution plus élevés pour les clients résidentiels, et autres coûts pour lesquels nous n'avons pas de données de modélisation. Par souci de simplicité, nous traitons cette majoration comme invariable dans le temps et propre à chaque province.

$$\text{coût moyen brut}_{p,2020} - \text{coût moyen modélisé}_{M,p,2020} = \text{majoration}_{M,p}$$

La formule se lit comme suit : p = province; et M = modèle (Régie, EPRI, ESMIA ou moyenne des trois).

Pour obtenir les tarifs résidentiels futurs, nous avons additionné cette majoration provinciale invariable aux coûts moyens estimés calculés à partir des résultats modélisés pour 2030, 2040 et 2050.

$$\text{tarif résidentiel}_{Mpt} = \text{coût moyen modélisé}_{Mpt} + \text{majoration}_{Mp}$$

Calcul de la demande future en électricité

Les trois modèles projettent les changements dans la demande d'électricité résidentielle et dans la population de chaque province ou région, par incrément de 10 ans de 2020 à 2050 (2060 pour le modèle d'ESMIA). Nous avons utilisé ces données pour calculer la demande d'électricité par personne actuelle et future, puis comparé ces estimations avec celles de la base de données complète sur la consommation d'énergie de Ressources naturelles Canada et nos propres estimations déduites des microdonnées synthétiques de la BD/MSPS. Les données se correspondaient dans la plupart des provinces, gage de la fiabilité de nos estimations et de celles des modèles. Nous supposons que la composition des ménages ne changera pas considérablement d'ici 2050, de sorte que la courbe de consommation d'électricité des ménages suivra de près la courbe de consommation par personne dans chaque province.

Estimation des coûts d'électricité futurs pour les ménages

Nous avons estimé les coûts d'électricité futurs pour les ménages à l'aide des résultats des trois modèles et de leur moyenne.

Nos calculs supposent que tous les ménages d'une province, peu importe leur revenu, augmenteront leur consommation d'électricité au même rythme. Ainsi, les taux de croissance utilisés sont invariables dans le temps et au sein d'une même province. Nous avons utilisé l'année 2020 comme point de référence pour normaliser nos estimations provinciales. La consommation de chaque ménage a ensuite été projetée selon ce facteur de croissance basé sur la province, le modèle et le temps.

$$\text{consommation}_{mpMt} = \text{consommation déduite}_{mp2020} * \text{facteur de croissance normalisé}_{pMt}$$

La formule se lit comme suit : m = ménage dans les microdonnées synthétiques de la BD/MSPS; p = province; M = modèle (Régie, EPRI, ESMIA ou moyenne des trois); et t = année (2020, 2030, 2040 ou 2050).

Puis, nous avons créé un facteur d'échelle pour les coûts résidentiels moyens, normalisé selon une valeur de 1,0 équivalente aux coûts résidentiels moyens de 2021.

$$\frac{\text{coût résidentiel moyen estimé}_{pMt}}{\text{coût résidentiel moyen actuel}_{p2021}} = \text{Normalized residential rate pressure}_{pMt}$$

Nous avons multiplié le facteur de croissance de la consommation normalisé par le facteur de pression tarifaire résidentielle normalisé pour obtenir le facteur d'échelle global :

$$\text{échelle}_{pMt} = \text{pression tarifaire résidentielle normalisée}_{pMt} * \text{croissance normalisée}_{pMt}$$

Nous avons ensuite multiplié les coûts pour les ménages en 2021 (précédemment calculés à partir des tarifs d'électricité de 2021 et de la consommation déduite de 2017) par ce facteur d'échelle pour projeter les coûts d'électricité futurs à partir des tarifs volumétriques :

$$\text{coût pour les ménages}_{mpMt} = \text{échelle}_{pMt} * \text{consommation déduite}_{mp2020}$$

Enfin, nous avons calculé les coûts pour les ménages de chaque quintile de revenu dans chaque province pour comparer les répercussions de différents scénarios.

Simulation des modèles de tarification et de financement

Nous avons modifié les modèles de tarification pour comprendre les effets qu'auraient différentes mesures sur l'abordabilité de l'électricité pour les ménages à faible revenu. L'abordabilité de l'énergie, et plus particulièrement de l'électricité, est un enjeu politique de plus en plus reconnu. La conception du réseau et la hausse des coûts posent deux problèmes pour les ménages à faible revenu. Premièrement, les factures d'électricité ne séparent pas toujours les coûts purement marginaux de la production et les coûts généraux du réseau, incorporant les coûts

de capitaux fixes aux tarifs volumétriques, quoique certains réseaux séparent les coûts fixes pour rapprocher les tarifs des coûts marginaux. Toutefois, dans un cas comme dans l'autre, une hausse uniforme des coûts toucherait de façon disproportionnée les ménages à faible revenu, qui ont moins de revenus disponibles pour l'absorber. De plus, ces ménages ont parfois une capacité limitée à s'adapter aux changements du réseau énergétique et sont plus à risque d'être confrontés à la décision difficile entre manger ou se chauffer. La conception tarifaire étant un choix politique, l'analyse des différentes options et de leurs conséquences distributives fait partie intégrante de l'évaluation des répercussions des investissements dans l'électricité carboneutre.

