

Favoriser la décarbonisation par l'intégration des systèmes énergétiques

par Madeleine McPherson, Université de Victoria
avec le concours de : Madeleine Seattle, Robert Xu, Lauren Stanislaw, Tamara Knittel.

Sommaire exécutif

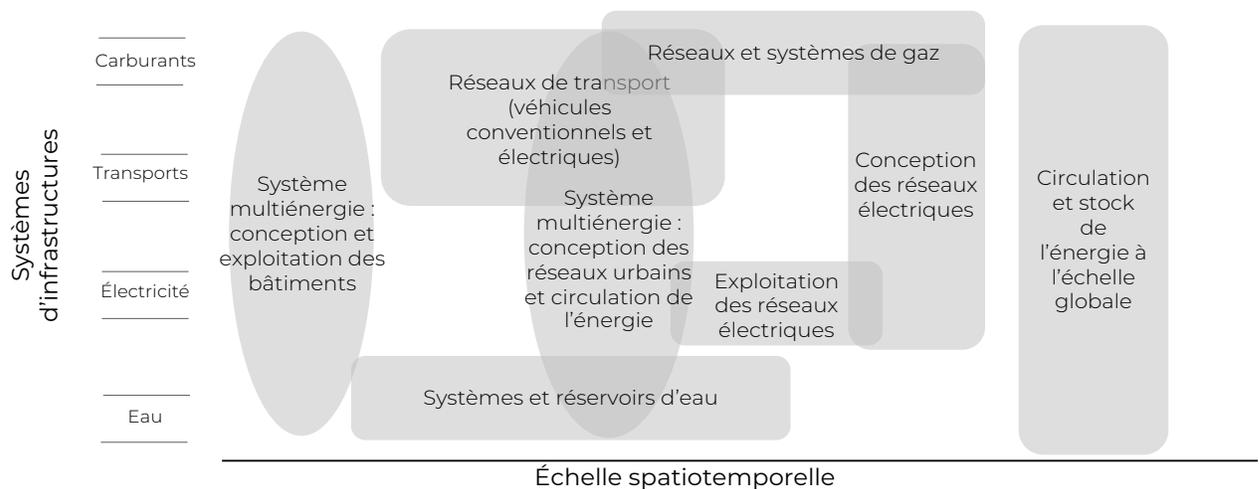
Anciennement axée sur le remplacement des énergies fossiles dans les réseaux électriques, la discussion sur la décarbonisation des systèmes énergétiques canadiens englobe à présent l'ensemble de l'économie et des secteurs générant la demande. Si le Canada s'est retrouvé en tête des pays en voie de décarboniser leurs réseaux électriques, c'est en grande partie grâce à ses importantes ressources hydrauliques; alors que certains de ses homologues se consacraient à la mise en œuvre de politiques de décarbonisation de l'offre, le Canada disposait, en quelque sorte, d'une longueur d'avance. Et là où les fournisseurs canadiens utilisent encore des sources à intensité carbonique élevée, des politiques comme la tarification du carbone (taxe sur le carbone, norme de rendement en fonction de la production, système de plafonnement et échange), l'élimination progressive du charbon et des normes de rendement des centrales au gaz ont été annoncées ou sont en vigueur. Toutefois, le seul recours à une électricité sobre en carbone est insuffisant pour atteindre les cibles de décarbonisation. Il faut à présent se concentrer sur l'utilisation d'énergie propre pour décarboner les autres parties du système énergétique qui s'appuient toujours sur des sources fossiles : les transports, les bâtiments et l'industrie.

L'intégration des systèmes énergétiques (ISE) et les concepts connexes d'électrification et de couplage sectoriel forment un cadre qui étend l'échelle et la portée des mesures de décarbonisation au-delà du secteur de l'électricité. Au sens large, « l'intégration des systèmes énergétiques est le processus de coordination de l'exploitation et de la planification des systèmes énergétiques entre de multiples trajectoires ou échelles géographiques visant à offrir des services énergétiques fiables et rentables n'ayant qu'un effet minime sur l'environnement » (O'Malley et coll., 2016). Cette coordination entre les segments du système énergétique pourrait générer des synergies essentielles dans un réseau électrique caractérisé par la variabilité et l'incertitude. Certaines des charges nouvellement électrifiées, dont les thermopompes et les véhicules électriques, peuvent fournir au réseau des services de flexibilité inestimables, tandis que l'électricité sobre en carbone – provenant d'installations d'énergie renouvelable, de centrales nucléaires ou de centrales thermiques munies d'un système de captation et de stockage du carbone – peut servir à décarboner les secteurs à forte intensité carbonique (c.à.d. à les électrifier).

L'ISE comprend l'électrification – le transfert des charges d'une source d'énergie (généralement) fossile à l'électricité –, mais ne s'y limite pas. L'hydrogène produit par reformage du méthane à la vapeur ne constitue pas à proprement parler de l'électrification, mais ce processus peut fournir de précieux services, comme le stockage saisonnier. Autre exemple : le gaz naturel renouvelable est une option pour décarboner les utilisations finales qui dépendent encore des combustibles fossiles à cause des difficultés que pose leur électrification. L'ISE s'applique à l'ensemble des nombreuses infrastructures bâties servant aussi bien à l'offre qu'à la demande, à toutes les échelles spatiales (ex. : transport et distribution de l'électricité) et temporelles (ex. : exploitation de courte durée, planification à long terme). Elle requiert donc un changement de perspective; les réflexions étroitement circonscrites à une infrastructure donnée (voir l'axe des y de la figure 1) ou à une certaine échelle (qui augmente le long de l'axe des x de la figure 1) devront devenir globales (bulles de la figure 1) (McPherson, 2021). La représentation de l'ISE nécessite la prise en compte des systèmes individuellement et en interaction. Sa mise en œuvre exige en plus de modifier les structures immatérielles, comme les marchés qui définissent la tarification des produits et services, les organisations (ONG, gouvernements, entreprises) qui disposent de leviers politiques distincts (municipal, provincial, fédéral), et les personnes (planificateurs, opérateurs, intervenants et décideurs) qui s'acquittent de diverses responsabilités (fiabilité de l'approvisionnement, rendement positif pour les actionnaires).

Figure 1

L'intégration des systèmes énergétiques englobe les systèmes d'infrastructures (axe des y) et les échelles spatiotemporelles (axe des x) ainsi que toutes leurs interactions (bulles).¹



¹ Les systèmes multiénergie sont caractérisés par « une forte coordination dans leur exploitation et leur planification, entre plusieurs vecteurs ou secteurs d'énergie, afin d'assurer la prestation de services énergétiques fiables et rentables aux clients et aux utilisateurs finaux en entraînant le moins d'effets possible sur l'environnement » (O'Malley et coll., 2020).

L'ISE représente un cadre utile pour guider le travail de décarbonisation à venir. Si la réussite est à notre portée sans la mise en œuvre de ce cadre, le processus sera plus long et plus coûteux, et débouchera nécessairement sur un système énergétique inférieur. Aujourd'hui, alors que les administrations prévoient d'importants nouveaux investissements dans les infrastructures, que les technologies essentielles gagnent en maturité, et que la volonté politique s'exprime, le cadre de l'ISE est plus pertinent que jamais.

Le présent document examine la situation actuelle de l'ISE au Canada, les difficultés qui se dressent devant sa mise en œuvre, et quelques solutions pour y répondre. Il commence par faire le point sur le développement des technologies de l'ISE, comme on les appelle, qui doivent atteindre leur maturité, puis obtenir un soutien politique et être adoptées à large échelle. Il analyse ensuite les principales difficultés et lacunes qui nuisent au développement et à l'intégration de ces technologies. L'ISE est difficile à mettre en place, en partie à cause des enjeux communs aux transitions (innovation technologique, application des politiques), mais surtout parce qu'elle redéfinit ce qui sous-tend les systèmes énergétiques. Elle nécessite de mettre fin au cloisonnement qui prévaut depuis longtemps dans les systèmes d'infrastructures et les organisations qui les régissent. Enfin, ce document présente des suggestions pour vaincre les plus importantes de ces difficultés. À notre avis, les défis et les solutions propres aux secteurs ont leur importance. De fait, il y a lieu de remplacer les réseaux électriques cloisonnés par une intégration régionale, de quantifier le potentiel de gestion de la demande et de l'exploiter grâce aux mécanismes de tarification appropriés, et de remplacer les subventions par des réformes du marché qui assurent une rémunération des services en fonction des besoins du réseau. Mais pour accélérer la mise en œuvre de l'ISE, en plus de résoudre les difficultés propres aux secteurs, il faudra combler les lacunes en matière d'information – comprendre les interactions entre les systèmes –, en matière de communication et de gouvernance – réunir tous les intervenants concernés et rassembler toutes les données pertinentes –, et en matière d'application – coordonner les mesures dans l'ensemble du système énergétique.

La situation actuelle : cinq technologies de l'ISE

Commençons par examiner la maturité et le contexte politique de cinq stratégies ou technologies de l'ISE, soit les véhicules électriques, les thermopompes, la gestion de la demande, la production décentralisée et l'hydrogène. Celles-ci se rapportent à l'ISE, car elles en représentent le concept : elles touchent au moins deux secteurs, échelles ou vecteurs. En effet, la gestion de la recharge de la batterie d'un véhicule électrique fait intervenir le réseau électrique et le système de transport. L'efficacité d'une thermopompe nécessite des connaissances sur le chauffage du bâtiment et le réseau électrique. La gestion de la demande vise autant les charges individuelles que la répartition de l'énergie dans le réseau. La production décentralisée relie les systèmes de distribution locaux aux systèmes de transport provinciaux et aux interconnexions entre les provinces. Le déploiement de l'hydrogène renforce les liens entre les réseaux électriques et de carburants.

Nous avons décidé de nous intéresser aux technologies parce qu'elles fournissent des exemples concrets de certaines des plus grandes difficultés qui se posent au début des trajectoires de décarbonisation. Comme elles touchent plusieurs systèmes, elles sont des objets d'étude pratiques pour en examiner les intersections. De plus, leur développement et leur intégration sont essentiels à la réalisation de l'objectif de manière plus générale. Par leur fonction intersectionnelle, les technologies de l'ISE joueront un rôle inestimable pour l'intégration et la modernisation des systèmes énergétiques. Cependant, cette même fonction les expose aussi à un ensemble complexe de défis. La réussite de la décarbonisation passe par une prise de décisions efficace concernant ces intersections. Cela dit, il va de soi que les problèmes fondamentaux des trajectoires de décarbonisation ne sont pas tous liés à ces technologies et stratégies; les autres livres blancs de cette

série se penchent sur les trajectoires de décarbonisation de l'électricité, le contexte de réglementation et de gouvernance, et les défis et solutions politiques.

Technologies : un parcours en trois phases

Jusqu'à présent, les politiques de décarbonisation adoptées dans le monde ont surtout visé la production d'électricité. Cette orientation, combinée à une planification efficace et à des cibles ambitieuses, a beaucoup contribué au progrès sans précédent de l'énergie renouvelable dans la dernière décennie. Les investissements dans de nouvelles installations d'énergie renouvelable dépassent maintenant ceux visant la capacité de production à partir de combustibles fossiles, et presque tous les pays ont adopté une cible relative à l'énergie renouvelable. Cette dernière est aujourd'hui considérée comme une technologie mature, rentable, sûre et viable sur le plan environnemental (IRENA, OCDE/AIE et REN21, 2018).

À l'instar de nombreuses transitions stimulées par la technologie, comme ce récent essor dans le domaine de l'énergie renouvelable, notre évaluation de la situation des technologies de l'ISE s'articule autour de trois phases : 1) recherche et développement qui préparent la mise en marché de la nouvelle technologie; 2) adoption préliminaire, généralement soutenue par des politiques, qui accélère l'atteinte de la viabilité commerciale; 3) commercialisation à grande échelle et intégration aux systèmes (nous y reviendrons plus loin).

