

Intégration des nouvelles technologies en énergie

Patrick González

Résumé

La Régie de l'énergie m'a assigné comme mandat de déterminer comment d'autres juridictions en Amérique du Nord ont adapté leurs institutions et leurs pratiques réglementaires à la concurrence et aux nouvelles technologies dans les secteurs de la distribution résidentielle d'électricité et de gaz naturel. Parmi les nouvelles technologies, j'ai considéré ici la gestion quotidienne de la demande, l'autoproduction et les voitures électriques. Après avoir considéré les évolutions récentes dans une dizaine de juridictions canadiennes et américaines, j'observe que :

- Les juridictions qui ont effectivement libéralisé leur marché de détail d'électricité ont une structure de marché de la production très différente de celle du Québec.
- L'État de New York veut développer un nouveau modèle de régulation des distributeurs d'électricité afin de favoriser l'intégration des nouvelles technologies en énergie.
- La tarification différenciée à la pointe n'est actuellement généralisée qu'en Ontario.
- Bien qu'en croissance, la pénétration de l'autoproduction au solaire photovoltaïque, demeure très faible dans la plupart des juridictions à l'exception notable de la Californie.
- La production d'électricité dans les fermes solaires semble une solution beaucoup plus économique que les programmes de *net-metering* qui encouragent l'autoproduction résidentielle d'électricité.
- Peu de juridictions offrent aujourd'hui une tarification spécifique pour les voitures électriques.

Il se dit et il s'écrit beaucoup de choses sur les nouvelles technologies et les nouveaux modèles réglementaires mais, jusqu'à présent, peu de choses ont réellement changé en Amérique du Nord.

Table des matières

Introduction	4
<i>Les données</i>	4
<i>Les juridictions</i>	5
<i>Les institutions</i>	7
Ouverture à la concurrence	9
<i>Réforme du modèle réglementaire</i>	11
Compteurs intelligents	12
La tarification à la pointe	13
L'autoproduction	13
<i>La bataille solaire</i>	15
Voitures électriques	18
<i>Tarifs de recharge</i>	18
<i>Le réseau de bornes</i>	19
Conclusion	20
Appendice	21
Acronymes	22
Références	23
Tableau 1. Données de base.	5
Tableau 2. Capacité disponible.	6
Tableau 3. Génération d'électricité.	7
Tableau 4. Institutions.	8
Tableau 5. Ouverture à la concurrence.	10
Tableau 6. Présence de compteurs intelligents et tarification à la pointe.	12
Tableau 7. Autoproduction.	14
Figure 1. Cout d'un système photovoltaïque type, ajusté pour l'inflation.	16
Figure 2. <i>Net-metering</i> .	21

Introduction

Cette étude compare le développement de l'intégration des nouvelles technologies en énergie dans une dizaine de juridictions nord-américaines afin de mesurer la place du Québec sur le continent en cette matière.

Depuis 2010, les Américains ont investi plus de neuf milliards de dollars américains dans les nouvelles technologies en énergie. Cet investissement massif fait partie de l'*American Recovery and Reinvestment Act* adopté afin de relancer l'économie américaine durement éprouvée par la crise économique et financière de 2007-2008 (DOE, 2014 ; Uribe-Pérez et al., 2016).

Cet argent a permis le financement d'une myriade de projets pilotes qui ont alimenté les espoirs de voir émerger un nouveau «réseau intelligent » où l'énergie serait produite et utilisée de manière plus efficace. Après près d'une décennie de développements, et alors que le Québec souhaite s'engager dans une « transition énergétique », il est prudent de faire le point sur les transformations qui ont été effectivement entreprises ailleurs.

Il s'avère que, outre la dérèglementation des marchés de la production et de la revente au détail, déjà accomplie depuis une vingtaine d'années dans plusieurs juridictions, peu de choses ont significativement changé jusqu'à présent en Amérique du Nord. En particulier, les nouvelles technologies comme le solaire photovoltaïque, ne représentent toujours qu'une part infime du portefeuille énergétique de la plupart des juridictions, à l'exception notable de la Californie. Par conséquent, il n'existe pas à proprement parler de pratiques réglementaires largement utilisées et éprouvées que le Québec peut facilement adapter et adopter pour l'aider dans sa transition énergétique.

Ce constat ne présume de rien quant à l'évolution du secteur énergétique dans l'avenir, même dans un proche avenir, mais il doit être entendu par tous ceux et celles qui doivent travailler à la transition : il n'y a malheureusement pas de mode d'emploi. L'étude donne de la force à ce constat en mesurant, lorsque cela s'avère possible, le degré de pénétration des nouvelles technologies, en prenant en compte la structure particulière du système énergétique de chaque juridiction.

Les données

La grande majorité des données employées dans cette étude proviennent d'enquêtes exhaustives à déclaration obligatoire. Pour les provinces canadiennes, j'emploie les tableaux de la base CANSIM de Statistique Canada composés à partir des données de l'Enquête mensuelle sur l'approvisionnement et l'écoulement de l'électricité, de l'Enquête annuelle sur les centrales

d'énergie électrique et de l'Enquête sur les ménages et l'environnement (qui compte un échantillon de 31 962 logements). Pour les états américains, j'ai compilé les données du formulaire EIA-861 de l'Energy Information Administration (EIA) que remplissent annuellement tous les distributeurs américains d'énergie. J'ai aussi employé des statistiques procurées par des intégrateurs et leurs agents.