Nous avons examiné cinq options. La première : changer les charges fixes mensuelles des ménages pour qu'elles soient équivalentes aux coûts estimés du transport et de la distribution. Cette mesure est souvent proposée pour mieux refléter les coûts réels de l'approvisionnement en électricité; chaque ménage a besoin d'un raccordement fixe, peu importe sa consommation. Bon nombre de fournisseurs intègrent certains coûts résidentiels de transport et de distribution aux tarifs volumétriques (cents/kWh). En séparant les coûts variables de la production des coûts fixes du service, on crée des signaux de prix plus efficaces¹⁸. L'augmentation des coûts fixes est aussi vue comme une façon d'éviter l'interfinancement des panneaux solaires photovoltaïques de toiture. En effet, lorsque les producteurs résidentiels d'énergie solaire sont payés au tarif commercial, qui inclut des coûts fixes comme le transport et la distribution ou la capacité de production nécessaire en période de pointe, ils reçoivent une surcompensation financée par les autres clients (Dolter et Boucher, 2018). Et si les technologies solaires prennent suffisamment d'expansion, les tarifs d'électricité devront augmenter pour compenser la perte de revenus associée à l'autoproduction d'énergie solaire. Cependant, une hausse des charges fixes serait aussi fort dégressive, punissant les ménages à faible revenu, qui utilisent en moyenne moins d'électricité. Or, cette approche permettrait inversement de réduire les tarifs volumétriques et d'ainsi favoriser l'électrification des véhicules, des bâtiments, des entreprises et des usines (Borenstein, Fowlie et Sallee, 2021).

Les charges fixes sous condition de ressources, qui varient selon le revenu, présentent une solution aux conséquences négatives pour les ménages moins aisés. Leur progression peut être calquée sur une taxe de vente (TPS ou TVH au Canada) ou sur l'impôt sur le revenu (Borenstein et Bushnell, 2021; Borenstein, Fowlie et Sallee, 2021). Nous avons modélisé ces deux options en calculant d'abord la proportion de la TPS et de l'impôt sur le revenu respectivement payée par chaque quintile de revenu au pays, puis en créant des charges fixes proportionnelles appliquées uniformément dans chaque quintile. Ces simulations correspondent aux scénarios 2 et 3.

Par ailleurs, la création d'un réseau électrique carboneutre pour atteindre les objectifs climatiques étant une initiative du gouvernement, elle pourrait conséquemment être financée par ce dernier (Borenstein, Fowlie et Sallee, 2021). Nous avons donc modélisé un financement public de 50 % des investissements requis dans chaque province. À noter que ce 50 % ne comprend que la part résidentielle des nouveaux investissements dans le réseau. Dans tous les scénarios de financement public, les coûts restants du réseau de chaque province sont modélisés comme dans le scénario de référence, selon les modèles de tarification provinciaux existants. Le financement public des investissements carboneutres a été fixé à 50 % de manière arbitraire, pour illustrer les conséquences de cette approche sur les différentes provinces et les différents ménages.

Nous avons modélisé deux scénarios distincts de financement public : un premier où le gouvernement fédéral couvre 50 % des nouveaux investissements dans toutes les provinces (hausse de l'impôt fédéral sur le revenu des particuliers); et un second où chaque gouvernement provincial couvre 50 % des nouveaux investissements sur son territoire (hausse de l'impôt provincial sur le revenu des particuliers). Ces deux scénarios ont été modélisés à l'aide des capacités de simulation de l'impôt de la BD/MSPS.

¹⁸ Ce point est d'autant plus pertinent pour les investissements à petite échelle dans des panneaux solaires ou d'autres technologies électriques de toiture.

ANNEXE II : TABLEAUX COMPLÉMENTAIRES

Tableau 1:

Tarifs d'électricité provinciaux utilisés pour estimer la consommation (dollars de 2017)