Phase un : maturité technologique

Le degré de maturité de la recherche et du développement varie grandement d'une technologie d'ISE à l'autre. L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) a récemment évalué la maturité de technologies selon leur capacité à contribuer de manière considérable à la réduction des émissions d'ici 2050 (IRENA, 2017). Selon son rapport, les véhicules électriques ont acquis beaucoup de maturité dans les dernières années. Ils gagnent rapidement des parts de marché et sont « en voie » de contribuer largement à la décarbonisation. Toutefois, il y aurait encore des innovations à apporter dans les domaines des batteries haute performance peu coûteuses et de l'infrastructure de recharge. Dans l'ensemble, la technologie solaire photovoltaïque, particulièrement les installations de services publics, est aussi sur la bonne voie, mais on pourrait travailler sur les technologies décentralisées intégrées aux bâtiments. À l'opposé, les chauffe-eau solaires ne sont « pas viables au rythme actuel » : les coûts devront grandement baisser pour qu'on exploite tout le potentiel de cette technologie. La gestion de la demande tient ses promesses, mais le développement et le déploiement sont « à la traîne, bien que viables ». Il sera nécessaire d'améliorer la technologie et de mieux comprendre son potentiel et son déploiement. Les thermopompes aussi sont « à la traîne, bien que viables ». Il faudra les déployer plus largement et faire des progrès en matière de systèmes énergétiques de bâtiments pour basses températures. Il sera aussi nécessaire d'innover pour concrétiser les très nombreuses solutions associées à l'hydrogène; les véhicules et les applications industrielles (ex. : fabrication du fer, production d'ammoniac) ne sont « pas viables au rythme actuel », notamment parce que les systèmes énergétiques basés sur l'hydrogène n'ont pas l'ampleur requise (IRENA, 2017). Bref, la maturité des différentes technologies varie autant que l'ISE elle-même : elle atteint un niveau élevé dans certains cas, mais doit encore progresser dans d'autres.

Phase deux : adoption soutenue par les politiques

L'annexe contient cinq ensembles de tableaux, un par stratégie ou technologie d'ISE (véhicules électriques, thermopompes, production décentralisée, gestion de la demande et hydrogène), énumérant quelques politiques à l'échelle fédérale, provinciale ou municipale (selon le cas). Il existe une multitude de politiques possiblement intéressantes; notre examen n'est pas exhaustif, mais il donne une idée du paysage politique de l'ISE. Nous analysons ci-dessous une liste de politiques (annexe) à la recherche des difficultés liées à la mise en œuvre de l'ISE (qui font l'objet de la section suivante).

Examen et analyse des politiques

The annex contains five sets of tables—one for each ESI technology or strategy (electric vehicles, heat pumps, distributed generation, demand response, and hydrogen)—that list policies at the federal, provincial, and municipal levels (as applicable). There is a plethora of policies that could be considered; our review is not exhaustive. Instead, it provides an illustrative perspective on the ESI policy landscape. The following section analyzes this list of policies (found in the annex) for the purpose of identifying the challenges to operationalizing ESI (discussed in the following section).

Politiques et soutiens visant les technologies de l'ISE : variables au Canada

Le paysage énergétique du Canada est diversifié : les provinces fonctionnent selon différentes structures réglementaires, gèrent des portefeuilles de ressources plus ou moins riches et composent avec un éventail d'attitudes adoptées par les électeurs. Le paysage politique des technologies de l'ISE ne fait pas exception.

Les incitatifs à l'adoption des véhicules électriques diffèrent selon les provinces et les territoires

La plupart des provinces et des territoires encouragent, à divers degrés, l'utilisation de véhicules électriques, mais quelques-uns n'ont pas mis en place d'incitatifs ni de plan stratégique à cet effet. Une seule province, la Saskatchewan, applique une politique qui dissuade l'adoption de ces véhicules. La majorité des municipalités n'ont pas introduit d'incitatifs, mais quelques villes de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, du Québec et de l'Ontario l'ont fait.

La plupart des provinces et des territoires ont des programmes de production décentralisée, mais leur mise en œuvre varie

Les programmes incitatifs à la production décentralisée établis par les provinces et les territoires sont pour la plupart des programmes de remboursement, qui ciblent généralement les technologies solaires photovoltaïques. Le type d'organisme responsable diffère cependant : dans certains cas, c'est le gouvernement provincial ou la municipalité qui fournit le remboursement, et dans d'autres, c'est le distributeur d'électricité. Comme nous le verrons plus loin, le degré de concordance entre ces programmes et le cadre d'orientation de la politique énergétique (ex. : encourager la production décentralisée à des endroits où elle coûte plus cher que d'autres options) est inconnu ou nébuleux. Les programmes de remboursement varient aussi quant à la puissance admissible des panneaux solaires et au taux de rémunération. En outre, ils n'imposent pas les mêmes conditions d'admissibilité et n'entraînent pas les mêmes risques pour les demandeurs. Bon nombre d'entre eux n'acceptent que les propriétaires résidentiels, et ils offrent en général un remboursement après installation, ce qui transfère les risques au propriétaire du bâtiment. La plupart

des provinces proposent un programme de rachat conçu selon l'une de ces deux structures de base : la facturation nette (compensation des achats au détail auprès du service public local) ou le mesurage net (compensation de la consommation d'électricité par l'autoproduction). Toutefois, d'autres aspects de la mise en œuvre varient. Les provinces peuplées où la demande en électricité est élevée permettent aux consommateurs (personnes qui consomment et produisent de l'électricité) d'avoir de plus grandes installations. L'apport des consommateurs est rémunéré à la hauteur du tarif de détail de l'électricité, sauf au Manitoba et en Saskatchewan, où la rémunération est inférieure au tarif de détail, et au Yukon, où elle est plus élevée (et plus élevée encore dans les localités isolées). Une rémunération inférieure au tarif de détail peut encourager l'investissement dans le stockage par batterie; ainsi, les consommateurs évitent d'envoyer au réseau leur production excédentaire.

Il y a peu de programmes complets de gestion de la demande, et ils sont peu diversifiés

Les programmes de gestion de la demande qui ciblent les gros consommateurs industriels sont répandus et bien établis. Ils permettent aux services publics de contrôler une partie de la charge industrielle selon les besoins et varient pour ce qui est de la puissance requise pour l'admissibilité, du préavis et de l'ampleur de la réduction, mais ont le même objectif global. Les programmes de gestion de la demande qui ciblent des charges non industrielles varient davantage selon la province ou le territoire. Nous avons répertorié divers systèmes de tarification en vigueur. De plus, ces programmes prévoient un éventail de mesures visant les consommateurs, notamment des limites d'utilisation d'électricité à certains moments de la journée; la mise en attente de charges et la rémunération en cas d'annulation; les conditions régissant l'utilisation instantanée d'énergie à certaines périodes de la journée; et la surveillance, voire la réduction, de la consommation de la clientèle lors d'un événement de gestion de la demande. Certaines entreprises de services publics offrent un processus personnalisé de gestion de la demande à leurs clients commerciaux. Les enchères de puissance, une approche novatrice utilisée en Ontario, semblent procurer beaucoup de latitude et de flexibilité. Chaque année, les consommateurs soumettent une offre correspondant aux ressources qu'ils peuvent mettre à la disposition du programme de gestion de la demande. Une grande variété de participants sont acceptés, mais les gros à moyens consommateurs obtiennent généralement les meilleurs résultats. L'une des principales charges pouvant faire l'objet d'une gestion de la demande, les thermopompes, n'est cependant pas beaucoup visée par des incitatifs ou des structures de contrôle de la charge; la plupart des politiques canadiennes qui la concernent prévoient plutôt des remboursements pour subventionner l'adoption des consommateurs. Si de telles politiques mènent à la décarbonisation du chauffage des bâtiments, elles ne vont pas chercher la flexibilité que les thermopompes pourraient donner aux exploitants de réseaux.

Les cadres réglementaires et le déploiement des infrastructures nécessaires à l'hydrogène sont embryonnaires

En ce qui concerne l'hydrogène, la réglementation et le déploiement des infrastructures n'en sont qu'à leurs débuts partout au Canada. Il reste des lacunes importantes à combler dans les codes et les normes pour atteindre les cibles établies : 50 % d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel existants, et possibilité d'hydrogénoducs à certains endroits du pays d'ici 2050 (Ressources naturelles Canada, 2020). Plus précisément, le Canada ne s'est pas doté de normes sur l'injection et la qualité relatives à l'incorporation de l'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, ni d'un cadre de coordination interprovinciale (Ressources naturelles Canada, 2020). L'idée que chaque province se fait du rôle que pourrait jouer l'hydrogène dépend de son bouquet de production énergétique, de ses infrastructures gazières et du profil

de ses utilisateurs finaux. Toutes les provinces sauf l'Alberta ont mis en place des politiques ou des plans relatifs aux gaz renouvelables en vigueur jusqu'à la fin de la décennie. L'Alberta s'est donné une cible à plus long terme pour ses infrastructures d'injection d'hydrogène afin de rendre possibles l'importation et l'exportation domestiques et internationales d'ici 2040. La Colombie-Britannique et le Québec (deux grands producteurs d'hydroélectricité) visent une cible relative aux gaz renouvelables de 15 % et de 10 %, respectivement, d'ici la fin de la décennie (Preston et coll., 2020). La Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et l'Ontario ont établi des politiques d'utilisation des carburants renouvelables indiquant que le recours à l'hydrogène participe à la décarbonisation des réseaux de gaz naturel (Ressources naturelles Canada, 2020). La Colombie-Britannique, l'Alberta, l'Ontario et le Manitoba appliquent des normes sur les carburants renouvelables qui précisent le pourcentage de produits renouvelables dans l'essence et le diesel. En ce qui a trait à l'injection de l'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, les décideurs canadiens devront négocier avec des administrateurs de tous ordres – des municipalités au gouvernement fédéral (Régie de l'énergie du Canada, 2020).

Divers degrés de concordance entre les politiques des organisations dans les provinces

Les politiques et les plans des provinces ne concordent pas tous à un même degré, tant s'en faut, avec ceux du service public ou du gouvernement fédéral. La Colombie-Britannique a harmonisé ses cibles provinciales de vente de véhicules électriques à celles du gouvernement fédéral, et BC Hydro les a intégrées à ses prévisions de la charge. En revanche, si Hydro-Québec a aussi intégré des cibles à ses prévisions, celles-ci ne sont pas tout à fait identiques aux cibles provinciales : Hydro-Québec prévoit 0,9 million de véhicules électriques dans son plan d'approvisionnement alors que le gouvernement vise 1,5 million de ces véhicules d'ici 2030. D'après les documents publics, la concordance des prévisions de l'Alberta (s'il y en a) avec les cibles fédérales n'est pas claire. Néanmoins, l'Alberta Electric System Operator examine dans ses prévisions à long terme un scénario où les véhicules électriques auraient connu une forte hausse. La Saskatchewan n'a pas fixé de cible pour l'adoption de ces véhicules, et SaskPower n'en mentionne pas non plus dans ses prévisions à long terme. Manitoba Hydro a publié sa prévision concernant les véhicules électriques, mais elle ne correspond pas aux cibles fédérales.

Bien que quelques provinces se distinguent, on constate un manque général de coordination entre les ordres de gouvernement et une certaine incohérence entre les cibles gouvernementales et les prévisions des services publics. L'écart provient, en partie, de la séparation des pouvoirs entre les divers acteurs du système : les municipalités se chargent de l'urbanisme et de la planification des transports; les services publics provinciaux planifient et exploitent les infrastructures de production et de transport; et le gouvernement fédéral doit prendre des engagements internationaux au nom du Canada. Ce manque d'harmonisation entre les ordres de gouvernement et les différentes échelles pose problème. Les politiques municipales et fédérales visant l'adoption des véhicules électriques – déploiement de l'infrastructure de recharge, incitatifs non financiers (ex. : accès aux voies réservées aux véhicules multioccupants), incitatifs financiers (ex. : remboursement) et programmes d'information – doivent être prises en compte dans la planification des systèmes de transport et des réseaux électriques tout comme les cibles nationales. Les politiques de production décentralisées et les autres politiques visant les prosommateurs à l'échelle municipale, provinciale et fédérale doivent s'harmoniser au plan du service public local afin d'assurer une capacité suffisante pour répondre à la hausse de la demande due à l'électrification.

