

Les obstacles à l'innovation dans le secteur de l'électricité canadien et les leviers de politiques disponibles

par Sara Hastings-Simon
avec le concours d'Anna Kanduth

Introduction

Le secteur de l'électricité est l'une des pierres angulaires du système énergétique canadien d'aujourd'hui et de demain. Il y a plus d'un siècle, en 1881, avait lieu l'avènement du premier marché de masse de service électrique, et depuis, l'électricité joue un rôle d'une importance grandissante. Or à plusieurs égards, la structure sous-jacente du réseau électrique demeure inchangée; les grands producteurs centralisés d'hydroélectricité et d'électricité d'origine fossile y sont majoritaires, et la production est activement gérée pour répondre à la demande.

Bien que le secteur de l'électricité prendra de plus en plus d'ampleur lors de la transition du Canada vers un système énergétique carboneutre, il devra également évoluer de manière à répondre à deux exigences principales : premièrement, s'adapter aux changements ou aux augmentations de la demande engendrées par l'électrification finale (y compris dans le secteur du transport, le secteur des bâtiments et le secteur industriel); et deuxièmement, avoir une production assez sobre en carbone pour aider le Canada à atteindre ses cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) en 2030 et en 2050.

La décarbonisation des réseaux électriques au Canada passe donc par un mélange de solutions novatrices visant l'atteinte de ces deux exigences, soit des technologies et des approches qui :

- ▶ augmentent l'offre zéro émission (éolien, solaire, hydro, nucléaire et géothermie);
- ▶ assurent la gestion et le déplacement de l'offre (p. ex., par le stockage et le transport);
- ▶ assurent la diminution et le déplacement de la demande (comme des réductions de demande stratégiques);

- ▶ ancrent la gestion du réseau dans la modernité (à la fois par des logiciels et du matériel) pour équilibrer l'offre et la demande.

Au Canada, de nombreuses initiatives qui favorisent la décarbonisation du réseau électrique sont en place à tous les ordres de gouvernement, qui disposent d'un arsenal d'outils et de pouvoirs différant selon leurs compétences.

Comme les réseaux électriques au Canada sont surtout aménagés à l'intérieur des frontières provinciales, la plupart des aspects qui s'y rattachent – la production, le transport et la gestion de l'électricité dans les frontières provinciales, la vente dans la province, et les répercussions environnementales et les politiques d'économie d'énergie et de gestion de la demande, notamment – sont de compétence provinciale. Les cibles d'énergie renouvelable et de décarbonisation ainsi que les programmes incitant la décentralisation de la production et encourageant le recours à l'énergie solaire sont des exemples d'initiatives provinciales.

Le fédéral dispose de compétences plus limitées. Elles s'appliquent à la vente entre les provinces et à l'international; à la gestion des ressources sur les terres domaniales; à la sûreté nucléaire; aux codes et aux normes; aux appellations rattachées à la consommation et à la demande; et aux autres politiques d'intérêt national. Les initiatives à l'échelle fédérale comprennent les politiques et les règlements visant la technologie (comme l'élimination progressive du charbon), la construction d'infrastructures de transport, l'innovation dans la recherche et le déploiement, et des mesures à grande portée comme la tarification du carbone.

Les municipalités ont encore moins de compétences directes sur l'électricité. Elles conservent toutefois des leviers importants pour favoriser l'innovation, comme les règlements, les subventions, les cibles et les programmes municipaux. Partout au Canada, des collectivités locales adoptent d'ambitieuses cibles et soutiennent les nouvelles technologies.

Les administrations et communautés autochtones jouent également un rôle de premier plan dans le progrès de la décarbonisation du secteur de l'électricité, notamment en pilotant le déploiement de projets d'énergie propre.

Malgré les nombreuses initiatives qui vont bon train et le progrès notable des divers ordres de gouvernements jusqu'à présent, de nombreuses difficultés empêchent un déploiement plus vaste des technologies et une adoption plus marquée d'approches visant à décarboner le réseau électrique. Ce livre blanc traite de ces difficultés, propose des approches pour les surmonter et relève des options stratégiques générales qui s'offrent au Canada.

Les difficultés non techniques du déploiement des innovations dans les réseaux électriques du Canada

De nos jours, la décarbonisation du réseau électrique du Canada est en proie à de réelles difficultés. Pensons notamment à la forte dépendance à la trajectoire du secteur, où les infrastructures, les effets de réseau et les organisations freinent l'innovation, même lorsque de nouvelles solutions

sont à portée et économiquement viable. La nature hautement centralisée et réglementée de la production d'électricité et de la gestion du réseau ne fait qu'empirer la situation.

Le déploiement, en particulier, est crucial pour deux raisons. Au-delà de l'évidence – les réductions d'émissions passent par la mise en œuvre de solutions –, le déploiement est une étape nécessaire du processus d'innovation. Des procédés comme l'apprentissage par la pratique entraînent une diminution progressive du coût des technologies, au fur et à mesure que les opérateurs de réseaux, à force d'utiliser la nouvelle technologie, la maîtrisent mieux. Sans mesures directes ni politiques pour remédier aux difficultés du déploiement, on ne peut espérer qu'un lent progrès vers l'objectif de décarbonisation, tout au mieux. Il faut donc mettre en œuvre des politiques qui ciblent les principales difficultés et entraînent les changements nécessaires. Cette section fait état de quelques-unes de ces difficultés.

Décalage entre les objectifs, les incitatifs et les mandats

Dans le système des services publics, les règlements et politiques donnent des balises claires aux régies des services publics, aux services publics, et aux sociétés d'exploitation de réseau. Ces balises précises empêchent ces acteurs de remplir des mandats que l'on ne leur a pas explicitement confiés, même si certains croient qu'il serait prudent de le faire.

Au Canada, dans la plupart des cas, les sociétés d'exploitation et les services publics n'ont ni le mandat clair ni les incitatifs nécessaires pour mener la décarbonisation ou assurer la résilience climatique à long terme du réseau électrique. Cette situation, à son tour, limite la capacité et les incitatifs à déployer de nouvelles technologies ou des innovations technologiques. L'énergie est plutôt entièrement consacrée à l'approvisionnement en électricité fiable au coût le plus bas. Si ce mandat demeure essentiel, il devient contraignant lorsqu'on en fait l'unique objectif.