Les juridictions

Outre le Québec, l'étude porte sur dix juridictions nord-américaines : la Colombie-Britannique, l'Alberta, l'Ontario, le Vermont, le New Hampshire, le Massachusetts, l'État de New York, le Michigan, le Texas et la Californie. Ces juridictions ont été retenues soit parce qu'elles ressemblent au Québec (Ontario, Vermont et Colombie-Britannique) ou qu'elles en sont géographiquement proches (New-York, New Hampshire et Massachusetts) ; soit parce qu'elles demeurent des partenaires économiques importants du Québec (Alberta, Californie, Michigan et Texas).

Le Tableau 1 présente quelques données de base pour chacune de ces juridictions. On note que :

Tableau 1. Données de base.

	Pop ^a	PIB ^b	Ind ^c	Cons ^d	Répartition par source		
	M	kCAN\$		GJ	Mazout	Gaz naturel	Électricité
Colombie-Britannique	5	53	12%	38	1%	60%	39%
Alberta	4	78	31%	51	0%	81%	19%
Ontario	14	55	14%	39	3%	63%	33%
Québec	8	46	15%	33	6%	7%	86%
Vermont	1	61	12%	33	45%	17%	37%
New Hampshire	1	68	11%	33	39%	17%	43%
New York	20	91	5%	39	14%	58%	29%
Massachusetts	7	88	10%	42	26%	44%	30%
Michigan	10	59	20%	48	1%	74%	26%
Texas	27	72	28%	27	0%	30%	70%
Californie	39	79	12%	22	0%	61%	39%

^a Population 2015. CANSIM 051-0001 ; USCB NST-EST2015-01. ^b PIB per capita. Cansim 384-0038 ; BEA. Les dollars américains sont convertis en dollars canadiens en les multipliant par 1,25, soit le ratio du PIB canadien de 2015 (1 986 193 M C\$) divisé par le PPP PIB canadien de 2015 rapporté par la Banque mondiale (World Development Indicators) (1 588 596). ^c Part des secteurs manufacturier et minier (2012). CANSIM 381-0030 ; BEA. ^d Consommation résidentielle d'énergie per capita. CANSIM 153-0161. Pour les états américains : estimations à partir des quantités consommées de mazout (distillate), de gaz naturel et d'électricité rapportées par l'EIA. Facteurs de conversion : 1 k gallons de mazout = 139 GJ ; 1 MMCF de gaz naturel = 1 056 GJ ; 1 MWh = 3,6 GJ.

- Les Albertains consomment plus d'énergie que les autres à la maison¹.
- Le Québec est la juridiction la plus pauvre du lot en termes de PIB per capita. En général, le budget des Québécois sera proportionnellement plus affecté par toute hausse tarifaire.
- Une très large proportion des Québécois recourent à l'électricité pour leurs besoins énergétiques résidentiels.
- Une large proportion des ménages du Vermont et du New Hampshire se chauffent au mazout.

Le Tableau 2 présente la capacité de production d'énergie électrique de chaque juridiction, laquelle est proportionnée à son PIB et sa population. Le Québec est un grand producteur d'hydroélectricité avec ses 40 GW pour 8 M d'habitants mais le Texas a une capacité de production cinq fois plus importante avec seulement trois fois plus de personnes.

Tableau 2. Capacité disponible.

	Cap ^a GW	Sources				
		Hydro	Éolien	Solaire	Géoth	Therm
Colombie-Britannique	13	95%	1%	0%	0%	4%
Alberta	11	8%	8%	0%	0%	84%
Ontario	34	26%	5%	1%	0%	68%
Québec	40	92%	5%	0%	0%	3%
Vermont	1	50%	19%	5%	0%	27%
New Hampshire	9	12%	4%	0%	0%	84%
New York	81	12%	4%	0%	0%	84%
Massachusetts	26	2%	1%	2%	0%	95%
Michigan	61	1%	4%	0%	0%	94%
Texas	226	1%	12%	0%	0%	87%
Californie	149	14%	8%	8%	3%	68%

^a Capacité 2014. CANSIM 127-0009 ; formulaire EIA-861. Un zéro grisé (0%) signifie que le pourcentage calculé est inférieur à 1%.

L'électricité de la Colombie-Britannique et du Québec provient de barrages hydroélectriques. À l'exception du Vermont, toutes les autres juridictions comptent sur des centrales thermiques. Seule la Californie affiche un portefeuille énergétique proprement diversifié avec près du tiers de sa capacité investie dans des sources autres que thermiques.

Le Tableau 3 détaille le volume et les sources de la génération d'électricité en 2015. Ceux-ci ne sont pas parfaitement déterminés par la capacité installée : d'une part, le facteur d'utilisation² varie d'une source à l'autre – par exemple, les éoliennes comptent pour environ 5 % de la capacité de production québécoise mais elles n'ont jusqu'ici virtuellement rien produit³ ; d'autre part, certaines sources peuvent ne pas être employées – c'est le cas au

¹ Ils sont suivis des résidents du Michigan : dans ces deux juridictions, on se chauffe au gaz naturel de sorte que les consommations d'énergie rapportées dépendent du facteur de conversion de volumes de gaz naturel en gigajoules. J'ai partout employé les facteurs de conversion proposés par l'ONÉ (cf. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/tl/cnvrsntbl/cnvrsntbl-fra.html>).