Un paysage politique composé principalement de politiques « douces » (incitatives) plutôt que de mandats, d'exigences légales et de tarifs reflétant les coûts réels

Bon nombre de politiques et de programmes présentent des incitatifs à application volontaire qui peuvent encourager les actions individuelles, sans toutefois être porteurs de transformation. On ne trouve que quelques exigences légales appelant la prise de mesures ou un changement. Cette situation s'inscrit dans la longue lignée des politiques environnementales et énergétiques canadiennes aux mesures facultatives. Par exemple, les politiques de gestion de la demande portent souvent sur la sensibilisation et la promotion d'appareils et de comportements écoénergétiques (Rivers et Jaccard, 2010). Ces stratégies de décarbonisation « douces » (stratégies ou incitatifs financiers facultatifs), qui prévalaient dans les années 1990, n'ont pas porté fruit (Rivers et Jaccard, 2010). Si le Canada n'a pas réussi à honorer ses engagements du Protocole de Kyoto, c'est notamment à cause de l'insuffisance de la mise en œuvre volontaire des mesures d'économie d'énergie. Les politiques en place au pays donnent l'impression désagréable que le Canada reprend son habitude de se concentrer sur les changements individuels plutôt que systémiques ou transformateurs. À titre d'exemple, on pourrait restructurer les marchés ou la tarification de manière à rémunérer les consommateurs résidentiels et commerciaux qui participent à la gestion de la demande selon l'état du réseau, ce qui améliorerait grandement la flexibilité de ce dernier – une caractéristique fort nécessaire. Si les mesures d'économie d'énergie rencontrent aujourd'hui un écho favorable, des dispositions législatives auraient un effet déterminant pour la transformation à grande échelle requise pour une réduction importante des émissions de carbone.

Tendance à viser des mesures sectorielles plutôt que l'intégration ou la transformation pansystémiques dans les politiques

La majorité des politiques listées dans l'annexe ciblent des mesures individuelles : encourager l'adoption des véhicules électriques, réglementer les codes d'efficacité des bâtiments ou fournir des remboursements aux producteurs décentralisés. Peu d'entre elles s'appliquent d'une manière systémique qui transcenderait les frontières définissant chacun des secteurs (électricité, bâtiments, transports, industrie), des échelles de planification (distribution, transport) et des ordres de gouvernement (municipal, provincial, fédéral). L'intégration des technologies d'ISE, par définition, nécessite la coordination de plusieurs systèmes à de multiples échelles. Par exemple, il faudra planifier et exploiter de concert le secteur de l'électricité (capacités de production et de transport) et celui des transports (emplacement des bornes de recharge) pour gérer efficacement la recharge des véhicules électriques, d'autant plus que leur popularité croît. Cependant, à l'heure actuelle, aucun des services publics canadiens n'offre d'incitatifs aux particuliers pour la recharge en fonction des besoins du réseau. Manitoba Hydro est celui qui s'avance le plus en suggérant sur son site Web de recharger son véhicule la nuit (aussi recommandé par le ministère des Transports de l'Ontario). La planification et l'exploitation collective des secteurs de l'électricité et des bâtiments seront aussi nécessaires pour profiter de la flexibilité qui découlerait de la répartition dynamique des charges appropriées (ex. : thermopompes). Pourtant, en général, les politiques de gestion de la demande ignorent les charges résidentielles. Enfin, il importera d'intégrer plusieurs échelles à la planification et à l'exploitation des systèmes de distribution et de transport d'électricité lorsque seront mises en service de grandes quantités de ressources décentralisées. Malgré cela, les politiques actuelles de mesurage net et de facturation nette offrent une rémunération selon des taux globaux fixes plutôt que selon un tarif différencié en fonction des points d'accès au réseau et du temps, plus proche de la réalité du réseau.

Lorsqu'on regarde le paysage politique en se demandant *quelle portée d'intégration est envisagée*, on constate que la plupart des politiques ciblent des systèmes distincts, comme s'ils étaient isolés. Cette approche en vase clos, en plus d'être basée sur des incitatifs, s'avère inefficace lorsqu'on l'évalue dans une perspective pansystémique. Une série de politiques portent sur des technologies en particulier; elles visent l'amélioration de l'efficacité d'appareils ou encouragent l'achat de véhicules électriques ou la production décentralisée. Peu se consacrent aux changements systémiques ou transformateurs. Il n'en existe aucune, par exemple, définissant une réforme des marchés de sorte qu'ils rémunèrent le nouvel ensemble de services (ex. : flexibilité) offerts au réseau par les charges issues de l'électrification. Ces lacunes nous font rater une occasion de stimuler les investissements en infrastructure qui favoriseraient une décarbonisation efficace.

Tout ceci correspond à la trajectoire politique classique associée aux nouvelles technologies : on subventionne l'adoption de la technologie *avant* de créer des politiques sur son intégration. Cette démarche étape par étape peut sembler logique. En effet, pourquoi devrait-on mettre en place un programme de gestion de la demande lorsque le taux de pénétration des véhicules électriques est faible et que leur intégration n'est pas encore un problème – surtout vu l'ampleur de la coordination requise entre les secteurs et les échelles? L'instauration de politiques d'intégration peut sembler inutilement coûteuse et possiblement même risquée, non sans raison. Le déploiement de programmes de gestion de la demande, qui sont systémiques de nature, a été compromis par la coordination complexe requise. En Ontario, par exemple, la décision d'installer des compteurs intelligents dans toutes les résidences et toutes les entreprises n'a pas eu le résultat escompté, en partie à cause de difficultés de coordination. La province n'a pas réduit aussi souvent qu'elle le souhaitait les hausses de tarif de l'électricité et la demande de pointe (Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario, 2014 et 2016).

Néanmoins, sans mesures ou politiques suivant une approche globale ou pansystémique, le Canada risque de se condamner à des trajectoires d'infrastructures non optimales. Ainsi, il pourrait obtenir un bouquet énergétique nuisant à la répartition dans le réseau, ce qui en diminuerait la fiabilité et la résilience. Par ailleurs, l'absence d'une telle approche garantit qu'à l'avenir les décisions seront réactives, et donc susceptibles d'augmenter les coûts pour les contribuables et les consommateurs, de miner la compétitivité et d'affaiblir le soutien des objectifs généraux de décarbonisation. Les responsables de la planification devraient prioriser l'intégration des systèmes dès le départ. Ils devraient abandonner la philosophie technocentriste – où l'intégration est vue comme la troisième et dernière phase de la maturation des technologies – pour adopter un point de vue englobant tout le système où se déroulera l'intégration.

Difficultés de la mise en œuvre de l'intégration des systèmes énergétiques

La décarbonisation se bute à de nombreuses difficultés causées par les limites propres aux technologies et aux secteurs. Ainsi, la réalisation du plein potentiel des ressources d'énergie décentralisées est freinée par le coût élevé des technologies (Sigrin, 2021). Cela dit, les obstacles les plus importants sont ceux qui touchent les interactions entre les systèmes ou les compétences. Pour les ressources d'énergie décentralisées, on pense notamment au déploiement d'un système entièrement numérique, à l'harmonisation des réseaux de transport et de distribution et à la rémunération des services de flexibilité, dont la possibilité d'un ajustement rapide (Sigrin, 2021) – des obstacles qui concernent tous plusieurs systèmes ou échelles. De manière générale, les difficultés les plus sérieuses sont celles qui transcendent des parties du système énergétique considérées depuis toujours comme distinctes.

L'écosystème de la modélisation : un exemple parlant

L'écosystème de la modélisation est un bon exemple qui montre le nœud du problème. Les modèles ont été des outils importants pour représenter chacun des systèmes énergétiques et faciliter les décisions axées sur un secteur donné. Beaucoup de plateformes ont été conçues pour améliorer la compréhension et la gestion des systèmes électriques, de bâtiments et de transports selon de nombreuses échelles spatio-temporelles. Toutefois, l'écosystème actuel de la modélisation est compartimenté (McPherson, 2021). Par exemple, les modèles opérationnels des systèmes de transports et de bâtiments ne sont généralement pas liés aux modèles de répartition des systèmes électriques, ce qui limite la réalisation des trajectoires d'électrification. En outre, les modèles techniques détaillés de ces trois systèmes, définis dans le temps et dans l'espace, ne sont que rarement rattachés aux modèles d'équilibre économique, qui montrent plus généralement les répercussions sur le commerce, le prix des produits de base et la dynamique de la demande. Pour que les plateformes de modélisation des secteurs public et privé continuent d'offrir des renseignements utiles aux planificateurs, elles doivent évoluer de manière à adopter une perspective globale facilitant la poursuite de la trajectoire de décarbonisation des systèmes énergétiques qui se dessine. Nous ne voulons pas pour autant suggérer que la conception de plateformes de modélisation globales est l'unique ou la principale difficulté qui se pose à la décarbonisation. L'intégration de l'écosystème de la modélisation, actuellement compartimenté, est plutôt une analogie utile pour décrire les problèmes structurels associés à la compartimentation de la planification, du processus décisionnel et de la mise en œuvre générale des systèmes énergétiques.

Véhicules électriques, chauffage, hydrogène et stockage : exemples propres aux technologies

Lorsqu'on examine les difficultés qui attendent les technologies de l'ISE, on constate que l'information détaillée sur un système ne se rattache pas souvent à une perspective globale ou pansystémique, comme dans notre exemple sur l'écosystème de modélisation. En fait, pour électrifier efficacement le secteur des transports, les planificateurs ont besoin de données sur le réseau électrique (emplacement de l'électricité disponible pour la recharge et coût de cette électricité), le système de transports (modes de déplacement des personnes et des biens dans la ville et entre les régions) et l'intersection de ces systèmes (infrastructure de recharge des véhicules électriques). Et pour électrifier efficacement les charges de chauffage, il leur faut connaître certaines caractéristiques du bâtiment et de son système de chauffage, ventilation et conditionnement d'air (CVCA) ainsi que la façon dont l'infrastructure de production approvisionnera cette charge nouvellement électrifiée. Par ailleurs, les arguments en faveur de l'hydrogène comptent sur l'apport d'une preuve de la capacité de stockage à long terme dans les réseaux électriques; deux éléments grandement interdépendants : certains réseaux ont ou auront besoin des services de flexibilité associés au stockage, tandis que d'autres en auront moins besoin, grâce à la flexibilité de leurs installations de production ou à la grande interconnexion de leurs infrastructures de transport. La valeur des services fournis par le stockage variera selon le réseau. Enfin, pour bien prévoir les investissements, les services publics doivent tenir compte des répercussions de l'électrification sur la charge de pointe et le profil de la charge. Ces exemples – recharge de véhicules électriques, gestion des charges de chauffage, intégration de l'hydrogène, valeur du stockage et répercussions de l'électrification – ne servent qu'à illustrer le point clé : il est nécessaire d'avoir de bons renseignements sur un ensemble de secteurs et d'échelles pour obtenir des résultats cohérents, rentables et adaptés au contexte.