Prov.	Lieu	Charges fixes annuelles (\$)	Tarif volumétrique (c/kWh) (palier 1)	Tarif volumétrique (c/kWh) (palier 2)
C.-B.	Milieu rural	73,91	0,10280	0,1767
	Population inférieure à 30 000	69,31	0,08580	0,1287
	Population de 30 000 à 99 999	69,31	0,08580	0,1287
	Population de 100 000 à 499 999	69,31	0,08580	0,1287
	Vancouver	69,31	0,08580	0,1287
Alb.	Milieu rural	293,48	0,06060	
	Population inférieure à 30 000	293,48	0,06060	
	Population de 30 000 à 499 999	293,48	0,06060	
	Edmonton	293,48	0,06060	
	Calgary	257,64	0,06060	
Sask.	Milieu rural	381,24	0,13741	
	Population inférieure à 100 000	264,12	0,13741	
	Saskatoon	300,84	0,15650	
	Regina	264,12	0,13741	
Man.	Milieu rural	193,92	0,08200	
	Population inférieure à 100 000 et Brandon	96,96	0,08200	
	Winnipeg	193,92	0,08200	
Ont.	Milieu rural	1953,72	0,09450	
	Population inférieure à 30 000	1953,72	0,09450	
	Population de 30 000 à 99 999	828,98	0,09450	
	Population de 100 000 à 499 999	612,12	0,09450	
	Ottawa	208,92	0,09450	
	Hamilton et Burlington	275,16	0,09450	
	Toronto	342,72	0,09450	
Qc	Milieu rural	148,34	0,05710	0,0868
	Population inférieure à 30 000	148,34	0,05710	0,0868
	Population de 30 000 à 99 999	148,34	0,05710	0,0868
	Population de 100 000 à 499 999	148,34	0,05710	0,0868
	Québec	148,34	0,05710	0,0868
	Montréal	148,34	0,05710	0,0868

Prov.	Lieu	Charges fixes annuelles (\$)	Tarif volumétrique (c/kWh) (palier 1)	Tarif volumétrique (c/kWh) (palier 2)
N.-B.	Milieu rural	284,4	0,10840	
	Population inférieure à 30 000	259,44	0,10590	
	Population de 30 000 à 99 999 et Fredericton	259,44	0,10590	
	Saint John et Moncton	259,44	0,10590	
N.-É.	Milieu rural	129,96	0,14646	
	Population inférieure à 100 000	129,96	0,14646	
	Halifax	129,96	0,14646	
	Cap-Breton	129,96	0,14646	
Î.-P.-É.	Milieu rural et population inférieure à 30 000	309,48	0,13890	0,1103
	Charlottetown	309,48	0,13890	0,1103
T.-N.-L.	Milieu rural	254,28	0,10900	
	Population inférieure à 100 000	194,28	0,10900	
	St. John's	194,28	0,10900	

Tableau 2

Tarifs d'électricité de référence (dollars de 2021)

Province	Charges fixes annuelles (\$)	Tarif volumétrique (c/kWh) – palier 1	Tarif volumétrique (c/kWh) – palier 2
Colombie-Britannique	75,81	0,0939	0,1408
Alberta	478,08	0,0743	
Saskatchewan	273,48	0,14228	
Manitoba	212,64	0,08983	
Ontario	462,36	0,1221	
Québec	150,26	0,06159	0,09502
Nouveau-Brunswick	273,84	0,1138	
Nouvelle-Écosse	129,96	0,16008	
Île-du-Prince-Édouard	309,91	0,1437	0,1142
Terre-Neuve-Et-Labrador	192	0,1252	

Tableau 3

Évolution des taux d'imposition fédéraux sur le revenu des particuliers

Taux de 2021	Projections de 2030	Projections de 2040	Projections de 2050	Tranches d'imposition
15,0 %	15,48 %	15,67 %	15,83 %	Premiers 49 020 \$ de revenu imposable
20,5 %	20,98 %	21,17 %	21,33 %	Portion du revenu imposable de >49 020 \$ à 98 040 \$
26,0 %	26,48 %	26,67 %	26,83 %	Portion du revenu imposable de >98 040 \$ à 151 978 \$
29,0 %	29,48 %	29,67 %	29,83 %	Portion du revenu imposable de >151 978 \$ à 216 511 \$
33,0 %	33,48 %	33,67 %	33,83 %	Portion du revenu imposable supérieure à 216 511 \$

Tableau 4

Évolution des taux d'imposition de la Colombie-Britannique sur le revenu des particuliers

Taux de 2021	Projections de 2050	Tranches d'imposition
5,06 %	5,56 %	Premiers 42 184 \$ de revenu imposable
7,7 %	8,20 %	Portion du revenu imposable de >42 184 \$ à 84 369 \$
10,5 %	11,00 %	Portion du revenu imposable de >84 369 \$ à 96 866 \$
12,29 %	12,79 %	Portion du revenu imposable de >96 866 \$ à 117 623 \$
14,7 %	15,20 %	Portion du revenu imposable de >117 623 \$ à 159 483 \$
16,8 %	17,30 %	Portion du revenu imposable de >159 483 \$ à 222 420 \$
20,5 %	21,00 %	Portion du revenu imposable de >222 420 \$