² Le facteur d'utilisation correspond au rapport entre l'énergie réelle consommée et l'énergie maximale qu'il est possible d'utiliser. Cf. le lexique d'Hydro-Québec : <http://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/compte-et-facture/comprendre-facture/lexique-electricite-facturation.html>.

³ Les pourcentages sont arrondis. En 2015, 0,43 % de l'électricité produite au Québec provenait des éoliennes.

Québec où la centrale cogénération de 570 MW de Bécancour est inactive depuis une dizaine d'années.

Tableau 3. Génération d'électricité.

	Prod ^a TWh	Sources						
		Hydro	Éolien	Solaire	Nucléaire	Géoth	Gaz + a/t ^b	Charbon
Colombie-Britannique	52	97%	0%	0%	0%	0%	3%	0%
Alberta	54	4%	4%	0%	0%	0%	24%	68%
Ontario	141	25%	2%	0%	67%	0%	6%	0%
Québec	178 ^c	99%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Vermont	4	57%	16%	2%	0%	0%	24%	0%
New Hampshire	40	6%	2%	0%	48%	0%	39%	5%
New York	276	19%	3%	0%	32%	0%	44%	2%
Massachusetts	63	3%	1%	1%	16%	0%	72%	7%
Michigan	226	1%	4%	0%	26%	0%	22%	47%
Texas	904	0%	10%	0%	9%	0%	54%	27%
Californie	392	7%	6%	8%	9%	6%	63%	0%

^a Production 2015. CANSIM 127-0002 et EIA. ^b Gaz naturel et « autre thermique », notamment la combustion de biomasse (négligeable). ^c N'inclut pas l'électricité produite par la centrale de Churchill Falls au Labrador.

Dans les juridictions à l'étude, seules l'Alberta, le Michigan et le Texas génèrent une part importante de leur électricité à partir du charbon. Le nucléaire demeure la première source d'électricité en Ontario. La Colombie-Britannique et le Québec consomment essentiellement de l'hydroélectricité. Les géants californien et texan s'alimentent principalement d'électricité produite dans des centrales thermiques au gaz naturel.

Les institutions

Les juridictions diffèrent tout autant par leurs institutions que par leur mode de chauffage favori ou de production d'électricité. Par institutions, j'entends ici les entreprises qui produisent et distribuent l'énergie, celles qui assurent l'intégrité du réseau électrique et les organismes qui règlementent les marchés de transport et de distribution⁴.

Le Tableau 4 résume l'environnement institutionnel dans chacune des juridictions à l'étude. Partout, un seul organisme régule tant la distribution de gaz que d'électricité sauf au Texas où la *Public Utilities Commission of Texas* (PUCT⁵) règlemente la distribution d'électricité et la *Railroad Commission of Texas* (RCT) règlemente la distribution de gaz naturel.

⁴ Les marchés de production de gaz et d'électricité ne sont pas règlementés en Amérique du Nord en ce sens que les entreprises qui en produisent sont libres de produire et vendre les quantités qu'elles souhaitent. Le Québec se distingue par sa loi sur Hydro-Québec qui oblige la société à vendre 165 TWh d'électricité (le « bloc patrimonial ») au cout moyen de fourniture sur le marché québécois.

⁵ Les acronymes sont précisés à la fin de ce document.

Tableau 4. Institutions.

	Régie	Intégrateur	Distributeurs	
			Gaz	Électricité
Colombie-Britannique	BCUC	BC Hydro	Fortis BC, Pacific Northern Gas	BC Hydro
Alberta	AUC	AESO	ATCO Gas, AltaGas + municipalités	ATCO, Electric, Fortis Alberta, ENMAX (Calgary), EPCOR (Edmonton) + quelques municipalités et une trentaine de coop rurales (REAs)
Ontario	OEB	IESO	Enbridge, Union Gas, Natural Resource Gas Limited	Hydro One + municipalités (80)
Québec	RÉQ	TransÉnergie	Gaz Métro et Gazifère	Hydro-Québec Distribution + municipalités/coop (10)
Vermont	VPSB	ISO-NE	Vermont Gas	Green Mountain Power, Vermont Electric Coop + municipalités
New Hampshire	NHPUC	ISO-NE	Liberty Utilities, Unitil	Eversource Energy, Liberty Utilities, Unitil et New Hampshire Electric Cooperative
New York	NYPSC	NYISO	Régional (19)	Divers + municipalités (cinquantaine)
Massachusetts	MADPU	ISO-NE	Divers (7) + municipalités (4)	Unitil, National Grid, Eversource
Michigan	MIPSC	MISO	Consumers Energy Company, Michigan Consolidated Gas Company + régional (11 au total)	Consumers Energy + régional (8 au total) + coop rurales (9)
Texas	RCT & PUCT	ERCOT	Atmos Energy, CenterPoint Energy, Texas Gas Service	Oncor, CenterPoint Energy, Texas New Mexico Power, AEP Texas + coops (64)
Californie	CAPUC	CAISO	Pacific Gas and Electric (PG&E), Southern California Gas, San Diego Gas & Electric, Southwest Gas	PG & E, San Diego Gas and Electric, Southern California Edison, Bear Valley Electric Service, PacifiCorp, Liberty Utilities et municipalités

Sources diverses (le plus souvent, la régie).