Il importe de donner la capacité de tenir compte de l'innovation, mais sans orientation ni incitatifs mobilisant l'action à la vitesse et à l'envergure nécessaire, cette seule capacité demeure insuffisante. Il faut plutôt un mandat clair, étant donné la nature, la culture et la mentalité naturellement conservatrices des sociétés d'exploitation de réseau publique. Loin d'être unique au Canada, cette dépendance aux trajectoires constitue une caractéristique des réseaux de services publics à l'international.

Bien que gérables, de grandes quantités de ressources renouvelables intermittentes requièrent des changements dans les approches de gestion du réseau, ce qui ajoute une inconnue. L'incertitude suscitée par ces nouvelles approches et la tendance d'aversion au risque de l'écosystème des services publics peuvent provoquer des réticences à faire ces changements de manière proactive. Les mêmes préoccupations touchent le réseau de distribution, où le monopole réglementé règne dans l'entreprise de la fiabilité. Une circulation d'électricité bidirectionnelle ajoute une couche de risque supplémentaire, mais celle-ci est gérable et peut même se révéler avantageuse si l'on en tient compte à la conception.

Étant donné ce mandat et cette mentalité, les acteurs du réseau de services publics sont peu enclins à faire des changements pour intégrer la nouvelle technologie, ce qui entraîne une

préférence pour le type de ressources utilisées depuis longtemps pour la production et bien comprises : l'énergie fossile, l'énergie hydraulique et l'énergie nucléaire.

Intérêts personnels dans le maintien du statu quo

L'absence d'incitatifs directs n'est pas le seul problème. Des actionnaires peuvent exercer de la pression sur les services publics, les autorités de réglementation et les sociétés d'exploitation afin de bloquer ou de ralentir l'intégration et l'utilisation à grande échelle de nouvelles ressources susceptibles d'entrer en compétition avec des actifs existants. Par exemple, l'ajout de ressources qui réduiraient la demande de pointe dans des marchés déréglementés entraînerait une baisse du prix obtenu grâce aux actifs existants. Le stockage, la gestion de la demande et l'énergie solaire tendront à diminuer le nombre d'heures à tarif élevé, et ainsi à réduire les revenus des actifs existants utilisés lors de ces périodes. Dans le cas des sociétés d'État à intégration verticale, ces nouvelles ressources peuvent menacer le bilan économique d'investissements antérieurs, même si elles réduisent les coûts globaux du réseau.

Les actionnaires actuels peuvent exercer des pressions politiques, notamment par une participation accrue à des processus de consultation et de réglementation qui engendrerait des conditions inégales. Dans les marchés contrôlés par des sociétés d'État, celles-ci peuvent prendre directement la décision de ne pas intégrer de nouvelles ressources.

Dans certains cas, comme celui des sociétés de services publics détenues par des investisseurs privés qui fonctionnent dans un marché au taux de rendement réglementé, la réticence aux changements va au-delà de la culture et des préjugés pour orienter les décisions financières. En effet, la structure du taux de rendement réglementé les incite à investir dans les immobilisations, car qui dit déploiement accru d'immobilisations, dit augmentation des profits. Habituellement, on ne tient pas compte de la valeur de l'empreinte carbone ni des coûts pour le consommateur. Même lorsqu'une tarification du carbone s'applique au secteur, les coûts peuvent être transférés et la pression demeure.

Planification en vase clos

La planification dans le système énergétique du Canada est très cloisonnée – par type d'énergie, par province et par ministère. L'absence de pouvoir fédéral en matière d'électricité complique encore davantage la coordination et la collaboration. Par le passé, les implications négatives de cet enjeu ont été limitées, étant donné le peu de recouvrements entre les domaines en pratique et la possibilité d'effectuer leur optimisation en vase clos.

Toutefois, l'innovation dans le réseau électrique multiplie les liens – entre les types d'énergie, entre l'offre et la demande, et entre les régions. L'absence d'intégration dans la planification des ressources devient un obstacle à la conception et à la mise en œuvre d'un système efficace : on se trouve devant des situations où seule la moitié de la question peut être considérée et où aucun mécanisme de normalisation des codes et pratiques n'est en place. Ce problème entraîne une dégradation générale des conditions.

Trop peu d'information à jour

La rapidité de l'innovation technologique dans les ressources non émettrices et les technologies qui s'y rattachent fausse les perceptions concernant l'approvisionnement et le coût de ces ressources. Ces idées fausses se répercutent notamment dans certains documents de planification à long terme, qui contiennent des estimations de coûts de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire gonflées, dans la surestimation des coûts d'intégration, et dans les inquiétudes des sociétés d'exploitation concernant la fiabilité de la production à partir de ces ressources.

Dans le cas de l'éolien et du solaire, les coûts ont chuté considérablement (Shumacher et coll., 2020), comme l'illustrent les prix payés en Alberta. En 2017 et en 2018, l'Alberta Electric System Operator (AESO) a conclu des contrats d'énergie éolienne de 37 \$/MWh à 40 \$/MWh dans le cadre du programme d'énergie renouvelable REP (AESO, 2021a), tandis qu'en 2019, le gouvernement de l'Alberta a conclu des contrats d'énergie solaire de 48 \$/MWh (gouvernement de l'Alberta, 2019). Les plus récentes prévisions à long terme de la société d'exploitation du réseau publiées en 2021 (AESO, 2021b) utilisent toutefois des estimations préparées en 2018 (AWS Truepower, 2018) s'élevant à plus de 60 \$/MWh pour les projets éoliens et à plus de 120 \$/MWh pour les projets solaires à construire de 2021 à 2025.

Ce manque d'information concerne aussi l'énergie géothermique et les petits réacteurs modulaires. Or si la difficulté associée aux énergies solaire et éolienne réside dans l'actualisation des données sur les coûts et la valeur, des incertitudes plus marquées entourent l'état de préparation de la technologie et les trajectoires de coûts de l'énergie géothermique et des petits réacteurs modulaires. L'absence de données fiables et précises pour l'analyse et l'évaluation des options de ressources freine le progrès.

Cette situation peut également ralentir le déploiement en bloquant l'accès aux capitaux. Bien que ces difficultés soient palliées en grande partie pour les technologies les plus matures et présentes à l'échelle mondiale comme les panneaux solaires photovoltaïques et les éoliennes, un vaste manque d'information continue de limiter le déploiement de bien des technologies de production et de stockage.