Tableau 5

Évolution des taux d'imposition de l'Alberta sur le revenu des particuliers

Taux de 2021	Projections de 2050	Tranches d'imposition
10 %	10,83 %	Premiers 131 220 \$ de revenu imposable
12 %	12,83 %	Portion du revenu imposable de >131 220 \$ à 157 464 \$
13 %	13,83 %	Portion du revenu imposable de >157 464 \$ à 209 952 \$
14 %	14,83 %	Portion du revenu imposable de >209 952 \$ à 314 928 \$
15 %	15,83 %	Portion du revenu imposable de >314 928 \$

Tableau 6

Évolution des taux d'imposition de la Saskatchewan sur le revenu des particuliers

Taux de 2021	Projections de 2050	Tranches d'imposition
10,5 %	11,31 %	Premiers 45 677 \$ de revenu imposable
12,5 %	13,31 %	Portion du revenu imposable de >45 677 \$ à 130 506 \$
14,5 %	15,31 %	Portion du revenu imposable de >130 506 \$

Tableau 7

Évolution des taux d'imposition du Manitoba sur le revenu des particuliers

Taux de 2021	Projections de 2050	Tranches d'imposition
10,8 %	11,35 %	Premiers 33 723 \$ de revenu imposable
12,75 %	13,30 %	Portion du revenu imposable de >33 723 \$ à 72 885 \$
17,4 %	17,95 %	Portion du revenu imposable de >72 885 \$

Tableau 8

Évolution des taux d'imposition de l'Ontario sur le revenu des particuliers

Taux de 2021	Projections de 2050	Tranches d'imposition
5,05 %	5,994 %	Premiers 45 142 \$ de revenu imposable
9,15 %	10,094 %	Portion du revenu imposable de >45 142 \$ à 90 287 \$
11,16 %	12,104 %	Portion du revenu imposable de >90 287 \$ à 150 000 \$
12,16 %	12,16 %	Portion du revenu imposable de >150 000 \$ à 220 000 \$
13,16 %	13,16 %	Portion du revenu imposable de >220 000 \$

Tableau 9

Évolution des taux d'imposition du Québec sur le revenu des particuliers

Taux de 2021	Projections de 2050	Tranches d'imposition
15 %	15,7 %	Premiers 45 105 \$ de revenu imposable
20 %	20,7 %	Portion du revenu imposable de >45 105 \$ à 90 200 \$
24 %	24,7 %	Portion du revenu imposable de >90 200 \$ à 109 755 \$
25,75 %	26,5 %	Portion du revenu imposable de >109 755 \$

Tableau 10

Évolution des taux d'imposition du Nouveau-Brunswick sur le revenu des particuliers

Taux de 2021	Projections de 2050	Tranches d'imposition
9,40 %	10,20 %	Premiers 43 835 \$ de revenu imposable
14,82 %	15,62 %	Portion du revenu imposable de >43 835 \$ à 87 671 \$
16,52 %	17,32 %	Portion du revenu imposable de >87 671 \$ à 142 534 \$
17,84 %	18,64 %	Portion du revenu imposable de >142 534 \$ à 162 383 \$
20,30 %	21,10 %	Portion du revenu imposable de >162 383 \$

Tableau 11

Évolution des taux d'imposition de la Nouvelle-Écosse sur le revenu des particuliers

Taux de 2021	Projections de 2050	Tranches d'imposition
8,79 %	9,32 %	Premiers 29 590 \$ de revenu imposable
14,95 %	15,48 %	Portion du revenu imposable de >29 590 \$ à 59 180 \$
16,67 %	17,20 %	Portion du revenu imposable de >59 180 \$ à 93 000 \$
17,5 %	18,03 %	Portion du revenu imposable de >93 000 \$ à 150 000 \$
21 %	21,53 %	Portion du revenu imposable de >150 000 \$

Tableau 12

Évolution des taux d'imposition de l'Île-du-Prince-Édouard sur le revenu des particuliers

Taux de 2021	Projections de 2050	Tranches d'imposition
9,8 %	10,59 %	Premiers 31 984 \$ de revenu imposable
13,8 %	14,59 %	Portion du revenu imposable de >31 984 \$ à 63 969 \$
16,7 %	17,49 %	Portion du revenu imposable de >63 969 \$

Tableau 13

Évolution des taux d'imposition de Terre-Neuve-et-Labrador sur le revenu des particuliers

Taux de 2021	Projections de 2050	Tranches d'imposition
8,7 %	9,23 %	On the first \$38,081 of taxable income
14,5 %	15,03 %	On the portion of taxable income over \$38,081 up to \$76,161
15,8 %	16,33 %	Portion du revenu imposable de >38 081 \$ à 76 161 \$
17,3 %	17,83 %	Portion du revenu imposable de >76 161 \$ à 135 973 \$
18,3 %	18,83 %	Portion du revenu imposable de >135 973 \$ à 190 363 \$