L'intégrateur est responsable de maintenir la stabilité du réseau électrique à l'échelle de la région qui englobe la juridiction. Au Québec et en Colombie-Britannique, cette fonction est assumée par le transporteur – qui est apparenté au distributeur⁶, lequel monopolise l'essentiel de la distribution à l'échelle du territoire. Ailleurs, on compte plusieurs distributeurs par juridiction, chacun occupant un territoire régional particulier.

On retrouve la même structure de monopoles régionaux dans la distribution du gaz. Le Vermont se distingue avec un seul distributeur sur l'ensemble du territoire. Le Québec et la Colombie-Britannique sont desservis par un grand distributeur (Gaz Métro et Fortis BC) et un petit distributeur régional (Gazifère et Pacific Northern Gas).

⁶ TransÉnergie est une division d'Hydro-Québec ; sa division Hydro-Québec Distribution est chargée de la distribution.

Ouverture à la concurrence

Depuis les années quatre-vingt-dix, le commerce résidentiel du gaz et de l'électricité a considérablement changé. Autrefois, toute la chaîne de production, depuis l'extraction du gaz et la génération d'électricité, leur transport et leur distribution, était règlementée. La dérèglementation de la production de gaz et d'électricité a entraîné une transformation du marché de la distribution dans certaines juridictions.

Au Québec, le commerce de l'électricité résidentielle reprend le modèle traditionnel : l'énergie est produite par le distributeur et son prix est fixé par la Régie. À proprement parler, l'énergie est produite par Hydro-Québec Production qui la vend à Hydro-Québec Distribution mais, dans les larges limites du bloc patrimonial (cf. la note 4), il s'agit de la même entreprise intégrée. Ailleurs, on a proprement séparé les fonctions de production et de distribution. Le distributeur ne produit pas d'énergie : il l'achète sur un marché encadré par l'intégrateur, où participent tous les distributeurs du côté de la demande et tous les producteurs du côté de l'offre. Au Québec, on a un monopole bilatéral (un seul vendeur et un seul acheteur).

Cette redéfinition des rôles a entraîné l'émergence de deux modèles distincts de concurrence dans l'approvisionnement (Joskow, 1997). Dans le modèle « gestionnaire de portefeuille », le consommateur achète son énergie du distributeur, lequel s'approvisionne sur les marchés et n'est pas autorisé à profiter de ce commerce⁷. Dans le modèle « choix du consommateur », le consommateur achète lui-même son énergie auprès du producteur ou d'un grossiste. Au Québec, par exemple, on retrouve chez Gaz Métro le modèle « gestionnaire de portefeuille » dans le secteur résidentiel et le modèle « choix du consommateur » dans le secteur industriel.

Le Tableau 5 présente l'état de la concurrence dans le commerce résidentiel du gaz naturel et de l'électricité. Dans plusieurs juridictions, il n'y a tout simplement pas de concurrence⁸; *i.e.* que le consommateur doit acheter son énergie du distributeur.

L'Alberta (gaz et électricité) et le Texas (pour l'électricité) sont les deux juridictions où l'on retrouve la forme la plus achevée du modèle choix du consommateur et où la part du secteur concurrentiel est toujours en croissance (MSA 2014b). Ce modèle est aussi présent au New Hampshire et au Massachusetts (pour l'électricité) et dans l'État de New York et au Michigan (gaz et électricité) mais la pénétration du secteur concurrentiel y est nettement moins importante. La participation au programme de choix de gaz naturel diminue au Michigan et celle du programme d'électricité bute sur un plafond réglementaire.

Partout où l'on retrouve le modèle choix du consommateur, on a conservé l'option pour les consommateurs de s'approvisionner auprès du distributeur à un prix règlementé. Cette option devait être transitoire dans le programme albertain mais elle a sans cesse été reconduite (Daniel, Doucet et Plourde, 2002 ; RMRC 2012 ; Alberta, 2016).

⁷ Le modèle « gestionnaire de portefeuille » se distingue du modèle traditionnel là où le distributeur ne dispose pas de capacité de production importante. Dans le gaz, par exemple, on a remplacé l'approvisionnement traditionnel du distributeur par des contrats de long terme à prix déterminé par de l'approvisionnement de court terme à prix variable duquel les consommateurs doivent subir les fluctuations.

⁸ *s.o.* signifie « sans objet ».

Tableau 5. Ouverture à la concurrence.

Concurrence secteur résidentiel			Part de marché ^a	
	Gaz	Électricité	Gaz	Électricité
Colombie-Britannique	Distributeur + marchands (6)	Distributeur	5%*	S.O.
Alberta	Distributeur + ENMAX, Direct Energy et Just Energy	Distributeur + ENMAX, Direct Energy et Just Energy	49%	45% ^b
Ontario	Distributeur + marchands (18)	Distributeur + marchands (19)	11%*	6%*
Québec	Distributeur	Distributeur	S.O.	S.O.
Vermont	Distributeur	Distributeur	S.O.	S.O.
New Hampshire	Distributeur	Distributeur + marchands (13)	S.O.	17% ^c
New York	Distributeur + marchands	Distributeur + marchands (63)	20%** ^d	22% ^d
Massachusetts	Distributeur	Distributeur + marchands (36)	S.O.	23% ^c
Michigan	Distributeur + marchands (30)	Distributeur + marchands (11)	14%* ^e	11% ^e
Texas	Distributeur	Distributeur + marchands (106)	S.O.	66% ^f
Californie	Distributeur + marchands (21)	Distributeur + marchands (5)	Faible ^g	2%

^a Part de marché du secteur concurrentiel – les définitions varient : celles sans astérisque sont en quantités. * Pourcentage de la clientèle.