Accès restreint au marché

Les difficultés d'accès au marché sont courantes dans l'innovation en général, mais la nature hautement réglementée du réseau électrique amplifie le problème. Ces dernières revêtent de multiples formes. Sans nécessairement constituer une interdiction formelle d'utiliser de nouvelles technologies ou approches, elles proviennent plutôt de l'absence de cadre, de marché, de réglementation, voire de ministère ou de personne responsable de l'évaluation de l'innovation au sein de l'organisme de réglementation.

L'accès aux marchés de production, de transport et de distribution est limité dans l'ensemble des réseaux au Canada, quels que soient le modèle réglementaire et la forme de propriété (publique, privée ou entre-deux). Dans la plupart des provinces, l'accès au marché de la production est

strictement encadré par une société d'État. Résultat en ce qui concerne la nouvelle production non émettrice : les producteurs d'électricité indépendants n'ont pas la possibilité habituelle de la vendre sur le marché. Cette situation empêche le déploiement de nouvelles sources de production, même dans le cas où ce serait la meilleure option.

Même lorsque les producteurs d'électricité indépendants ont une entrée sur le marché (c.-à-d., par des appels à une nouvelle production), d'autres difficultés créent des inégalités dans le secteur. En particulier, les services publics à intégration verticale créent une situation de monopsonne, avec de nombreuses défaillances de marché courantes. Par exemple, le peu d'information sur la capacité de transport et l'accès complique l'identification de sites d'exploitation pour les promoteurs. En outre, les producteurs d'électricité indépendants sont en fait en compétition contre les sociétés d'État qui pourraient décider de construire d'autres unités de production, ce qui limite l'importance et l'emplacement des appels subséquents. Plutôt que de créer un marché durable et stable pour les producteurs d'électricité indépendants, ces entrées se sont plutôt révélées précaires, incertaines et limitées – ce qui, mis bout à bout, nuit à la création d'un marché robuste.

Même lorsque des marchés existent (comme les marchés de production déréglementés de l'Alberta et de l'Ontario), il arrive que des règles et des structures limitent la participation, particulièrement en ce qui a trait aux nouvelles catégories de technologies. Des petits marchés comme l'Alberta peuvent pâtir d'une concentration de la puissance commerciale et d'une liquidité limitée qui minent leur compétitivité et leur efficacité.

On constate également des difficultés d'accès dans le secteur hautement réglementé du transport et de la distribution. Des solutions sans câblage telles que le stockage et les réductions stratégiques de la demande ont au mieux la possibilité restreinte de concurrencer les offres traditionnelles, et sont tout simplement ignorées dans plusieurs processus. En même temps, il y a de nombreux obstacles à la création de structures de transport qui permettraient l'intégration des énergies renouvelables intermittentes sur un plus grand territoire entre les provinces.

Le cas du stockage d'énergie illustre les difficultés qui peuvent se présenter lorsqu'on veut faire entrer un nouveau type de ressources sur un marché qui n'a pas été conçu en tenant compte du potentiel de ces ressources. Dans un système où chaque ressource entre dans une catégorie bien définie – production, charge ou infrastructure de transport et de distribution –, le stockage d'énergie est inclassable. Dans le marché de gros, il agit à la fois comme ressource de production et de charge, mais comme les règles du marché diffèrent pour chaque type de ressource, son exploitation est limitée par leur combinaison. Pour surmonter ces difficultés, il faut créer un nouveau type de ressources avec un nouvel ensemble de règles – un gros travail de réglementation.

Mais il ne suffit pas de s'occuper de l'aspect du marché de gros de la production d'électricité. Un projet de stockage d'énergie intégré au marché de la production peut aussi constituer une ressource de transport et de distribution, par exemple en stockant de l'électricité pour répondre à la demande locale pendant une courte période. Le marché tel qu'on le conçoit présentement fait une distinction nette entre la production, et le transport et la distribution; le stockage ne peut donc avoir qu'une seule fonction, ce qui limite son potentiel et sa compétitivité. Pour remédier à la situation, une transformation encore plus en profondeur des règlements et du marché s'impose.

Absence de signaux de prix et mauvais indicateurs

Les marchés comptent sur les signaux de prix pour influencer les comportements. L'absence ou la suppression de ces signaux, autant du côté de la demande que de l'offre, sont un obstacle qui guette l'innovation. De la même façon, dans des systèmes réglementés, les mauvais indicateurs freinent l'innovation.

Du côté de la demande, les signaux de prix sur le marché sont étouffés par les grilles tarifaires inefficaces qui ne reflètent pas fidèlement le coût des services. Des tarifs modulés peuvent inciter les utilisateurs à modifier leur profil de consommation et donnent la possibilité aux entreprises d'offrir des produits et services qui déplacent la demande. Toutefois, la plupart des tarifs de détail du Canada ne reflètent pas les coûts en temps réel. En effet, les tarifs dynamiques sont sous-utilisés par les services publics et les autorités de réglementation, même s'ils sont plus représentatifs du coût réel de la production d'électricité que les tarifs fixes.

Il en va de même du côté de l'offre. Une mauvaise évaluation du potentiel entier ou sous-jacent des nouvelles ressources peut entraîner leur sous-déploiement. En effet, si l'apport d'une ressource au système n'est pas rémunéré convenablement, il est difficile de produire une analyse de rentabilité convaincante en faveur de son déploiement.

Ce problème de rémunération émane de la structure de marché, qui se base sur les propriétés et la valeur des ressources historiques. Ces dernières apportent un ensemble de valeurs différentes au système, et bien que certaines se recoupent avec celles des nouvelles ressources, les règles de marché conçues pour les grandes ressources d'énergie fossile ne tiennent pas compte de certaines des nouvelles valeurs, comme la capacité d'augmentation rapide de la production offerte par les technologies à onduleur (ex. : éolien et solaire). Ainsi, les nouvelles ressources ne sont rémunérées que pour une partie de la valeur qu'elles fournissent, ce qui nuit à leur déploiement.

En ce qui concerne les indicateurs, les mêmes dynamiques prévalent. Les indicateurs qui évaluent le réseau électrique sont basés sur des actifs historiques. Par exemple, lors d'une période de transition dans une industrie aux actifs à très long terme, la valeur d'option d'une décision revêt une importance croissante. La capacité de retarder les investissements dans les actifs à long terme jusqu'à ce qu'on en sache davantage sur les besoins du réseau, par une légère augmentation des prix à court terme, pourrait s'avérer plus efficace à long terme. Par exemple, les projets de conversion du charbon au gaz pourraient jouer un rôle de premier plan dans la transition en fournissant de la capacité à court terme qui permettrait d'ajouter un plus grand nombre de ressources zéro émission à moindre coût pour le système comparativement à la construction d'installations gazières à long terme. Des indicateurs comme le taux de rendement interne conviennent à la recherche du plus faible coût sur de longues périodes de stabilité, mais ne reflètent pas cette valeur d'option. Autre exemple : la valeur de la résilience climatique des infrastructures, qui pourrait être plus dispendieuse au premier abord, mais entraîner des baisses de coûts avec le temps.