Information, communication, gouvernance et collaboration : vue d'ensemble

Il va de soi que l'intégration des systèmes énergétiques nécessitera plus que le développement de connaissances et l'exploration d'options. L'intégration efficace des technologies de l'ISE passera par la coordination de toutes les dimensions politiques, organisations et parties prenantes. Outre la question de l'*information* pansectorielle, les acteurs rencontreront des difficultés en ce qui concerne la *communication* des données entre les structures de gouvernance compartimentées, et l'*application* de solutions transsectorielles. La démarche décentralisée et cloisonnée caractéristique du paysage énergétique canadien limite le cheminement vers la transition à venir dans de multiples systèmes et à de multiples échelles. Pour trouver des solutions, il faudra réfléchir non seulement aux options que présente chacun des systèmes, mais aussi à celles qui intègrent plusieurs secteurs et échelles. Si l'on se contente d'un seul secteur ou d'une seule échelle, sans examiner les effets découlant d'autres secteurs ou échelles ou agissant sur ceux-ci, on se retrouvera avec un portrait incomplet et des décisions inefficaces. Les difficultés à surmonter se tiennent essentiellement à des lacunes en matière d'information (qui nuisent à une planification globale), de communication et de gouvernance (qui touchent le rassemblement des décideurs), et de mise en œuvre transcendant les échelles spatiotemporelles et les systèmes d'infrastructures.

Solutions aux difficultés de la décarbonisation

Lorsqu'on examine les possibilités et les difficultés associées à l'électrification et à l'intégration des systèmes énergétiques, on se retrouve devant un paysage qui réunit les échelles spatiotemporelles, les secteurs et les vecteurs énergétiques. Il est néanmoins possible de classer les difficultés de la décarbonisation et leurs solutions selon leur portée : certaines touchent un seul secteur et d'autres, de multiples secteurs ou parties prenantes. Cette distinction est utile, car les solutions nécessitant des données ou des mesures liées à plusieurs secteurs présentent des difficultés de gouvernance différentes de celles concernant un seul secteur.

On peut recommander à chaque secteur – électricité, transports, bâtiments, industrie – un grand nombre de mesures à appliquer pour régler ses problèmes particuliers. À titre d'exemple, il faudrait remplacer le cloisonnement des activités de planification et d'exploitation des réseaux électriques par une intégration des réseaux à l'échelle régionale, et une application volontaire des programmes ou incitatifs financiers du secteur des bâtiments par des lois. Pour exploiter tout le potentiel de la gestion de la demande, l'idéal serait d'accélérer le développement des technologies (ex. : augmenter les investissements en R et D), leur déploiement (ex. : programmes pilotes qui recueillent et diffusent les données et pratiques exemplaires) et leur intégration au système (ex. : réforme du marché pour rémunérer convenablement les services de flexibilité), et de déployer massivement des appareils et compteurs intelligents pour permettre l'établissement de programmes de gestion de la demande à grande échelle visant les consommateurs. De manière générale, il y aurait lieu de remplacer les subventions ponctuelles (ex. : pour l'adoption des véhicules électriques) par des réformes du marché qui rémunèrent convenablement les services dont le réseau a besoin.

Cette démarche englobant plusieurs secteurs nécessite des renseignements globaux, une communication pansectorielle, la redéfinition des structures de gouvernance et une mise en œuvre coordonnée. Comme première étape, on pourrait obtenir des renseignements sur l'ensemble du système, et ainsi combler en partie les lacunes en information, en utilisant une plateforme de modélisation tenant compte des multiples facteurs, échelles et vecteurs. Cette plateforme intégrée pourrait, par exemple, donner de l'information sur les synergies entre les bouquets énergétiques dominés par des sources renouvelables variables et des

charges possiblement flexibles. Mais pour la créer, il faut d'abord mieux comprendre les solutions propres aux différents domaines (charge, production, météorologie) ainsi que leurs intersections.

Ensuite, la poursuite des trajectoires de décarbonisation requiert la communication de renseignements – intégrés et propres aux secteurs – aux décideurs et parties prenantes, leur permettant de prendre des mesures concrètes. Il est essentiel, pour une prise de décisions et de mesures éclairées, que les planificateurs et les responsables politiques disposent de données étayées. Cela est cependant plus facile à dire qu'à faire. Par exemple, durant une série d'ateliers de l'Initiative de modélisation énergétique, on a cerné trois critères critiques pour l'intégration des données découlant de modèles au processus décisionnel qui sont souvent insatisfaits : les données doivent être pertinentes, transmises d'une façon qui inspire confiance, et transmises d'une façon qui favorise l'inclusivité (Beaumier et coll., 2020). Plus généralement, les acteurs des diverses parties du système et de tous les champs de compétences doivent se coordonner pour prendre des décisions intégrées.

Cela dit, il ne suffit pas de comprendre les systèmes énergétiques intégrés et de pallier les lacunes en information. Pour que la décarbonisation soit transformatrice, il faudra mettre en place (planifier et exploiter) des infrastructures coordonnées entre les systèmes, les échelles et les vecteurs. Les acteurs ayant différentes compétences devront harmoniser leurs efforts. Les organisations fonctionnant en vase clos devront collaborer. Et les structures de gouvernance devront encourager le suivi de processus itératifs, collaboratifs et inclusifs. Une décarbonisation profonde appelle des solutions intégrées en profondeur.

Références

- Beaumier, L., M. Esfahlani, M.-M. Roy, N. Mousseau et M. McPherson (2020). *Centre de modélisation énergétique : proposition de plan à long terme*, Initiative de modélisation énergétique, Montréal (Québec).
- Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario (2014). *Rapport annuel 2014 de la vérificatrice générale de l'Ontario*, chapitre 3, section 3.11 : « Initiative des compteurs intelligents », Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario, Toronto (Ontario).
- Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario (2016). *Rapport annuel 2016 de la vérificatrice générale de l'Ontario*, volume 2, chapitre 1, section 1.11 : « Initiative des compteurs intelligents – Suivi des audits de l'optimisation des ressources, section 3.11 du *Rapport annuel 2014* », Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario, Toronto (Ontario).
- Gouvernement de l'Alberta (2020). *Natural Gas Vision and Strategy*. Sur Internet : <https://www.alberta.ca/natural-gas-vision-and-strategy.aspx>.
- Gouvernement de la Colombie-Britannique (2019). *CleanBC*. Sur Internet : <https://cleanbc.gov.bc.ca>.
- Gouvernement du Québec (2021). *Plan pour une économie verte 2030*. Sur Internet : <https://www.quebec.ca/gouv/politiques-orientations/plan-economie-verte>.
- Heritage Gas (2020). *An Integrated Energy System Pathway: A Better Way Forward to Net-Zero in Nova Scotia*, Heritage Gas, Dartmouth (Nouvelle-Écosse).
- IRENA (2017). *Renewable Energy Innovation: Accelerating Research for a Low-Carbon Future*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abou Dhabi (Émirats arabes unis).
- IRENA, OCDE/AIE et REN21 (2018). *Renewable Energy Policies in a Time of Transition*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Agence internationale de l'énergie et Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Sur Internet : <https://www.irena.org/publications/2018/apr/renewable-energy-policies-in-a-time-of-transition>.
- Joi Scientific et Énergie NB (2019). « Joi Scientific and New Brunswick Power to Develop World's First Hydrogen-Powered Distributed Electricity Grid », *Business Wire*, 26 février 2019. Sur Internet : <https://www.businesswire.com/news/home/20190226005512/en/Joi-Scientific-and-New-Brunswick-Power-to-Develop-World's-First-Hydrogen-Powered-Distributed-Electricity-Grid>.
- McPherson, M. (2021). « Modelling sustainable energy transition pathways », *Sustainable Energy Transitions for Canada: Challenges and Opportunities*, S. Hill, M. Winfield et J. Gaede, éd., Vancouver (Colombie-Britannique), à paraître chez UBC Press.
- O'Malley, M. J., M. B. Anwar, S. Heinen, T. Kober, J. McCalley, M. McPherson, M. Muratori, A. Orths, M. Ruth, T. J. Schmidt et A. Tuohy (2020). « Multicarrier Energy Systems: Shaping Our Energy Future », *Proceedings of the IEEE*, vol. 108, no 9, p. 1437-1456.
- O'Malley, M., B. Kroposki, B. Hannegan, H. Madsen, M. Andersson, W. D'haeseleer, M. F. McGranaghan, C. Dent, G. Strbac, S. Baskaran et M. Rinker (2016). *Energy Systems Integration: Defining and Describing the Value Proposition*, département de l'Énergie des États-Unis, Bureau de l'information scientifique et technique, Oak Ridge (Tennessee). Sur Internet : <https://doi.org/10.2172/1257674>.
- Preston, N., A. Maroufmashtat, H. Riaz, S. Barbouti, U. Mukherjee, P. Tang, J. Wang, E. Haghi, A. Elkamel et M. Fowler (2020). « How can the integration of renewable energy and power-to-gas benefit industrial facilities? From techno-economic, policy, and environmental assessment », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, n° 51, p. 26559-26573. Sur Internet : <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.040>.
- Régie de l'énergie du Canada (2020). *La réglementation des pipelines au Canada*. Sur Internet : <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/regie/nous-sommes-nous-faisons/la-reglementation-pipelines-canada.html>.
- Ressources naturelles Canada (2020). *Stratégie canadienne pour l'hydrogène : saisir les possibilités pour l'hydrogène*, gouvernement du Canada, Ottawa (Ontario).
- Rivers, N., et M. Jaccard (2010). « Talking without Walking: Canada's Ineffective Climate Effort », *Governing the Energy Challenge: Canada and Germany in a Multilevel Regional and Global Context*, Burkard Eberlein et G. Bruce Doern, éd., Toronto (Ontario), University of Toronto Press. Sur Internet : <https://doi.org/doi:10.3138/9781442697485-013>.
- Sigrin, B. (2021). *Better Planning for Future Adoption of Distributed Energy Resources (DERs)*, webinaire de l'Energy System Integration Group, groupe de travail sur les ressources d'énergie décentralisées, séance de l'été 2021, juin 2021.
- Sood, S., et V. Gallardo (2020). *A Primer on Distributed-Connected Generation in Canada*, Canadian Energy Research Institute, Calgary (Alberta).
- Ye, J. (2021). *Canadian Provincial Renewable Fuel Standard*. Center for Climate and Energy Solutions. Sur Internet : <https://www.c2es.org/document/canadian-provincial-renewable-fuel-standard>.

Annexe

Adoption et intégration des véhicules électriques (et des véhicules à émission zéro [VEZ])

Fédéral

Nom de la politique	Catégorie	Cible	Description
Programme iVZE	Remboursement	Acheteurs potentiels de véhicules électriques	Offre un remboursement maximal de 5 000 dollars à l'achat d'un véhicule électrique neuf.
Déduction fiscale	Avantage fiscal	Entreprises	Prévoit une déduction fiscale pour la valeur complète du prix d'achat de véhicules à émission zéro (dans le budget 2019) afin d'appuyer l'adoption de ce type de véhicules par les entreprises (qui ne peuvent pas bénéficier à la fois du remboursement et de la déduction).
Initiative pour le déploiement d'infrastructures pour les véhicules électriques et les carburants de remplacement	Financement d'infrastructures de recharge	Services publics, entreprises, gouvernements et organisations	Offre des contributions remboursables pour soutenir la construction d'un réseau de bornes de recharge rapide pour les véhicules électriques d'un océan à l'autre.
Programme d'infrastructure pour les véhicules à émission zéro (PIVEZ)	Financement d'infrastructures de recharge	Services publics, entreprises, gouvernements et organisations	Cible les projets d'infrastructures pour VEZ dans les lieux publics, les rues, les immeubles à logements multiples, les milieux de travail et les parcs de véhicules légers. Ce programme vise les infrastructures de recharge locales, plutôt qu'à l'échelle du pays (Initiative pour le déploiement d'infrastructures pour les véhicules électriques et les carburants de remplacement).
Initiative de sensibilisation aux véhicules à émission zéro	Financement de projets de sensibilisation	Services publics, entreprises, gouvernements et organisations	Soutient les projets visant à accroître la sensibilisation aux VEZ et aux infrastructures publiques de recharge et de ravitaillement par des activités d'information et de renforcement des capacités, en vue de favoriser l'adoption des VEZ par les Canadiens.
VEZ représentant 100 % des véhicules à passagers vendus d'ici 2035	Cible obligatoire	Gouvernement	Fixe une cible obligatoire : d'ici 2035, la totalité des voitures et des camions légers à passagers neufs vendus sera des véhicules à émission zéro.