** Pourcentage de la clientèle admissible. ^b MSA. ^c EIA-861. ^d NYSPC. ^e MIPSC. ^f PUCT. ^g CAPUC.

Le modèle choix du consommateur peine à décoller ailleurs, notamment en Colombie-Britannique et en Californie. En Ontario, il est possible pour le consommateur résidentiel d'acheter son propre gaz naturel ou son électricité d'un fournisseur indépendant du distributeur mais seule une faible proportion déclinante de la clientèle choisit cette option.

En principe, la possibilité pour les consommateurs de choisir leur source d'énergie leur offre la possibilité d'obtenir des conditions d'approvisionnement plus adaptées à leurs besoins. On évoque, par exemple, la possibilité pour un consommateur d'acheter de l'électricité provenant de sources renouvelables à des conditions personnalisées (Morey et Kirsch, 2016a). En pratique, elle permet surtout aux plus gros consommateurs d'éviter la tarification volumétrique traditionnelle qui les défavorise⁹ (cf. Borenstein et Bushnell, 2015). On ne peut conclure que la concurrence dans le marché de détail ait conduit à des prix plus bas (Morey et Kirsch, 2016b).

Quoi qu'il en soit, l'instauration de la concurrence demande la participation de grossistes du côté de la demande et de producteurs du côté de l'offre. Les grossistes achètent l'énergie et la revendent au détail aux consommateurs (ou aux distributeurs dans le modèle gestionnaire de portefeuille). En Amérique du Nord, il existe de nombreux grossistes actifs dans les juridictions où un tel commerce est autorisé. Créer une demande au Québec pour le marché de gros de l'électricité ne poserait pas de problème. Là où le bât blesse, c'est du côté de l'offre.

Dans les juridictions comme l'État de New York, où l'électricité est principalement produite à partir de centrales thermiques dispersées sur le territoire, il suffit simplement de garantir la dispersion de la propriété de ces centrales pour créer une offre concurrentielle. Cette transformation du marché est moins aisée à accomplir dans les juridictions où la provision

⁹ Les tarifs réglementés sont établis sur la base du coût moyen, lequel dépasse le coût marginal. En absence d'une séparation parfaite des coûts de transport et de distribution, les gros consommateurs paient une part « disproportionnée » des coûts fixes. Pour ces consommateurs, il est avantageux de payer directement les coûts de distribution au distributeur et d'acheter leur énergie au prix concurrentiel, plus proche de son coût marginal.

d'énergie a traditionnellement été assurée par une entreprise principale fortement intégrée. Pour Dewees (2005), l'échec du programme ontarien était ainsi prévisible :

In the case of Ontario, in hindsight, we can see the lack of government will to sell off Ontario Hydro's generation plants to create a competitive structure, arising in part from the lack of public support for such a radical change from the long-standing crown corporation.

Sans compter la dimension identitaire associée à Hydro-Québec, le même problème se poserait au Québec si on voulait y développer un marché de détail¹⁰ et s'y ajouterait la nécessité d'abandonner le bloc patrimonial pour que la demande de marché n'y soit pas que résiduelle.

Enfin, du point de vue réglementaire, si l'instauration d'un marché concurrentiel libère le régulateur de la tâche de fixer le prix de l'énergie, il accroît en revanche sa tâche de protecteur du consommateur contre les pratiques frauduleuses commises par certains grossistes, lesquelles affecteraient particulièrement les consommateurs les plus défavorisés (Morey et Kirsch, 2016a, 2016b ; NYC, 2016).

Réforme du modèle réglementaire

Parmi les moyens qu'envisagent les juridictions pour faciliter l'adaptation aux nouvelles technologies en énergie, la réforme du modèle réglementaire demeure la plus ambitieuse. L'International Energy Agency propose une approche communautaire élaborée par des chercheurs anglais (IEA 2016, Hall et Roelich, 2016). Cette approche est fondée sur la prémisse qu'un modèle de fourniture d'énergie plus près des citoyens et alimenté par des ressources renouvelables est susceptible de générer une valeur « complexe » supplémentaire.

Satchwell et *als* (2015), de même que Bigliani et *als* (2015) exploitent aussi cette idée d'inciter les distributeurs à développer plus de « valeur » en proposant de nouveaux services à leur clientèle plutôt qu'en accroissant leur base de capital.

Plus près de nous, l'État de New York a mis de l'avant une nouvelle politique énergétique baptisée *Reforming the Energy Vision* (REV, 2016). Cette politique repose sur trois piliers :

- Une réforme du modèle réglementaire afin de favoriser l'émergence de partenariats entre les distributeurs d'électricité et des acteurs émergents comme les développeurs de ressources à la marge du réseau (microgrids communautaires, fermes solaires, parc d'éoliennes).
- La création d'un fond de cinq milliards de dollars américains pour faciliter la transition énergétique.
- Le mandat donné à La New York Power Authority, un producteur et transporteur d'électricité public, de mener des projets pilotes en matière d'énergies vertes.