Manque d'infrastructures adaptées

Il faut des infrastructures adaptées au déploiement de nouvelles technologies, sans quoi nous risquons de freiner l'innovation. La capacité de transport d'électricité propre et les compteurs intelligents associés à certaines approches de gestion du réseau en sont deux exemples. En ce qui a trait à la capacité de transport, l'accès est physiquement restreint lorsque la capacité provinciale est trop faible pour relier au réseau les ressources non émettrices, étant donné que celles-ci ne sont pas nécessairement situées au même endroit que les installations de production à l'énergie fossile qu'elles remplacent. La lenteur du processus de construction d'infrastructures de transport dans une province peut compliquer le déploiement de ressources non émettrices. Dans bien des cas, la nécessité de l'établissement de capacités de transport doit émaner d'un projet, mais les promoteurs, échaudés par les risques d'un projet aux possibilités de transport incertaines, sont réticents à investir. De la même manière, les procédés pour le déploiement de technologies adaptées comme des compteurs intelligents viennent eux aussi complexifier l'entreprise.

La construction d'infrastructures adaptées comporte en elle-même des difficultés. Dans une province, il peut y avoir des enjeux concernant la source de financement des infrastructures ou la responsabilité de leur développement, tandis que la construction d'infrastructures interprovinciales (notamment, de transport) se bute à un manque de collaboration entre les ordres de gouvernements (fédéral et provinciaux) et entre les gouvernements provinciaux.

Petites régions d'équilibrage

L'un des moyens les plus économiques d'intégrer de larges pans de ressources non distribuables, c'est de le faire dans des régions d'équilibrage vastes qui peuvent tirer profit aussi bien de ressources renouvelables géographiquement diversifiées que de différences dans le profil de la demande (National Renewable Energy Laboratory, 2015).

En contexte d'augmentation de la production d'énergie éolienne, on tire des avantages d'une intégration accrue du réseau : elle permet d'équilibrer cette ressource avec d'autres, comme l'énergie hydraulique ou géothermique, et sur un plus grand territoire aux régimes éoliens diversifiés; pensons au projet proposé entre le Québec et la Nouvelle-Angleterre (CBC News, 2019).

Au Canada, la séparation provinciale des réseaux électriques complique l'établissement de grandes régions d'équilibrage, à la fois physiquement et dans la gestion du réseau. En effet, bien des réseaux à fortes émissions de carbone sont relativement isolés, et ont peu d'interconnexions. Les défis du commerce entre les provinces se répercutent sur le réseau et nuisent à l'intégration au marché, et l'intégration des États américains au marché nécessite une collaboration internationale.

Approches stratégiques pour des réseaux électriques arrimés aux objectifs de carboneutralité

Pour arrimer les réseaux électriques aux objectifs de carboneutralité, les politiques et les approches doivent viser les difficultés observées : décalage entre les objectifs, les incitatifs et les mandats; intérêts personnels dans le maintien du statu quo; planification en vase clos; accès restreint au marché; absence de signaux de prix et d'indicateurs; trop peu d'information à jour; manque d'infrastructures adaptées; et limites découlant des petites régions d'équilibrage.

Ces difficultés ne sont pas insurmontables. Bon nombre d'entre elles sont bien comprises et ressemblent à celles qui se posent à des réseaux ailleurs dans le monde, ainsi qu'au déploiement de nouvelles technologies de manière plus générale. Comme ces difficultés ne sont pas uniques au Canada ni au réseau électrique, il existe un grand nombre d'approches et d'outils éprouvés qui peuvent être combinés pour mener la transition vers un réseau électrique à faibles émissions qui est résilient, fiable et abordable.

Habiliter et pourvoir le secteur de l'électricité pour réaliser les objectifs mandatés

MANDATS SYSTEMIQUES

L'établissement, par les gouvernements, d'un objectif de décarbonisation clair pour tous les acteurs des réseaux électriques (y compris les autorités de réglementation, les sociétés d'exploitation, et, le cas échéant, les services publics) est indispensable à la résolution des difficultés. Il faut imposer la décarbonisation à titre d'objectif général pour le réseau électrique, comme la fiabilité et le coût, sans quoi les autres solutions seront inefficaces. En outre, plutôt que de simplement se concentrer sur la réduction des émissions dans le réseau électrique tel qu'on le connaît aujourd'hui, le mandat devrait être assez large pour inclure le rôle futur de l'électricité dans une économie carboneutre – obligeant les acteurs à tenir compte de la croissance de la demande, de l'efficacité énergétique et des systèmes énergétiques à électrifier pour atteindre les objectifs de carboneutralité.

CIBLES ET NORMES À L'ÉCHELLE DU SYSTÈME

Des cibles et des normes encourageant l'innovation sont essentielles pour permettre la décarbonisation du réseau électrique. Les politiques imposant des cibles spécifiques, comme les normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable, les plafonds d'émissions et les normes en matière d'électricité propre ont été d'importants moteurs de décarbonisation du réseau électrique jusqu'à présent et auront un rôle à jouer dans l'avenir. Les cibles ouvrent un horizon de planification à plus long terme et servent de mécanisme efficace pour établir des objectifs clairs en envoyant un signal au marché sur la demande de technologie. Lorsque la technologie sera éprouvée, les normes en matière d'électricité propre, qui remplaceront celles relatives au portefeuille d'énergie renouvelable, procureront une flexibilité accrue propice à l'innovation en imposant des résultats plutôt qu'une trajectoire technologique précise. Elles seront aussi assez flexibles pour permettre

une décarbonisation profonde, tout en préservant une fraction de la production d'origine fossile dans les réseaux à moyen terme lorsqu'il s'agit de l'approche la plus efficace.