Provincial ou territorial : gouvernements et autres organisations (en gras et italique)

Lieu	Nom de la politique	Catégorie	Cible	Description
C.-B.	<u>Programme Go Electric Public Charger</u>	Remboursement	Communautés autochtones, régions rurales et nordiques, et centres-villes sujets aux embouteillages	Offre un remboursement pour borne de recharge rapide de 20 000 \$ à 130 000 \$ selon la puissance de la borne.
	<u>ZERO Emission Vehicles Act</u>	Exigence légale	Constructeurs d'automobiles	Oblige les constructeurs d'automobiles à satisfaire les cibles annuelles croissantes de vente et de location de VEZ légers neufs : ceux-ci doivent représenter 10 % des ventes de véhicules légers d'ici 2025, 30 % d'ici 2030 et 100 % d'ici 2040 (conformément à la cible fédérale). Interdit la vente de moteurs à combustion interne dès 2040.
	<i>SCRAP-IT</i>	Remboursement	Acheteurs potentiels de véhicules électriques	Offre un remboursement maximal de 6 000 \$ à l'achat d'un véhicule électrique neuf avec échange d'un véhicule à essence, ou 3 000 \$ à l'achat d'un véhicule électrique d'occasion
	<u>Go Electric Vehicle Rebates (véhicules commerciaux, à passagers et de parc automobile)</u>	Remboursement	Résidents, entreprises, organismes sans but lucratif et organismes de collectivités locales de la Colombie-Britannique	Offre divers remboursements selon la catégorie (véhicules commerciaux, à passagers et de parc automobile). Offre un financement des infrastructures et des évaluations associées aux véhicules de parc automobile.
	<u>Go Electric Home and Workplace Charger Rebates</u>	Remboursement	Installations de recharge	Offre un soutien financier pour l'installation de bornes de recharge de niveau 2 et pour l'évaluation et la mise à niveau électrique (maximum de 300 \$ pour les maisons et de 2 000 \$ pour les immeubles d'habitation).
	<u>Utilisation des voies réservées aux véhicules multioccupants</u>	Incitatif non financier	Conducteurs de véhicules électriques	Autorise les véhicules électriques à circuler sur les voies réservées aux véhicules multioccupants des autoroutes provinciales.
Alb.	<u>Programme Electric Vehicles for Municipalities</u>	Financement de diverses initiatives	Municipalités de l'Alberta	Offre du financement aux municipalités (mais pas aux particuliers), entre autres pour des études de faisabilité, se rapportant à un éventail de véhicules électriques, dont les véhicules à passagers, les véhicules utilitaires moyens et lourds et les zambonis.
Sask.	<u>Taxe sur les véhicules électriques</u>	Mesure dissuasive financière	Propriétaires de véhicules électriques	Prévoit une taxe annuelle de 150 \$ sur les véhicules électriques à passagers.
Man.	<u>Feuille de route pour les véhicules électriques</u>	Plan stratégique	Divers	Présente des mesures déterminantes, comme la création de partenariats avec des entreprises et des organisations pour promouvoir la technologie et sensibiliser la population; la création d'un comité consultatif sur les véhicules électriques; et la mise en place d'un centre d'apprentissage et de démonstration en matière de véhicules électriques.

Lieu	Nom de la politique	Catégorie	Cible	Description
Ont.	Programme des plaques d'immatriculation vertes	Incitatif non financier	Conducteurs de véhicules électriques	Autorise les véhicules portant une plaque verte à circuler sur les voies réservées aux véhicules multioccupants et à accéder gratuitement aux voies réservées aux véhicules multioccupants à accès spécial tarifé des autoroutes de la série 400 et de l'autoroute Queen-Elizabeth.
	Used Electric Vehicle Incentive	Remboursement	Acheteurs potentiels de véhicules électriques	Offre 1 000 \$ à l'achat d'une voiture entièrement électrique d'occasion.
	Scrappage Incentive Program	Remboursement	Acheteurs potentiels de véhicules électriques	Offre un remboursement à l'achat d'un véhicule électrique avec échange d'un véhicule à essence.
Qc	Rabais pour un véhicule neuf	Remboursement	Particuliers, entreprises et municipalités	Offre un remboursement maximal de 8 000 \$ à la location ou à l'achat d'un véhicule électrique neuf.
	Rabais pour un véhicule d'occasion	Remboursement	Particuliers, entreprises et municipalités	Offre un remboursement maximal de 4 000 \$ à l'achat d'un véhicule électrique d'occasion.
	Remboursement pour une borne à domicile	Remboursement	Installations de recharge	Offre un remboursement variable selon le volet du programme (maison, immeuble à logements multiples, lieu de travail).
	Gratuité des ponts à péage et des traversiers	Incitatif financier	Conducteurs de véhicules électriques	Offre un accès gratuit aux ponts à péage, aux autoroutes 25 et 30, et aux services de traversier de la Société des traversiers du Québec.
	Accès aux voies réservées	Incitatif non financier	Conducteurs de véhicules électriques	Autorise les véhicules électriques à circuler sur les voies réservées aux véhicules multioccupants des autoroutes provinciales.
	Norme véhicules zéro émission	Exigence légale	Constructeurs de véhicules	Oblige les constructeurs à accumuler des crédits liés à la vente de VEZ au Québec.
	Interdiction de vendre des moteurs à combustion interne en 2035	Exigence légale	Concessionnaires	Fait partie du Plan pour une économie verte du Québec et s'applique à la vente de véhicules neufs.
N.-B.	—	—	—	Aucun incitatif ni programme de remboursement important n'est offert dans la province.
N.-É.	Programme de remboursement pour véhicule électrique	Remboursement	Acheteurs potentiels de véhicules électriques	Offre un remboursement pour l'achat ou la location d'un véhicule électrique à batterie, d'un véhicule hybride rechargeable ou d'un vélo électrique (maximum de 3 000 \$ pour les véhicules neufs et de 2 000 \$ pour les véhicules d'occasion).
Î.-P.-É.	Electric Vehicle Incentive (avec borne de recharge gratuite)	Remboursement	Acheteurs potentiels de véhicules électriques	Offre un remboursement maximal de 5 000 \$ à l'achat d'un véhicule électrique neuf auprès d'un concessionnaire autorisé ainsi qu'une borne de recharge de niveau 2 gratuite.
T.-N.-L.	—	—	—	Aucun incitatif ni programme de remboursement important n'est offert dans la province.

Lieu	Nom de la politique	Catégorie	Cible	Description
Yn	Remise pour véhicule électrique	Remboursement	Acheteurs potentiels de véhicules électriques	Offre un remboursement maximal de 5 000 \$ pour l'achat ou la location d'un véhicule électrique neuf.
	Remise pour borne de recharge	Remboursement	Installations de recharge	Offre un remboursement pour les bornes de recharge de niveau 2 personnelles installées sur une résidence ou un immeuble commercial ou d'habitation; le montant varie selon le type de bâtiment et de borne.
T.N.-O.	Remboursement pour véhicule électrique et borne de recharge	Remboursement	Acheteurs potentiels de véhicules électriques et	Offers rebates for new EVs, PHEVs, and Level 2 charging stations (up to \$5,000 for vehicle, \$500 for charger)
Nt	—	—	—	Aucun incitatif ni programme de remboursement important n'est offert dans le territoire.

Municipal

Ville	Nom de la politique	Catégorie	Cible	Description
Montréal	Plan climat 2020-2030	Plan stratégique	Divers	Présente les principales mesures d'électrification des transports, comme l'établissement de cibles pour l'immatriculation de véhicules électriques sur le territoire.
Toronto	City of Toronto Electric Vehicle Strategy	Plan stratégique	Divers	Nomme les occasions que la Ville saisira pour se préparer à l'électrification des véhicules, comme des programmes pilotes de recharge sur rue.
Edmonton	City of Edmonton EV Charger Rebate	Remboursement	Propriétaires résidentiels et entreprises	Offre un remboursement maximal de 600 \$ pour les propriétés résidentielles existantes et de 2 000 \$ pour les propriétés commerciales existantes.
	Edmonton's Electric Vehicle Strategy	Plan stratégique	Divers	Nomme les occasions que la Ville saisira pour se préparer à l'électrification des véhicules.
Calgary	Electric vehicle strategy	Plan stratégique	Divers	Présente des mesures qui encouragent l'adoption des véhicules électriques, comme la mise en place de partenariats avec des organismes pour améliorer les infrastructures de recharge, accroître la sensibilisation et introduire des exigences relatives aux infrastructures de recharge pour les nouveaux bâtiments.
Vancouver	Exigences relatives aux bornes de recharge pour les nouveaux bâtiments	Exigence légale	Promoteurs	Exige que toutes les places de stationnement résidentielles, sauf celles réservées aux visiteurs, soient prêtes à accueillir des véhicules électriques; s'applique à compter du 1er janvier 2019 à toutes les nouvelles demandes de permis d'aménagement.
	Places de stationnement réservées	Incitatif non financier	Propriétaires de véhicules électriques	Prévoit l'aménagement de places réservées aux VEZ dans les stationnements de la ville.
	Accès aux voies réservées aux véhicules multioccupants	Incitatif non financier	Propriétaires de véhicules électriques	Autorise les véhicules électriques à circuler sur les voies réservées aux véhicules multioccupants municipales (en plus des provinciales).
Surrey	Surrey Electric Vehicle Strategy	Plan stratégique	Divers	En cours d'élaboration; présente des mesures pour accélérer l'adoption des véhicules électriques sur le territoire et appuie la vision à long terme d'une ville entièrement convertie aux VEZ.
Burnaby	Règlement municipal sur la recharge de véhicules électriques	Exigence légale	Promoteurs	Exige que les places de stationnements requises pour les nouvelles unités d'habitation comprennent une borne de recharge de niveau 2.

Thermopompes

Fédéral : gouvernements et autres organisations (en gras et italique)

Nom du programme ou de la politique	Catégorie ou type	Cible	Description
Installation ou remplacement d'une thermopompe géothermique	Subvention	Propriétaires résidentiels de l'ensemble du pays	Fournit 5 000 \$ pour l'installation d'un système complet de thermopompe, ou 3 000 \$ pour le remplacement d'une pompe. Le nouveau système doit satisfaire aux normes d'efficacité et avoir été acheté au Canada et installé par un professionnel agréé.
Installation ou remplacement d'un système de thermopompe à air	Subvention	Propriétaires résidentiels de la majorité des provinces et territoire	Fournit 2 500 \$ ou 4 000 \$ pour l'achat ou le remplacement d'une thermopompe à air qui répond aux critères. Le montant dépend de la puissance du système; les résidents du Québec et de la Nouvelle-Écosse doivent satisfaire à d'autres exigences pour recevoir la subvention.
Installation ou remplacement d'une thermopompe pour climat froid	Subvention	Propriétaires résidentiels	Fournit 5 000 \$ pour l'achat ou le remplacement d'un système de thermopompe pour climat froid qui satisfait à des normes, notamment de performance, et est destiné à servir toute la maison.
Banque Royale du Canada : Prêt Énergie RBC	Rabais sur des services	Propriétaires résidentiels	Offre une réduction sur le taux d'intérêt ou un rabais sur une vérification de l'efficacité énergétique domiciliaire aux clients qui modernisent leur résidence, ce qui comprend l'achat de produits écoénergétiques.