La New York Public Service Commission travaille actuellement à articuler cette réforme réglementaire¹¹ (NYPSC, 2015a, 2015b, 2016).

¹⁰ Clark et Leach (2007) proposaient de résoudre ce problème en créant un pool avec les états de la Nouvelle-Angleterre, ce qui demanderait le développement de nouvelles lignes de connexions.

¹¹ L'analyse de cette réforme complexe dépasse le mandat de la présente étude. Huntoon (2016) ironise : « *It's difficult to assess the REV promise because it's difficult to figure out what REV s really about.* »

Compteurs intelligents

La motivation derrière l'instauration d'un marché de détail de l'électricité repose en partie sur l'option d'offrir des prix plus près du coût marginal de génération (cf. la note 9). Par ailleurs, la gestion dynamique de la demande par les tarifs – *i.e.* la tarification à la pointe (*Time-Of-Use* ou TOU) – correspond aussi à demander des prix plus près du coût marginal. Dans les deux cas, une telle tarification n'est possible que si un compteur intelligent est installé. Enfin, la mesure de l'autoproduction nécessite la présence d'un compteur plus avancé. La disponibilité de compteurs intelligents s'avère un prérequis à l'intégration des nouvelles technologies en énergie (Uribe-Pérez et al., 2016).

Le Tableau 6 résume l'information que j'ai pu recueillir sur la disponibilité des compteurs et d'une option de tarification à la pointe. Deux générations de compteurs sont rapportées : la technologie des *Automatic Meter Reading* (AMR) qui permettent la lecture à distance et la technologie plus récente des *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) qui offrent toute une variété de fonctions de gestion de la consommation.

Tableau 6. Présence de compteurs intelligents et tarification à la pointe.

	Compteurs intelligents		TOU	
	AMR	AMI	Résidentiel	ICI
Colombie-Britannique		Oui	Non	
Alberta		Peu	Non	
Ontario		Oui	94% ^a	
Québec		Oui	Non	
Vermont	11%	79%	2%	5%
New Hampshire	66%	22%	0%	1%
New York	43%	0%	2%	1%
Massachusetts	91%	3%	0%	1%
Michigan	7%	65%	0%	0%
Texas	18%	72%	2%	1%
Californie	6%	82%	3%	68%

^aOEB. La TOU est obligatoire pour tous les consommateurs sauf ceux qui achètent leur électricité au détail (moins de 6 % de la clientèle).

Les compteurs les plus modernes sont présents dans toutes les provinces canadiennes de l'échantillon sauf en Alberta. En comparaison, leur déploiement tarde dans les états américains à l'étude sauf en Californie. Notamment, il reste à faire dans les états de New York et du Massachusetts qui ont pourtant manifesté les plus grandes ambitions en matière de réforme de leurs systèmes énergétiques.

La tarification à la pointe

La tarification à la pointe n'est répandue nulle part sauf dans le secteur résidentiel en Ontario, où elle est obligatoire, et dans le secteur commercial et industriel en Californie. Ailleurs, des distributeurs offrent des tarifs différenciés selon l'heure de la journée mais ils sont facultatifs et très peu de consommateurs s'en prévalent¹². À l'exception notable de l'Ontario, la tarification à la pointe n'est jamais imposée lorsqu'elle est disponible¹³.

De fait, la tarification à la pointe demeure expérimentale en ce sens que sa définition varie d'un distributeur à l'autre. En Ontario, la journée est divisée en trois périodes : hors-pointe, pointe moyenne et pointe aigüe ; au Massachusetts, elle est divisée en deux. La définition de la pointe varie selon la saison en Ontario mais pas les tarifs. La pointe est la même en toute saison dans l'État de New York mais les tarifs changent. Au New Hampshire, le tarif de pointe inclut un tarif de branchement journalier deux fois plus élevé que le tarif conventionnel. Le Vermont Public Service Board a même récemment sanctionné un tarif qui autorise le distributeur à déterminer lui-même un bloc de quatre heures consécutives constituant la « pointe » (VPSB, 2016).

Lorsque possible, la tarification à la pointe promet en principe plus d'efficacité dans la consommation d'électricité en incitant les consommateurs à reporter leur consommation non essentielle hors des heures de pointe. Comme nous le verrons plus loin, la TOU est d'ailleurs à la base de la plupart des tarifs spécifiques pour le rechargement à la maison (pendant la nuit) des voitures électriques.

En pratique, elle ne fonctionne que dans la mesure où la demande des consommateurs est relativement élastique, *i.e.* que les consommateurs sont effectivement disposés à réduire leur demande aux heures de pointe en réponse au prix plus élevé de l'électricité durant la pointe. Cette disposition varie selon les équipements dont disposent les consommateurs (le degré d'efficacité énergétique de ces équipements) et leur mode de vie (un consommateur qui consomme l'électricité la nuit sera favorisé), de sorte que la transition vers un régime avec tarification à la pointe peut favoriser certains consommateurs et en défavoriser d'autres¹⁴ (Cappers et al., 2016).