Les normes en matière d'électricité propre sont des normes relatives au portefeuille qui sont neutres sur le plan technologique et exigent qu'un certain pourcentage des ventes des services publics proviennent de technologies à émissions faibles ou nulles, propulsant ainsi le développement et le déploiement de ces innovations. Bien qu'au départ, de nombreuses normes de portefeuilles ciblaient des quantités ou des types précis de sources d'énergie renouvelable (qui étaient importants pour le déploiement de ressources moins commercialisées à l'époque), il y a des avantages incontestables à passer à des normes de portefeuille neutres sur le plan de la technologie lorsque l'objectif s'approche de 100 %. La définition d'un objectif de réduction des émissions sans parti pris technologique laisse place à l'innovation et limite les excès prescriptifs. Les cibles peuvent aussi servir à encourager l'innovation dans la gestion du réseau et à accélérer l'intégration de grandes quantités d'énergie renouvelable.

PLANIFICATION INTÉGRÉE

Le décloisonnement de la gestion des services publics implique des changements, soit intégrer des fonctions de planification entre les services de gaz et d'électricité et peut-être ajouter de nouvelles ressources comme l'hydrogène. L'établissement de fonctions de planifications claires dans la régie des services publics couvrant à la fois le gaz et l'électricité permettrait la cogestion de ces réseaux.

Le même type de planification globale peut être instauré entre les provinces par la mise en place de processus de normalisation des codes et des approches relatives à l'intégration des nouvelles technologies. Il s'agirait de créer un forum pour la collaboration réunissant les régies des services publics et les ministères provinciaux responsables de l'électricité et du gaz naturel, un forum qui devrait tenir compte à la fois des besoins à court terme et de la planification à long terme. La planification intertemporelle est essentielle dans un contexte d'objectifs carboneutres, où les décisions à court terme doivent répondre aux objectifs à long terme pour éviter de générer des délaissements d'actifs ou des trajectoires sous-optimales.

AMÉLIORATION DU PARTAGE D'INFORMATION ET DE DONNÉES

L'accès à de l'information en temps réel sur les coûts et la performance de nouvelles technologies aideront les gouvernements, les autorités de réglementation et les sociétés d'exploitation de réseau à prendre des décisions plus éclairées. Cette information pourrait s'intégrer à la fonction d'information sur les nouvelles énergies du gouvernement fédéral et pourrait également être fournie à l'échelle provinciale. En allant chercher les plus récentes données sur les coûts et la performance de sources fiables du secteur pour ensuite les adapter au contexte canadien, le gouvernement fédéral rendrait un service utile aux provinces.

Dans un secteur où la fiabilité est aussi importante, le partage d'information entre les pairs est essentiel à l'innovation. La création de forums canadiens, comme celui sur les services publics, et l'augmentation de la participation d'un océan à l'autre dans les groupes de l'industrie aideraient les sociétés d'exploitation de réseau et les autorités de réglementation à être mieux informées

dans un secteur en évolution rapide et à adopter des pratiques exemplaires favorisant l'innovation sans compromettre la fiabilité.

Amélioration de l'accès aux marchés ainsi que des signaux de prix et des indicateurs

Il faut adopter diverses approches pour améliorer l'accès aux marchés ainsi que les signaux de prix et indicateurs sur les marchés canadiens.

L'accès aux marchés contrôlés par des sociétés d'État, par exemple, peut être ouvert en obligeant les services publics à donner plus de renseignements sur l'accès au transport et les coûts de la nouvelle production. Les approches d'approvisionnement englobant toutes les sources favorisent la compétition directe entre divers types de ressources (Wilson et coll., 2020).

Aux États-Unis, on considère la *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) comme l'un des principaux facteurs de développement des nouvelles technologies, comme l'énergie éolienne (Union of Concerned Scientists, 2002). Cette loi oblige les services publics à acheter de l'électricité de producteurs indépendants lorsqu'elle est moins chère que les options qu'ils pourraient déployer. Des lois comme la PURPA permettent aux producteurs d'électricité indépendants de réaliser des projets s'ils sont rentables, ce qui stimule le déploiement de technologies novatrices. Une approche semblable peut être adoptée dans les marchés du transport et de la distribution, par l'intégration d'options sans câblage électrique comme la gestion stratégique de la demande.

Dans des marchés déréglementés, il faut se donner les règles et les structures favorables à la participation des nouvelles technologies. Imposer l'adoption de ces règles, selon un échéancier précis, peut éliminer les obstacles à l'accessibilité.

TARIFICATION DU CARBONE

Axée sur les coûts, l'approche de répartition dans le réseau électrique est particulièrement propice à la tarification du carbone. L'évolution de la répartition des sources sobres en carbone dans le bouquet énergétique de l'Alberta après l'instauration d'une telle mesure montre bien ses effets à l'échelle du secteur (Shaffer, 2018). En effet, l'augmentation du coût du carbone, combinée à quelques mises hors services occasionnées par l'élimination progressive du charbon, a entraîné une baisse de la production provenant des centrales au charbon. En même temps, la capacité de créer des revenus bancables des crédits carbone de l'énergie renouvelable peut stimuler le développement de sources non émettrices en aidant à surmonter les problèmes de financement.

Il y a toutefois des améliorations à apporter à la mise en œuvre de la tarification du carbone pour en maximiser l'efficacité. L'incertitude entourant les prix futurs, notamment, limite le caractère bancable des revenus du carbone, et le système fédéral de tarification fondé sur le rendement doit s'appliquer uniformément dans le secteur pour permettre aux projets d'énergie renouvelable de tirer profit de leur avantage en matière d'émissions relatives. Les changements apportés aux réglementations qui précisent les prix futurs, renforcent la stabilité des politiques (Beugin et Shaffer, 2021) et génèrent des revenus pour les projets d'énergie renouvelable peuvent rendre les signaux de prix plus efficaces.

RÉGLEMENTATION FONDÉE SUR LE RENDEMENT

La réglementation du taux de rendement (coût du service) traditionnelle prévoit l'attribution d'un taux de rendement aux services publics en fonction du capital déployé. Résultat : peu d'encouragement à trouver des moyens de fournir des services à moindres coûts. La réglementation fondée sur le rendement, une forme de réglementation incitative, donne aux services publics la possibilité d'obtenir un plus haut taux de rendement même lorsqu'il leur est impossible de baisser le coût de la prestation. En définissant les résultats souhaités en fonction d'objectifs sous-jacents pour le système de service public, une telle réglementation peut permettre et encourager l'innovation (Littell et coll., 2017).