Provincial ou territorial

Province	Administrateur	Nom du programme ou de la politique	Catégorie ou type	Cible	Description
Ont.	Enbridge Gas Inc.	Home Efficiency Rebate (fournaise/chaudière)	Remboursement	Propriétaires résidentiels	Offre 250 \$ pour le passage à une fournaise à condensation au gaz naturel haute efficacité, ou 1 000 \$ pour le passage à une chaudière à condensation au gaz naturel haute efficacité.
Ont.	Enbridge Gas Inc.	Programme Affordable Multi-Family Housing	Chèque incitatif remis après des travaux de modernisation	Propriétaires d'immeubles à logements multiples	Offre un maximum de 9 000 \$ pour le passage à une fournaise ou à une chaudière à condensation ou à haute efficacité.
Ont.	Enbridge Gas Inc.	Incitatifs pour ventilateurs récupérateurs d'énergie et ventilateurs récupérateurs de chaleur	Incitatifs personnalisés pour les partenaires commerciaux	Propriétaires et gestionnaires de propriétés commerciales	Offre des incitatifs pour chaque ventilateur récupérateur d'énergie ou de chaleur neuf installé dans un bâtiment commercial.
Ont.	Municipalités (avec l'aide du gouvernement provincial)	Programme Rénovations Ontario	Prêt-subvention	Ménages à revenu faible à moyen et personnes handicapées	Offre aux propriétaires résidentiels un financement de 15 000 \$ à 30 000 \$ pour des travaux de réparation et de rénovation qui peuvent comprendre l'amélioration de l'efficacité énergétique (modalités variables selon la municipalité).
C.-B.	BC Hydro	Home renovation rebates	Remboursement	Propriétaires résidentiels	Offre un remboursement maximal de 10 000 \$ pour diverses améliorations de l'efficacité de la résidence (y compris la modernisation du système de chauffage).
C.-B.	FortisBC	Natural gas furnace rebates	Remboursement	Propriétaires résidentiels	Offre un remboursement maximal de 1 000 \$ pour une fournaise au gaz naturel homologuée ENERGY STAR, et 150 \$ supplémentaires pour un thermostat admissible.

Province	Administrateur	Nom du programme ou de la politique	Catégorie ou type	Cible	Description
C.-B.	CleanBC	Better Homes Combined Space and Hot Water Heat Pump Rebate	Remboursement	Propriétaires résidentiels	Offre un remboursement maximal de 4 300 \$ pour l'installation d'un système de thermopompe air-eau, et un remboursement de 500 \$ pour la modernisation du service électrique nécessaire à la conversion d'un système de chauffage de l'air ou de l'eau principal à base de combustible fossile en un système électrique.
C.-B.	FortisBC	Heat pump service rebate	Remboursement	Propriétaires résidentiels, responsables de l'entretien de propriétés	Offre 50 \$ pour l'entretien d'une thermopompe.
Man.	Efficiency Manitoba	Programme Ground Source Heat Pump	Incitatif financier non précisé	Propriétaires résidentiels	Offre un incitatif d'une valeur non précisée après l'installation d'une thermopompe (les participants doivent avancer l'argent et se faire approuver avant l'installation; c'est l'installateur qui doit faire la demande de financement pour eux).
N.-B.	Daikin	Heat Pump Rebates in New Brunswick	Remboursement	Propriétaires résidentiels	Prévoit une remise du fabricant de 1 550 \$ à l'achat de certains modèles de thermopompes.
N.-B.	Énergie NB	Programme écoénergétique pour les maisons	Programmes de remboursement d'assurance prêt hypothécaire	Propriétaires résidentiels	Offre des fonds pour réaliser des travaux de rénovation écoénergétique.
T.-N.-L.	Newfoundland Power	Electric Heating Systems & Heat Pumps	Plan de financement	Propriétaires résidentiels	Offre un maximum de 10 000 \$ pour des systèmes de chauffage électriques, dont les thermopompes.
T.-N.-L.	takeCHARGE	Rooftop Air Source Heat Pumps Rebate	Remboursement	Bâtiments commerciaux	Selon la puissance de l'appareil installé; les participants reçoivent 300 \$ par tonne de puissance lorsqu'ils installent une thermopompe à l'air sur leur toit.
N.-É.	Access Nova Scotia	Your Energy Rebate	Remboursement	Propriétaires résidentiels	Offre une réduction de 150 \$ à 2 500 \$ sur la facture d'énergie résidentielle des participants. Ceux-ci pourraient devoir présenter une demande pour obtenir le remboursement, dont la valeur dépend de la quantité et du type d'énergie achetée.
N.-É.	Efficiency Nova Scotia	Home Energy Assessment Rebate	Remboursement	Propriétaires résidentiels	Selon la puissance de l'appareil installé; les participants reçoivent de 300 \$ à 600 \$ par tonne de puissance, jusqu'à concurrence de 5 000 \$.
Î.-P.-É.	Efficacité Î.-P.-É.	Remises pour équipement écoénergétique	Remboursement	Propriétaires résidentiels	Offre de 1 200 \$ à 2 500 \$ pour le passage à une thermopompe ou l'amélioration d'une thermopompe.
Qc	Énergir	Chauffez vert	Aide financière	Propriétaires résidentiels	Offre un maximum de 1 650 \$ pour une thermopompe basse température admissible homologuée ENERGY STAR.

Municipal

Province	Ville	Administrateur	Nom du programme	Type	Cible	Description
Ont.	Toronto	Ville de Toronto	Home Energy Loan Program (HELP)	Prêt à faible taux d'intérêt	Propriétaires résidentiels	Offre un maximum de 75 000 \$ pour l'amélioration de l'efficacité énergétique domiciliaire.
BC	Lantzville	CleanBC	Better Homes and Home Renovation Rebate	Remboursement	Résidents des circonscriptions du district régional de Nanaimo et du district de Lantzville	Offre 250 \$ pour le remplacement du chauffage à l'huile par une thermopompe.

Production décentralisée et prosommateurs

Fédéral

Administrateur	Nom du programme ou de la politique	Catégorie ou type	Cible	Description
Gouvernement du Canada	Incitatifs fiscaux pour le matériel lié à l'énergie propre	Incitatif financier	Ensemble du pays	Permet aux contribuables de déduire entièrement le coût en capital d'un équipement de production d'énergie propre ou d'économie d'énergie (taux de déduction pour amortissement de 100 %).
Ressources naturelles Canada	Programme des réseaux intelligents, 2020-2024	Subvention	Entreprises de services publics	Finance l'installation et le déploiement à grande échelle de compteurs intelligents dans les résidences par des entreprises de services publics. En quatre ans, un total de 100 M\$ a été remis à 17 projets aux divers objectifs, allant de l'exploration à la mise en service.
Ressources naturelles Canada	Programme des énergies renouvelables intelligentes et de trajectoires d'électrification (ÉRITE)	Aide financière directe	Projets admissibles d'énergie renouvelable et de modernisation du réseau	Offre une aide financière à l'étape de construction des projets, qui peuvent viser des énergies renouvelables établies (énergie photovoltaïque ou éolienne, petite centrale hydroélectrique), des technologies émergentes (géothermie, stockage) ou la modernisation du réseau (microréseau, centrale électrique virtuelle, équipement ou logiciel permettant la fourniture de services de réseau).

Provincial ou territorial²

Lieu	Administrateur	Nom du programme ou de la politique	Catégorie ou type	Cible	Description
C.-B.	Gouvernement provincial	2002 Energy Plan : Energy for Our Future	Remboursement	Propriétaires résidentiels, entreprises, communautés des Premières Nations Période : 2002 à 2019	Offre des fonds pour la production décentralisée connectée et les compteurs intelligents.

² Voir Sood et Gallardo (2020) pour obtenir un résumé.

Lieu	Administrateur	Nom du programme ou de la politique	Catégorie ou type	Cible	Description
C.-B.	BC Hydro	Net Metering	Incitatif financier	Consommateurs, propriétaires résidentiels et entreprises	Offre un crédit pour l'électricité produite en surplus au propriétaire du système, qui sert à compenser le coût de l'électricité provenant du réseau. Les crédits peuvent être accumulés chaque mois, et ceux qui ne sont pas utilisés sont remboursés une fois par année. La puissance maximale admissible du système est de 100 kW. Le tarif de rachat est égal au tarif de vente au détail.
C.-B.	BC Hydro	Smart Metering Program	Mesure du service public (remplacement des compteurs en place par des compteurs intelligents)	Clients Période : 2010 à 2012	Remplacement de 1,8 million de compteurs de clients par des compteurs intelligents numériques pour donner la possibilité aux clients de connaître leur consommation d'énergie et réduire les coûts d'exploitation.
C.-B.	Gouvernement de la Colombie-Britannique	Exemption de la taxe de vente provinciale	Incitatif financier	Entreprises, propriétaires résidentiels	Exempte de la taxe de vente provinciale l'équipement de production d'énergie de remplacement et d'économie d'énergie (ex. : isolation, calfeutrage, énergie solaire photovoltaïque, microcentrale hydroélectrique).
Alb.	Alberta Utilities Commission	Net Billing	Incitatif financier	Propriétaires résidentiels, entreprises, petites centrales Période : 2008 à aujourd'hui	Autorise la vente de l'électricité produite en surplus au distributeur, au prix de l'électricité obtenue du réseau. Le propriétaire du système peut accumuler des crédits chaque mois, qui sont remboursés en entier au moins une fois par année. La puissance maximale admissible du système est de 150 kW, bien que le programme peut accepter de « gros systèmes de microproduction » d'une puissance maximale de 5 MW. (N.B. : Les modalités de facturation diffèrent pour ces systèmes.) Le tarif de rachat est égal au tarif de vente au détail.
Man.	Manitoba Hydro	Facturation nette	Incitatif financier	Consommateurs, propriétaires résidentiels et entreprises Période : 2003 à aujourd'hui	Crédite l'électricité excédentaire produite au propriétaire du système et l'utilise pour compenser les coûts de l'électricité prélevée sur le réseau. Ces crédits monétaires sont appliqués mensuellement aux coûts de consommation du propriétaire du système. La taille maximale du système est de 100 kW. Le prix de l'Énergie Excédentaire est ajusté chaque année pour refléter la valeur marchande actuelle de l'électricité excédentaire, fixée à 0,024 \$/kWh jusqu'au 31 mars 2022 (à noter que le tarif de détail résidentiel est généralement de 0,09 \$/kWh)*.
Man.	Gouvernement du Manitoba	Crédit d'impôt pour l'équipement d'énergie verte	Incitatif financier	Entreprises, propriétaires résidentiels	Offre à tout propriétaire foncier un crédit d'impôt de 7,5 % ou de 15 % sur le coût en capital d'installation d'un système de thermopompe géothermique, ou de 10 % sur le coût en capital d'installation d'un système thermosolaire.

*Ce passage a été mis à jour par rapport à la version originale.