L'autoproduction

L'autoproduction pour un consommateur consiste à s'équiper de panneaux solaires ou d'une éolienne et de produire lui-même une partie de l'électricité dont il a besoin. Le consommateur réduit alors la quantité d'électricité qu'il soutire du réseau. Vu ainsi, l'autoproduction a un effet similaire aux mesures d'efficacité énergétique qui réduisent la consommation d'énergie sans que le confort n'en soit affecté. L'autoproduction se distingue de l'efficacité énergétique lorsqu'on permet au consommateur d'injecter de l'électricité

¹² Cappers et al. (2016) ont établi que la participation grimpeait considérablement si la TOU devenait le tarif par défaut.

¹³ Suite à une série de projets pilotes, la Californie a récemment décidé de généraliser le recours à la tarification de pointe dans le secteur résidentiel à partir de 2019.

¹⁴ En Californie, on a notamment combiné l'adoption de tarifs TOU avec une réduction du nombre de paliers volumétriques qui favorisaient les petits consommateurs.

excédentaire dans le réseau électrique et qu'on le compense implicitement pour cette énergie, une pratique connue sous le terme *net-metering* en Amérique du Nord.

Dans un programme de *net-metering*, le consommateur obtient un crédit pour chaque kWh qu'il produit. En général, le total de ces crédits est plafonné par le niveau de sa consommation usuelle. Par exemple, un consommateur qui consomme 1 300 kWh par mois et qui est doté de panneaux solaires sur le toit de sa maison produisant 400 kWh par mois ne sera facturé que 900 kWh.

Pour des raisons que j'explique plus loin, les programmes d'autoproduction sont *extrêmement* controversés et font l'objet de véritables batailles rangées. Dans un premier temps, il est approprié de prendre la mesure actuelle du phénomène.

Le Tableau 7 présente de l'information concernant les programmes d'autoproduction dans les juridictions à l'étude. Le formulaire EIA-861 inclut des questions spécifiques quant au déploiement de l'autoproduction de sorte que nous disposons d'une information précise pour les juridictions américaines. La popularité des programmes d'autoproduction varie d'une juridiction à l'autre mais le portrait que j'en donne ici est assez représentatif, ceux-ci étant particulièrement prisés en Californie et au Massachusetts. Enfin, ce n'est pas parce que l'autoproduction est en principe disponible¹⁵ qu'elle est pratiquée. Dans notre échantillon, très peu de consommateurs participent aux programmes offerts au New Hampshire, au Michigan et au Texas.

Tableau 7. Autoproduction.

	Capacité d'autoproduction		Production résidentielle	
	Résidentiel	ICI	Participation	Génération
	MW	MW	% clientèle	MWh
Colombie-Britannique				
Alberta	15 ^a			
Ontario	202 ^b			
Québec				
Vermont	39	21	2%	205
New Hampshire	19	8	0%	81
New York	321	212	1%	16
Massachusetts	245	569	1%	10 820
Michigan	10	7	0%	210
Texas	90	59	0%	3 710
Californie	2 449	1 425	4%	59 618

^a AESO (2016) ; inclut 1,2 MW d'éolien et autres sources que le solaire. ^b IESO (2016).

L'autoproduction est très populaire en Californie où 4 % des consommateurs participent au programme. Quel que soit le niveau de participation, la capacité en cause est mineure : les 2 449 + 1 425 = 3 874 MW installés en Californie n'y représentent que 2,6 % de la capacité

¹⁵ Elle l'est au Québec... Cf. <http://www.hydroquebec.com/autoproduction/>.

totale, sans égard au facteur d'utilisation¹⁶. À l'échelle des États-Unis, la production d'électricité à partir de l'énergie solaire ne compte que pour 0,96 % de la production totale d'électricité, dont un peu plus d'un tiers (36 %) par autoproduction.

Au Canada, la production d'énergie solaire est encore plus embryonnaire. On ne la retrouve qu'en Ontario et la production est négligeable : 259 GWh ont été produits en 2015, toutes catégories de producteurs confondus, soit 0,18 % de la production ontarienne et 0,04 % de la production canadienne¹⁷.

Que la capacité actuelle et la quantité effectivement produite d'électricité à partir de l'énergie solaire soient faibles ne signifie pas qu'il en sera toujours ainsi. L'énergie solaire est considérée comme une énergie de l'avenir. Schmalensee (2015) résume en ces termes le potentiel solaire américain :

The solar resource is massive by any standard. Using current PV technology, solar plants covering only about 0.4% of the land area of the continental United States¹⁸ and experiencing average U.S. insolation over the course of a year could produce all the electricity the nation currently consumes. This is roughly half of the land area currently devoted to producing corn for ethanol, which contributes just under 7% of the energy content of U.S. gasoline.

La bataille solaire

La Figure 1 illustre l'évolution du coût d'un système d'autoproduction solaire : il a diminué de moitié depuis le début de la décennie. Cette baisse a certainement favorisé le développement de l'autogénération aux États-Unis mais il demeure qu'on doit compter plus de vingt mille dollars canadiens pour une installation résidentielle typique de 5,5 kW. Un tel investissement n'est potentiellement avantageux que si on pense pouvoir économiser plus de 2 500 \$ par année pendant dix ans¹⁹, soit plus que ce qu'il en coûte annuellement en électricité à la plupart des ménages québécois. De plus, l'industrie du solaire photovoltaïque résidentiel aux États-Unis dépend toujours de deux importants incitatifs financiers : les crédits fiscaux fédéraux – qui compensent environ 56 % des coûts du système²⁰ – et le *net-metering*.