Or si l'idée est simple, sa mise en œuvre l'est moins. Et mal appliquée, elle peut avoir des effets indésirés (Energy Foundation et Energy Innovation, 2015), comme celui de permettre aux services publics d'engranger plus de profits sans générer d'économies. Les clés de la réussite : d'abord, acquérir une compréhension des objectifs du système et des résultats mesurables qui s'y rattachent avec les principaux intervenants, puis donner un grand horizon temporel aux services publics, leur laissant la latitude d'innovation nécessaire pour atteindre les objectifs.

TARIFS

La tarification dynamique améliore les signaux de prix pour les consommateurs d'électricité en leur donnant des tarifs qui varient selon le moment de la journée et de l'année. En reflétant mieux les coûts de l'approvisionnement de l'électricité pendant une période donnée, cette approche peut inciter les consommateurs à privilégier les périodes où le tarif est moins élevé, entraînant un déplacement de la demande. Les mécanismes pour modifier le profil de consommation varient, allant d'un changement des comportements de base à une gestion de la demande plus avancée avec des fournisseurs tiers. Les autres modes de tarification entre les services publics et les consommateurs (forfaits à rabais en échange de la gestion de la recharge des véhicules électriques, etc.) contribuent aussi à déplacer la demande et à augmenter la flexibilité du système.

Développement des infrastructures et amélioration de l'intégration

FINANCEMENT DU RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ DE TRANSPORT

Dans certains marchés, il faudra construire de nouvelles infrastructures de transport pour relier les sources de production sobre en carbone. Même dans les provinces, le renforcement de la capacité de transport comporte des difficultés attribuables aux besoins en terrains et aux coûts des nouveaux projets (surtout lorsque l'évaluation des projets ne tient pas compte des économies associées à la production). Lorsqu'il faut de nouvelles infrastructures de transport pour atteindre les objectifs de décarbonisation profonde, il pourrait être approprié de les faire payer par les contribuables plutôt que les consommateurs (comme leur construction ne servirait pas seulement les objectifs du réseau électrique), ce qui pourrait notamment se traduire par du financement fédéral pour la construction d'infrastructures de transport provinciales..

IMPLANTATION D'INFRASTRUCTURES DE RÉSEAU INTELLIGENT

La présence des pierres d'assise de l'exploitation d'un réseau intelligent, comme les compteurs intelligents, permet aux innovateurs de mettre en marché de nouveaux produits et de nouvelles activités (Association canadienne de l'électricité, 2017). Une combinaison de carottes (politiques sous forme de financement pour le déploiement du réseau intelligent) et de bâtons (exigences réglementaires) peut accélérer le déploiement. Mais il faut une planification prudente et une surveillance pour veiller à ce que le déploiement de nouvelles technologies soit réellement avantageux pour les clients et ne serve pas que de prétexte à créer des projets pour les services publics. La réglementation fondée sur le rendement est l'un des moyens de s'en assurer.

MEILLEURE INTÉGRATION

En faisant des investissements limités à court terme, on peut améliorer l'utilisation des infrastructures existantes. Le recours à l'évaluation dynamique (ou en temps réel) des lignes de transport peut augmenter leur capacité, en permettant aux sociétés d'exploitation de réseau de tirer profit des augmentations de la capacité plutôt que de toujours limiter celle-ci aux évaluations les plus prudentes¹. Des investissements ciblés peuvent également défaire les goulots d'étranglement dans les lignes de transport existantes pour augmenter la capacité. Et une planification plus coordonnée entre les réseaux séparés optimiserait l'utilisation de lignes interprovinciales.

À long terme, la construction de lignes de transport interprovinciales, tout comme l'élargissement des régions d'équilibrage, peut faciliter l'intégration des nouvelles ressources. Cette conséquence potentielle de l'ajout de lignes de transport n'a cependant pas été prise en compte dans de récentes études sur le rôle des lignes de transport, qui n'ont ainsi pas réussi à en relever les avantages (Ressources naturelles Canada, 2018).

Dans les grandes régions d'équilibrage, la structure optimale varie en fonction du territoire et de la répartition des ressources. Un réseau pancanadien n'est pas nécessairement la solution la plus efficace. De grands réseaux régionaux reliant les provinces riches en ressources hydrauliques à celles qui en ont moins, ainsi qu'aux états américains voisins, pourraient avoir de plus importantes retombées.

Si de réelles difficultés compromettent le développement d'infrastructures interprovinciales, le gouvernement fédéral n'est pas sans ressources : il a un rôle clair à jouer dans la négociation du renforcement des capacités et de l'exploitation de réseaux régionaux et dans le financement de leur construction.

¹ La quantité d'électricité qu'une ligne de transport peut prendre en charge en toute sécurité dépend de nombreux facteurs variables, comme la température ambiante. L'évaluation dynamique se base sur des données en temps réel pour calculer la quantité sécuritaire pour chaque ligne en temps réel; la capacité n'est ainsi pas limitée à la plus faible quantité pouvant être prise en charge de façon sécuritaire en toutes circonstances. L'évaluation dynamique accroît donc la quantité d'électricité qu'une ligne peut transporter en moyenne.

Options de politiques pour le Canada – inspirées de pratiques exemplaires internationales

Malgré les différences marquées entre les réseaux électriques et les marchés partout au pays, bien des solutions stratégiques sous-jacentes qui combinent les pratiques exemplaires décrites plus haut sont les mêmes d'un océan à l'autre. Et comme les difficultés qui guettent les réseaux électriques nationaux ne sont pas uniques au Canada, les études de cas d'autres régions nous offrent d'importantes leçons.

1. Adoption de cibles graduelles claires qui encouragent l'action à court terme sur les objectifs à long terme

ÉTUDE DE CAS :

Au Royaume-Uni, la société d'exploitation du réseau d'électricité a mis en place une cible d'élimination des émissions à court terme (2025) (Leslie, 2019). En effet, malgré le progrès considérable accompli par le pays dans la décarbonisation de son réseau électrique, la société d'exploitation reconnaît la nécessité, pour parvenir à une exploitation sans émissions, d'un changement progressif dans la planification et l'exploitation. Les acteurs du réseau ont notamment cerné plusieurs difficultés à surmonter pour assurer la sûreté de l'exploitation sans les ressources fossiles traditionnelles (ex. : nouvel approvisionnement pour la gestion du réseau, mécanismes pour le produire et nouvelles techniques de gestion de données).