Lieu	Administrateur	Nom du programme ou de la politique	Catégorie ou type	Cible	Description
Sask.	SaskPower	Power Generation Partner Program	Incitatif financier	Petites centrales électriques Période : 2007 à 2018	Autorise la vente de l'électricité produite en surplus au distributeur (SaskPower). La puissance du système doit se situer entre 100 kW et 1 MW. Le tarif de rachat est fixé selon le prix indiqué dans la demande.
Sask.	SaskPower	Net metering	Incitatif financier	Consommateurs, propriétaires résidentiels et entreprises Période : 2019 à 2021	Offre un crédit pour l'électricité produite en surplus au propriétaire du système, qui sert à compenser le coût de l'électricité provenant du réseau. Les crédits peuvent être accumulés chaque mois à perpétuité, mais ne seront jamais remboursés. La puissance maximale admissible du système est de 100 kW. Le tarif de rachat est de 0,075 \$/kWh (le tarif typique de vente aux clients résidentiels est de 0,14 \$/kWh).
Ont.	Distributeur d'électricité local	Facturation nette	Incitatif financier	Consommateurs, propriétaires résidentiels et entreprises	Offre un crédit pour l'électricité produite en surplus au propriétaire du système, qui sert à compenser le coût de l'électricité provenant du réseau. Les crédits peuvent être accumulés chaque mois, pour un maximum de 12 mois. Le tarif de rachat est égal au tarif de vente au détail.
Ont.	Gouvernement de l'Ontario	Initiative ontarienne des compteurs intelligents	Obligation légale	Consommateurs, propriétaires résidentiels et entreprises Période : 2004 à 2010	Installation de compteurs intelligents dans toutes les résidences et entreprises de l'Ontario.
Qc	Hydro-Québec	Mesurage net	Incitatif financier	Consommateurs, propriétaires résidentiels et entreprises	Offre un crédit pour l'électricité produite en surplus au propriétaire du système, qui sert à compenser le coût de l'électricité provenant du réseau. Les crédits peuvent être accumulés chaque mois, mais expirent après deux ans. La puissance maximale admissible est de 20 kW pour les installations alimentées à la tension monophasée et de 50 kW pour les installations alimentées à la tension triphasée. Le tarif de rachat est égal au tarif de vente au détail.
Qc	Transition énergétique Québec	Rénoclimat	Remboursement	Propriétaires résidentiels	Offre aux propriétaires résidentiels un remboursement après installation pour les systèmes de chauffage géothermiques. owners.
N.-B.	Énergie NB	Programme éconergétique pour les maisons (ajout pour technologie solaire photovoltaïque)	Remboursement	Propriétaires résidentiels	Offre aux propriétaires d'une résidence répondant à un niveau d'isolation minimum fixé par Énergie NB un remboursement après installation allant de 0,20 \$ à 0,30 \$ par watt de puissance solaire installée.
N.-B.	Gouvernement du Nouveau-Brunswick	Programme de production intégrée	Incitatif financier	Petits producteurs	Offre un prix fixe pour la vente d'électricité au réseau.

Lieu	Administrateur	Nom du programme ou de la politique	Catégorie ou type	Cible	Description
N.-B.	Énergie NB	Mesurage net	Incitatif financier	Consommateurs, propriétaires résidentiels et entreprises	Offre un crédit pour l'électricité produite en surplus au propriétaire du système, qui sert à compenser le coût de l'électricité provenant du réseau. Les crédits peuvent être accumulés chaque mois, mais expirent le 31 mars de chaque année. La puissance maximale admissible du système est de 100 kW. Le tarif de rachat est égal au tarif de vente au détail.
N.-É.	Nova Scotia Power	Enhanced Net Metering	Financial incentive	Consommateurs, propriétaires résidentiels et entreprises Période : 2015 à aujourd'hui	Offre un crédit pour l'électricité produite en surplus au propriétaire du système, qui sert à compenser le coût de l'électricité provenant du réseau. Les crédits peuvent être accumulés chaque mois, et ceux inutilisés sont remboursés une fois par année. Le système doit avoir une puissance correspondant à la consommation d'électricité annuelle typique, sans dépasser 100 kW. Le tarif de rachat est égal au tarif de vente au détail.
N.-É.	Efficiency Nova Scotia	SolarHomes Program	Remboursement	Propriétaires résidentiels	Offre aux propriétaires résidentiels un remboursement après installation de 0,60 \$ par watt de puissance solaire installée, pour un maximum de 1 kW..
Î.-P.-É.	Maritime Electric	Net metering	Incitatif financier	Consommateurs, propriétaires résidentiels et entreprises	Offre un crédit pour l'électricité produite en surplus au propriétaire du système, qui sert à compenser le coût de l'électricité provenant du réseau. Les crédits peuvent être accumulés chaque mois, pour un maximum de 12 mois. La puissance maximale admissible du système est de 100 kW. Le tarif de rachat est égal au tarif de vente au détail.
Î.-P.-É.	Efficacité Î.-P.-É.	Remises pour l'énergie solaire	Remboursement	Entreprises, propriétaires résidentiels	Offre un remboursement après installation de 1,00 \$ par watt de puissance solaire installée sur une propriété résidentielle, pour un maximum de 10 kW, ou de 0,35 \$ par watt de puissance solaire installée sur une propriété commerciale, pour un maximum de 28,5 kW.
T.-N.-L.	Newfoundland Labrador Hydro	Net metering	Incitatif financier	Consommateurs, propriétaires résidentiels et entreprises	Offre un crédit pour l'électricité produite en surplus au propriétaire du système, qui sert à compenser le coût de l'électricité provenant du réseau. Les crédits peuvent être accumulés chaque mois, pour un maximum de 12 mois. La puissance maximale admissible du système est de 100 kW. Le tarif de rachat est égal au tarif de vente au détail.

Lieu	Administrateur	Nom du programme ou de la politique	Catégorie ou type	Cible	Description
T.N.-O.	Northwest Territories Power Corporation	Net metering	Incitatif financier	Consommateurs, propriétaires résidentiels et entreprises	Offre un crédit pour l'électricité produite en surplus au propriétaire du système, qui sert à compenser le coût de l'électricité provenant du réseau. Les crédits peuvent être accumulés chaque mois, mais expirent le 31 mars de chaque année. La puissance maximale admissible du système est de 15 kW. Le tarif de rachat est égal au tarif de vente au détail.
T.N.-O.	Arctic Energy Alliance	Alternative Energy Technologies Program	Remboursement	Propriétaires résidentiels, entreprises (non reliés au réseau ou situés dans des localités non alimentées en hydroélectricité)	Offre un remboursement après installation équivalant à 50 % du coût en capital d'un système d'énergie renouvelable (panneau solaire photovoltaïque, éolienne, microcentrale hydroélectrique, etc.), jusqu'à concurrence de 20 000 \$ (propriétés résidentielles) ou de 50 000 \$ (propriétés commerciales), uniquement pour les projets situés sur des propriétés non reliées au réseau ou dans des localités non alimentées en hydroélectricité.
Nt	Société d'énergie Qulliq	Facturation nette	Incitatif financier	Consommateurs, propriétaires résidentiels et entreprises	Offre un crédit pour l'électricité produite en surplus au propriétaire du système, qui sert à compenser le coût de l'électricité provenant du réseau. Les crédits peuvent être accumulés chaque mois, mais expirent le 31 mars de chaque année. La puissance maximale admissible du système est de 10 kW. Le tarif de rachat est égal au tarif de vente au détail.
Yn	Gouvernement du Yukon	Microgénération	Incitatif financier	Consommateurs, propriétaires résidentiels et entreprises	Offre un crédit pour l'électricité produite en surplus au propriétaire du système, qui sert à compenser le coût de l'électricité provenant du réseau. Les crédits sont remboursés chaque année. La puissance maximale admissible du système est de 50 kW. Le tarif de rachat est de 0,21 \$/kWh si le système est relié au réseau intégré du Yukon, ou de 0,30 \$/kWh s'il se situe dans une localité non reliée au réseau qui tire son électricité du diesel. (N.B. : Le tarif typique de vente au détail est de 0,19 \$/kWh.)
Yn	Gouvernement du Yukon	Programme de remises écoénergétiques pour les habitations	Remboursement	Propriétaires résidentiels	Offre aux propriétaires résidentiels un remboursement après installation de 0,80 \$ par watt de puissance solaire installée, pour un maximum de 6,25 kW.

Municipal

Lieu	Nom du programme ou de la politique	Administrateur	Catégorie ou type	Description
District régional de Nanaimo	Renewable Energy System Incentive	District régional de Nanaimo	Remboursement	Offers post-installation rebates for homeowners for any of the following technologies: <ul style="list-style-type: none"> · Solar hot water; · Chauffe-eau solaire; · Panneau solaire photovoltaïque; · Système de géoéchange (utilisant le sol ou l'eau comme source de chaleur); · Microcentrale (moins de 1 kW) et petite éolienne (1 à 10 kW).
Banff (Alberta)	Solar PV Program	Ville de Banff	Remboursement	Offre aux propriétaires résidentiels et commerciaux un remboursement après installation de 0,75 \$ par watt de puissance solaire installée, pour un maximum de 20 kW.
Canmore (Alberta)	Solar Incentive Program	Ville de Canmore	Remboursement	Offre aux propriétaires résidentiels et aux entreprises un remboursement après installation si la puissance solaire installée est d'au moins 3 kW.
Edmonton (Alberta)	Change Homes for Climate – Solar Program	Ville d'Edmonton	Remboursement	Offre aux propriétaires résidentiels un remboursement après installation de 0,40 \$ par watt de puissance solaire installée, pour un maximum de 10 kW.
Medicine Hat (Alberta)	HAT Smart Residential Rebate Program	Ville de Medicine Hat	Remboursement	Offre aux propriétaires résidentiels un remboursement après installation de 1,00 \$ par watt de puissance solaire installée, pour un maximum de 6 kW.
Aire de service d'EQUS (26 municipalités de l'Alberta) municipalities across AB)	EQUS Micro-Generator Incentives	EQUS (en partenariat avec ReWatt Power)	Remboursement	Offre aux propriétaires résidentiels et aux entreprises qui sont membres d'EQUS un remboursement après installation de 0,10 \$ par watt de puissance solaire installée, pour un maximum de 5 kW.
Saskatoon (Saskatchewan)	Net metering	Saskatoon Light and Power	Incitatif financier	Offre un crédit pour l'électricité produite en surplus au propriétaire du système, qui sert à compenser le coût de l'électricité provenant du réseau. Les crédits peuvent être accumulés chaque mois à perpétuité, mais ne seront jamais remboursés. La puissance maximale admissible du système est de 100 kW. Le tarif de rachat est égal au tarif de vente au détail.
Saskatoon (Saskatchewan)	Small Power Producers Program	Saskatoon Light & Power	Incitatif financier	Autorise la vente de l'électricité produite en surplus au distributeur (Saskatoon Light & Power). La puissance maximale admissible du système est de 100 kW. Le tarif de rachat est de 0,115 \$/kWh.

Gestion de la demande

Provincial ou territorial

Lieu	Administrateur	Nom du programme ou de la politique	Catégorie ou type	Cible	Description
C.-B.	BC Hydro (en partenariat avec mCloud)	Automated demand response trial	Service d'information	Entreprises Période : 2021 à 2022	Fournit un montant de 4 000 \$ destiné à compenser le coût du matériel et des services requis pour l'essai aux participants. La gestion automatisée de la demande nécessite d'automatiser les systèmes de manière à réduire la consommation d'énergie pendant les « événements » de pointe. Ces événements, qui durent quatre heures, ont généralement lieu la semaine, de 11 h à 15 h, durant les périodes de pointe estivale et hivernale. Alb.
Alb.	Capital Power	Coincident Peak Demand Management Tool	Service d'information Remboursement	Consommateurs	À l'aide d'un tableau de bord intelligent, informe les clients des prochaines périodes de pointe pour qu'ils puissent éviter d'alourdir la charge.
Alb.	Alberta Electric System Operator	Load Shield Service for Imports Program	Incitatif financier	Entreprises Période : 2011 à aujourd'hui	Based on Alberta-British Columbia interconnection conditions, participants will sometimes be asked to "arm" certain loads, which can be turned off immediately if needed. Plans are tailored to each participant.
Alb.	Alberta Electric System Operator	Operating Reserves Program	Incitatif financier	Gros consommateurs Période : en cours	Demande aux participants de réduire leur charge au besoin, auquel cas ils recevront un préavis de quelques minutes seulement.
Sask.	SaskPower	Demand response program	Incitatif financier	Gros consommateurs Période : en cours	Rémunère les consommateurs qui déplacent ou réduisent leur charge aux moments choisis par le service public. Le programme est offert aux gros consommateurs industriels ayant une charge aux caractéristiques stables et pouvant réduire celle-ci de 5 MW à un endroit donné. Les événements de déplacement de charge durent quatre heures et ont lieu au maximum 15 fois par année. Le participant est avisé entre 12 minutes et 2 heures à l'avance (selon le programme choisi). Les taux de rémunération reposent sur le volume réel de charge interruptible qui contribue au programme, et varient selon le programme choisi.
Ont.	Hydro One	Time of use pricing	Incitatif financier	Consommateurs Période : en cours	Prévoit une tarification déterminée selon l'heure de consommation, en divisant les jours d'une période de six mois en plages qui varient selon le type de journée (semaine ou fin de semaine/jour férié). Chacune de ces plages est associée à un tarif prédéfini.
Ont.	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité	Tarif selon l'heure de consommation et tarification progressive	Incitatif financier	Consommateurs Période : en cours	Prévoit que certains clients paient un tarif déterminé selon l'heure de consommation, comme celui décrit ci-dessus, tandis que d'autres paient leur électricité selon une tarification progressive basée sur la consommation mensuelle.