Contrairement aux cibles de production non émettrice couramment utilisées, qui se concentrent sur la production annuelle totale provenant de sources zéro émission et sont basées sur des échéanciers d'une dizaine d'années ou plus, l'approche de cette cible vise une capacité à faire fonctionner le réseau sur une courte période en utilisant une grande quantité d'électricité propre et encourage la prise de mesures sur un échéancier plus court, de six ans, qui force l'adoption de mesures concrètes à court terme.

2. Ouverture et amélioration de l'accès aux marchés par l'amélioration des signaux de prix et le soutien financier

Il y a de nombreux moyens directs d'améliorer l'accessibilité des marchés et d'encourager l'innovation, comme obliger les opérateurs de marché à créer des règles pour les nouvelles ressources tel le stockage et permettre aux services publics réglementés de partager les profits d'un système amélioré en basant la réglementation sur le rendement. En ce qui concerne la demande, la tarification et les autres plans créatifs qui encouragent les consommateurs à utiliser l'électricité en période où l'offre est abondante plutôt que rare pourraient entraîner des économies pour les clients et le système dans son ensemble.

ÉTUDE DE CAS :

TAux États-Unis, l'imposition du stockage par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) donne des pistes utiles pour comprendre comment l'adaptation des règles du marché peut en faciliter l'accès. Consciente du fait que les règles du marché conçues pour la production traditionnelle peuvent créer des obstacles au stockage d'énergie, la FERC a rendu le décret 841 (FERC, 2018), qui oblige chaque société d'exploitation à élaborer de nouvelles règles permettant l'intégration du stockage d'énergie aux marchés de gros, ainsi que la prestation et la rémunération de l'ensemble des services que les ressources de stockage peuvent techniquement fournir. Ce faisant, on tire l'entièreté de la valeur qu'elles apportent au réseau. D'autres exigences ont été mises en place afin de maximiser la participation; l'une d'elles précise notamment que ces règles ne peuvent exiger une puissance minimale supérieure à 100 kW. Le décret modificatif, le 841-A, réitère la nécessité d'élaborer des règles de marché propices aux investissements, imposant une structure qui inspire confiance aux investisseurs et encourage le développement de ressources de stockage. L'analyse d'un décret précédent de la FERC (décret 755) – qui oblige les sociétés d'exploitation de réseau à rémunérer les services auxiliaires en fonction de leur vitesse et de leur fiabilité – a conclu que le changement de règles de marché visant à mieux prendre en compte et rémunérer la valeur que les systèmes stockage apportent au système énergétique peut lever des obstacles, débloquer des investissements et favoriser le déploiement (Tabari et Shaffer, 2020).

L'approche adoptée par la FERC – qui, considérant l'absence d'encadrement sur le marché comme un problème, oblige l'élaboration de règles non prescriptives – reconnaît les différences aussi bien dans le réseau physique que sur les marchés et laisse de la flexibilité. Elle exige aussi clairement que les règles du marché s'appliquent à l'éventail de services que le stockage d'énergie peut fournir, favorisant des conditions équitables pour toutes les ressources du réseau. Voilà un exemple de cible ou d'exigence qui énonce précisément les résultats souhaités sans tomber dans une approche trop prescriptive. Bien que l'ensemble des retombées du décret ne sont pas encore tout à fait mesurables, certains éléments laissent à penser que l'approche mènera à un déploiement accru du stockage (Maloney, 2018).

Même si le décret 841 s'applique au stockage d'énergie seulement, il semblerait que cette approche soit adaptable à d'autres ressources du réseau électrique (Ahlstrom, 2018). Un tel « modèle universel de participation au marché » permettrait une réelle comparaison entre différents types de ressources.

Il est à noter qu'en contexte canadien, aucun organisme fédéral ne détient de pouvoir équivalent à celui de la FERC. Cette approche devrait donc être prise en charge par les provinces et les territoires, et le gouvernement fédéral n'aurait comme seul levier que des conseils.

3. Intégration accrue et construction des infrastructures requises partout au pays

En agrandissant les régions d'équilibrage et en veillant à ce que les énergies renouvelables puissent être transportées vers les centres de grande consommation, l'on crée des marchés robustes pour les nouvelles ressources.

ÉTUDE DE CAS :

En 2005, l'assemblée législative du Texas a exigé une augmentation de la production d'énergie renouvelable dans l'État. La création de secteurs concurrentiels d'énergie renouvelable (CREZ) et le prolongement d'infrastructures de transport pour relier les secteurs aux centres de grande consommation se sont révélés des facteurs clés du succès et de la croissance continue des énergies renouvelables dans l'État (Orrell, 2016; Gould, 2018; ERCOT, 2006; Energy Institute, 2018). Toutefois, au moment de la création des CREZ, les contraintes de transport dans des régions au grand potentiel éolien nuisaient à l'exploitation de ce potentiel, car la plupart des secteurs les plus propices au développement éolien n'étaient pas adéquatement reliés aux grands centres ou à assez de lignes de transport.

Pour surmonter les difficultés du développement du transport dans la région (comme la lenteur de la construction et la grande incertitude), l'assemblée a exigé que la régie des services publics du Texas désigne des secteurs destinés au développement de l'éolien et construise des lignes de transport entre ces secteurs et les centres de grande consommation. L'approche a fonctionné comme prévu, générant une capacité de transport permettant de grands investissements du secteur privé dans le développement de l'éolien et faisant passer la capacité de production éolienne au Texas de 1 854 MW en 2005 (ERCOT, 2018) à 21 751 MW en 2019 (ERCOT, 2019).