Lieu	Administrateur	Nom du programme ou de la politique	Catégorie ou type	Cible	Description
Ont.	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité	Mise aux enchères de puissance	Incitatif financier	Gros consommateurs, petits producteurs	Invite chaque année les consommateurs à soumettre une offre correspondant aux ressources qu'ils peuvent mettre à la disposition du programme de gestion de la demande. Les participants qui obtiennent les meilleurs résultats sont généralement les gros à moyens consommateurs industriels et commerciaux qui peuvent réduire à volonté leur demande d'électricité. La sélection est basée sur le prix qu'ils soumettent; le prix de rajustement (compensation) varie ainsi d'année en année.
Qc	Hydro-Québec	Option de crédit hivernal	Incitatif financier	Consommateurs Période : en cours	Offre aux clients un crédit basé sur la réduction de leur consommation au moment d'un événement de pointe, par rapport à leur consommation normale. On mesure la consommation typique des clients et on les avise des événements de pointe un jour d'avance.
Qc	Hydro-Québec	Tarif Flex D	Incitatif financier	Gros consommateurs	Offre aux clients un crédit basé sur la réduction de leur consommation au moment d'un événement de pointe, par rapport à leur consommation normale. On mesure la consommation typique des clients et on les avise des événements de pointe un jour d'avance. Fixe une tarification très basse en période ordinaire et très élevée durant les événements de pointe, qui sont annoncés d'avance.
Qc	Hydro-Québec	Gestion de la demande de puissance	Incitatif financier	Consommateurs résidentiels et commerciaux	Rémunère les consommateurs qui déplacent ou réduisent leur charge aux moments choisis par le service public. Le programme est offert à ceux qui peuvent réduire leur charge de 200 kW. Les événements de déplacement de charge durent de 3 à 4 heures, pour un maximum de 100 heures par année, et l'avis est donné au moins 4 heures d'avance. Les taux de rémunération reposent sur le volume réel de charge interruptible qui contribue au programme.
Qc	Hilo (Hydro-Québec)	Gestion de la demande, contrôle direct de la charge	Incitatif financier	Residential and commercial consumers	Récompense les consommateurs s'ils favorisent le déplacement de leur charge grâce à divers appareils intelligents.
Maritimes	Consortium de multiples services publics comprenant la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick, l'Université du Nouveau-Brunswick et plusieurs autres entreprises de services publics des Maritimes	PowerShift Atlantic	Démonstration technologique	Consommateurs résidentiels et entreprises Période : 2010 à 2015	Projet pilote de démonstration. Offre aux participants des dispositifs intelligents pouvant stocker de l'énergie. Un système de gestion de l'énergie connecté à ces dispositifs déplace la charge d'une façon indécélable par le consommateur.

Lieu	Administrateur	Nom du programme ou de la politique	Catégorie ou type	Cible	Description
T.-N.-L.	Newfoundland Labrador Hydro	Demand charges	Incitatif financier	Entreprises Période : en cours	Impose des frais aux clients si leur demande instantanée dépasse une certaine valeur.
Yn	Énergie Yukon et Ressources naturelles Canada	Peak Smart	Incitatif (dispositif gratuit)	Consommateurs Période : 2018 à 2021	Fait partie du Programme des réseaux intelligents de Ressources naturelles Canada. Les consommateurs reçoivent gratuitement des thermostats ou des régulateurs de réservoir d'eau intelligents qui peuvent être contrôlés à distance dans le but de gérer la demande de pointe.

Carburants renouvelables

Provincial

Province	Politiques mises en œuvre	Politiques prévues ou objectifs
C.-B.	<p>En 2008, la Colombie-Britannique a établi <i>une norme sur les carburants renouvelables et une norme sur les carburants à faible teneur en carbone</i>.</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>La norme sur les carburants renouvelables</i> oblige les fournisseurs de carburants à incorporer au moins 5 % de produits renouvelables à l'essence, et 4 % de produits renouvelables au diesel. • <i>La norme sur les carburants à faible teneur en carbone</i> s'ajoute à <i>la norme sur les carburants renouvelables</i>; elle introduit une exigence supplémentaire selon laquelle les fournisseurs de carburants doivent réduire progressivement l'intensité carbonique moyenne de leurs carburants de manière à atteindre une réduction de 10 % en 2020, par rapport à 2010 (Ye, 2021). 	<p>L'initiative <i>CleanBC</i> vise à mettre en place, en collaboration avec les fournisseurs de gaz naturel, une exigence d'incorporation d'un minimum de 15 % de carburants renouvelables dans le gaz naturel d'ici 2030 (gouvernement de la Colombie-Britannique, 2019).</p>
Alb.	<p>En 2010, l'Alberta a établi <i>une norme sur les carburants renouvelables</i> qui oblige les fournisseurs de carburants à incorporer 5 % de produits renouvelables à l'essence, et 2 % de produits renouvelables au diesel en vue de réduire l'intensité des émissions de gaz à effet de serre de 25 % par rapport à celle de l'essence ou du diesel (Ye, 2021).</p>	<p>Goals (Government of Alberta, 2020):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Large-scale hydrogen production with carbon capture, utilization and storage (CCUS) and deployment in various commercial applications across the provincial economy by 2030. • Exports of clean hydrogen and hydrogen-derived products to jurisdictions across Canada, North America, and globally by 2040.
Sask.	<p>En 2007, la Saskatchewan a introduit un mandat concernant les carburants à l'éthanol, qui impose aux fournisseurs de carburants d'incorporer au moins 7,5 % d'éthanol à l'essence, et 2 % d'éthanol au diesel (Ye, 2021).</p>	
Man.	<p>En 2007, le Manitoba a adopté un règlement établissant une norme sur les carburants renouvelables, laquelle oblige les fournisseurs de carburants de la province à préparer leur essence de sorte qu'elle contienne au moins 8,5 % d'éthanol, et leur diesel, au moins 2 % d'éthanol (Ye, 2021).</p>	

Ont.	En 2007, l'Ontario a adopté un règlement établissant une norme sur les carburants renouvelables, pour obliger les fournisseurs de carburants à intégrer 5 % d'éthanol à l'essence et au diesel (Ye, 2021).	Selon le Plan d'action contre le changement climatique 2016 de l'Ontario, la province entend établir une nouvelle norme sur les carburants renouvelables visant l'essence qui devrait mener à une réduction des émissions de gaz à effet de serre d'environ 5 % d'ici 2020 (Ye, 2021).
Qc	Aucun règlement en vigueur ne vise l'injection de carburants renouvelables dans les réseaux de gaz naturel.	La province vise à atteindre 10 % de gaz renouvelable dans son réseau de gaz naturel d'ici 2030 (gouvernement du Québec, 2021).
N.-É.	Aucun règlement en vigueur ne vise l'injection de carburants renouvelables dans les réseaux de gaz naturel.	La province prévoit mettre en place une norme pour encadrer l'injection d'hydrogène à faible teneur en carbone dans le réseau de gaz naturel, en vue de convertir ce dernier pour qu'il ne transporte que de l'hydrogène propre. Le mélange d'hydrogène à faible teneur en carbone et de gaz naturel n'est pas précisé, pas plus que l'échéancier (Heritage Gas, 2020).
Î.-P.-É.	Aucun règlement en vigueur ne vise l'injection de carburants renouvelables dans les réseaux de gaz naturel.	
N.-B.	Aucun règlement en vigueur ne vise l'injection de carburants renouvelables dans les réseaux de gaz naturel.	Le gouvernement provincial et Joi Scientific conçoivent ensemble un réseau de production d'hydrogène qui sera en fait le premier réseau électrique utilisant l'hydrogène comme charge de base au monde; l'hydrogène sera extrait d'eau de mer non traitée, et sa production n'émettra que de la vapeur d'eau (Joi Scientific et Énergie NB, 2019).

Municipal

Lieu	Programme	Lien
Fort Saskatchewan (Alberta)	Le fournisseur de services publics ATCO a annoncé un projet d'injection d'un maximum de 5 % d'hydrogène dans une partie du réseau de distribution résidentielle de gaz naturel, pour lequel les travaux de construction commenceront au début de 2021. ATCO a reçu un financement de 2,8 M\$ du programme Natural Gas Challenge d'Emission Reductions Alberta, qui vise une réduction importante de l'intensité carbonique des réseaux de gaz naturel.	ATCO Gas. 2020. "ATCO to Build Alberta's First Hydrogen Blending Project with ERA Support."
Markham (Ontario)	Hydrogenics et Enbridge Gas conçoivent le premier électrolyseur multimégawatt de la ville en vue d'injecter de l'hydrogène renouvelable dans le réseau de gaz naturel d'ici l'automne 2021. En 2018, la Ville a commencé à exploiter une installation de conversion de l'électricité en gaz, qui sera au cœur de ce projet. L'installation de 2,5 MW convertit par électrolyse le surplus d'électricité renouvelable en hydrogène, lequel sert à équilibrer l'offre et la demande d'électricité dans la ville. Cette installation constitue un projet pilote pour le stockage de l'électricité excédentaire. L'hydrogène produit peut être stocké pour un usage ultérieur, reconverti en électricité au besoin ou injecté dans le réseau de distribution de gaz naturel pour réduire la teneur en carbone du gaz. Avec le projet, la municipalité pourra fournir le mélange d'hydrogène et de gaz naturel à plus de 3 600 clients, ce qui réduira les émissions de carbone de 117 tonnes. À cette étape-ci du projet, Enbridge propose d'injecter un maximum de 2 % (en volume) d'hydrogène dans le réseau.	Enbridge. 2021. "Groundbreaking \$5.2M hydrogen blending project aims to green Ontario's natural gas grid"

Gatineau (Québec)	Le fournisseur de services publics Enbridge a annoncé au début de 2021 qu'il planifiait, en collaboration avec Evolgen, le plus important projet d'injection d'hydrogène vert au Canada : à Gatineau, un système électrolyseur de 20 MW produira de l'hydrogène vert par électrolyse à partir d'énergie renouvelable, et injectera l'hydrogène dans un nouveau pipeline de 15 km rattaché au réseau de gaz naturel de la ville. Ce projet de 90 M\$ devrait produire chaque année environ 425 000 GJ d'hydrogène vert tout en réduisant d'environ 15 000 tonnes métriques les émissions de gaz à effet de serre annuelles du réseau de gaz naturel.	Enbridge. 2021. "Hydrogen's time has come": Gazifère, Evolgen announce injection project for Gatineau."
Halifax (Nouvelle-Écosse)	Au début de 2021, Halifax a présenté HalifACT, son plan de mesures climatiques à long terme visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ce plan prévoit des mesures pour que tous les nouveaux pipelines puissent transporter uniquement de l'hydrogène, en vue d'une transition future. À l'automne 2020, la municipalité avait annoncé qu'elle comptait collaborer avec Heritage Gas sur une usine à hydrogène propre. Heritage Gas travaille à concevoir un projet pilote d'hydrogène propre dans le cadre de son programme Green Infrastructure Projects that Reduce Greenhouse Gas Emissions. Elle entend construire un système électrolyseur de 4 MW pouvant produire environ 40 000 GJ d'hydrogène qui sera directement reliée à un nouveau parc éolien.	Halifax Regional Municipality. 2021. "Hydrogen and Decarbonizing Halifax."