Références

- AESO (Alberta Electric System Operator) (2021a). *Renewable Electricity Program: REP Results*. Sur Internet : <https://www.aeso.ca/market/renewable-electricity-program/rep-results/>
- AESO (Alberta Electric System Operator) (2021b). *AESO 2021 Long-term Outlook*, AESO, Calgary (Alberta). Sur Internet : <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/grid/lt/2021-Long-term-Outlook.pdf>
- Ahlstrom, M. (2018). *Blog: The Universal Market Participation Model*, Energy System Integration Group. Sur Internet : <https://www.esig.energy/blog-the-universal-market-participation-model/>
- Association canadienne de l'électricité (2017). *Le réseau intelligent : une démarche pragmatique*, Ottawa (Ontario). Sur Internet : <https://electricity.ca/wp-content/uploads/2017/05/Le-R%C3%A9seau-Intelligent-Une-D%C3%A9marche-Pragmatique.pdf>
- AWS Truepower (2018). *Wind and Solar Assessment, Alberta, Canada*, préparé pour l'Alberta Electric System Operator. Sur Internet : <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/AWS-TruePower-AESO-Wind-and-Solar-Assessment.pdf>
- Beugin, D., et B. Shaffer (2021). *The Climate Policy Certainty Gap and How to Fill It*, Institut C.D. Howe, note d'information à la ministre de l'Infrastructure Catherine McKenna, Institut C.D. Howe, Toronto (Ontario). Sur Internet : <https://www.cdhowe.org/intelligence-memos/buegin-shaffer-%E2%80%93-climate-policy-certainty-gap-and-how-fill-it>
- CBC News (2019). *François Legault pitches Quebec as 'battery of North America' in New York*, CBC, 20 mai 2019. Sur Internet : <https://www.cbc.ca/news/canada/montreal/legault-hydro-new-york-1.5142780>
- Energy Foundation et Energy Innovation (2015). *America's Power Plan*. Sur Internet : https://energyinnovation.org/wp-content/uploads/2015/01/AmericasPowerPlan_FullReport.pdf
- Energy Institute (2018). *The Full Cost of Electricity (FCE-): State Level Financial Support for Electricity Generation Technologies: An analysis of Texas & California– Part of a series of White Papers*, Université du Texas, Austin (Texas). https://energy.utexas.edu/sites/default/files/UTAustin_FCe_State-Subsidy_Paper_2018.pdf
- ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) (2006). *Analysis of Transmission Alternatives for Competitive Renewable Energy Zones in Texas*, Electric Reliability Council of Texas, Austin (Texas). Sur Internet : http://www.ercot.com/news/presentations/2006/ATTCH_A_CREZ_Analysis_Report.pdf
- ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) (2018). *Impact of Increased Wind Resources in the ERCOT Region*, Electric Reliability Council of Texas, Austin (Texas). Sur Internet : http://www.ercot.com/content/wcm/lists/144927/Wind_One_Page_FINAL.pdf
- ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) (2019). *Quick Facts*, Electric Reliability Council of Texas, Austin (Texas). Sur Internet : http://www.ercot.com/content/wcm/lists/172484/ERCOT_Quick_Facts_02.4.19.pdf
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2018). *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*, gouvernement des États-Unis. Sur Internet : <https://www.federalregister.gov/documents/2019/05/23/2019-10742/electric-storage-participation-in-markets-operated-by-regional-transmission-organizations-and>
- Gould, M. (2018). *Everything's Bigger in Texas: Evaluating the Success and Outlook of the Competitive Renewable Energy Zone (CREZ) Legislation in Texas*, thèse présentée à la Faculté des études supérieures de l'Université du Texas, Austin (Texas). Sur Internet : <https://repositories.lib.utexas.edu/bitstream/handle/2152/68613/GOULD-THESIS-2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Gouvernement de l'Alberta (2019). « Alberta-based solar power on the rise », *Government News*, 15 février 2019. Sur Internet : <https://www.alberta.ca/release.cfm?xID=625497BB07A33-C042-927C-E60C5A0CF7F5D8D0>
- Leslie, J. (2019). *Zero Carbon Operation 2025*, National Grid ESO, Warwick (Royaume-Uni). Sur Internet : <https://www.nationalgrideso.com/document/141031/download>
- Littell, D., C. Kadoch, P. Baker, R. Bharvirkar, M. Dupuy, B. Hausauer, C. Linvill, J. Migden-Ostrander, J. Rosenow, W. Xuan, O. Zinaman et J. Logan (2017). *Next-Generation Performance-Based Regulation: Emphasizing Utility Performance to Unleash Power Sector Innovation*, Regulatory Assistance Project et National Renewable Energy Laboratory. Sur Internet : <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68512.pdf>
- Maloney, P. (2018). « As grid operators file FERC Order 841 plans, storage floodgates open slowly », *Utility Dive*, 11 décembre 2018. Sur Internet : <https://www.utilitydive.com/news/as-grid-operators-file-ferc-order-841-plans-storage-floodgates-open-slowly/543977/>
- National Renewable Energy Laboratory (2015). *Balancing Area Coordination: Efficiently Integrating Renewable Energy into the Grid*, Département de l'Énergie des États-Unis, Washington (D.C.). Sur Internet : <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63037.pdf>

- Orrell, A. C., J. S. Homer, S. R. Bender et M. R. Weimar (2016). *Energy Policy Case Study – Texas: Wind, Markets, and Grid Modernization*, Département de l'Énergie des États-Unis. Sur Internet : https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-2582.pdf.
- Ressources naturelles Canada (2018). *Initiative de collaboration régionale et d'infrastructure stratégique de l'électricité (RECSI) Région de l'Ouest – Résumé à l'intention des responsables des politiques*, gouvernement du Canada, Ottawa (Ontario). Sur Internet : https://publications.gc.ca/collections/collection_2018/rncan-nrcan/M134-49-2018-fra.pdf.
- Shaffer, B. (2018). « Will coal make a comeback in Alberta? », dans « The most important charts to watch in 2019 » par Jason Kirby, *Macleans*, 4 décembre 2018. Sur Internet : <https://www.macleans.ca/economy/economicanalysis/the-most-important-charts-to-watch-in-2019/>.
- Shumacher, N., V. Goodday, B. Shaffer et J. Winter (2020). « Energy and Environmental Policy Trends: Cheap Renewables Have Arrived », *The School of Public Policy Publications*, vol. 13. Sur Internet : <https://journalhosting.ucalgary.ca/index.php/sppp/article/view/71383>.
- Tabari, M., et B. Shaffer (2020). « Paying for performance: The role of policy in energy storage deployment », *Energy Economics*, vol. 92 (octobre), article 104949. Sur Internet : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988320302899>.
- Union of Concerned Scientists (2002). *Public Utility Regulatory Policy Act (PURPA)*. Sur Internet : <https://www.ucsusa.org/resources/public-utility-regulatory-policy-act>.
- Wilson, J. D., M. O'Boyle, R. Lehr et M. Detsky (2020). *Making the Most of the Power Plant Market: Best Practices for All-source Electric Generation Procurement*, Energy Innovation: Policy and Technology, San Francisco (Californie). Sur Internet : https://energyinnovation.org/wp-content/uploads/2020/04/All-Source-Utility-Electricity-Generation-Procurement-Best-Practices_EI_SACE.pdf.