¹⁶ La California Energy Commission rapporte des chiffres différents : la capacité d'autoproduction solaire photovoltaïque s'élèverait plutôt à 4 400 MW au 31 octobre 2015 (CEC, 2016).

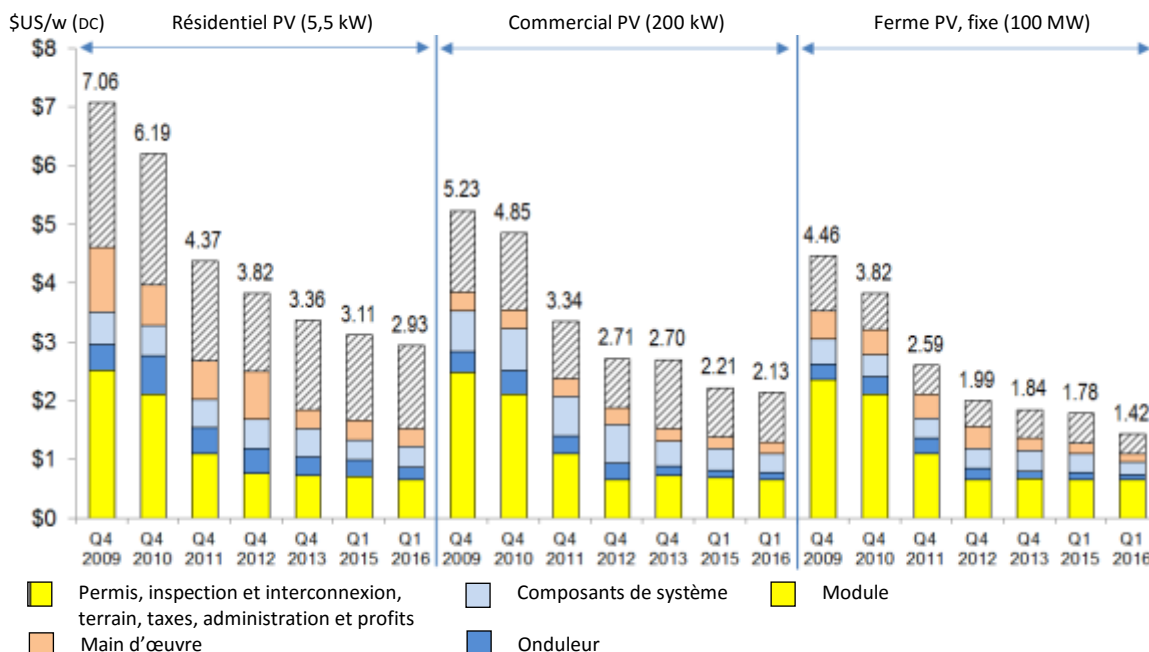
¹⁷ CANSIM, tableau 127-0002.

¹⁸ Une superficie qui représente tout de même 80 % de la surface du Vermont et du New Hampshire réunis.

¹⁹ Avec un taux d'escompte de 5%.

²⁰ Cf. Martin (2015). Cela combine un crédit pour investissement de 30 % de même qu'un taux accéléré de dépréciation (Schmalensee, 2015).

Figure 1. Cout d'un système photovoltaïque type, ajusté pour l'inflation.



Source : copié de Fu et als (2016).

Au même titre que l'efficacité énergétique, le système de *net-metering* constitue un système de subvention croisée des consommateurs qui participent au programme par les consommateurs qui n'y participent pas. Les détails de l'opération peuvent être compliqués mais la logique économique de base est élémentaire :

- En produisant de l'électricité avec une installation solaire, un consommateur économise au réseau le cout marginal de cette électricité.
- L'industrie de la distribution d'électricité est un monopole naturel : le cout moyen y est supérieur au cout marginal.
- Pour toutes sortes de bonnes et mauvais raisons, l'électricité est fondamentalement tarifée au cout moyen, *i.e.* à un prix qui compense le distributeur tant pour le cout de l'énergie (le cout marginal) que pour le cout rapporté sur le volume de développer et maintenir le réseau (le cout fixe moyen).
- Donc, le *net-metering* rembourse les efforts du consommateur à un prix (le cout moyen) supérieur à la valeur de ce qu'il économise (le cout marginal).

En bref, les partisans du *net-metering* considèrent qu'ils économisent de l'énergie et ses détracteurs estiment que cette politique néglige indûment les couts fixes de maintenir le réseau et qu'en consommant moins, les propriétaires d'installations solaires évitent de payer leur juste par des couts fixes²¹.

Le *net-metering* bouleverse la distribution des couts de réseau parmi la clientèle au profit de ses adeptes, présumément plus verts et plus riches, et aux dépens – c'est selon – des

²¹ Dans un appendice, je propose une analyse microéconomique élémentaire de cet argument.

autres consommateurs (pour couvrir tous les coûts avec une tarification au coût moyen, le prix doit augmenter lorsque les revenus baissent) et/ou des propriétaires du réseau (à défaut d'augmenter les prix, les profits doivent baisser)²².

Quarante-quatre juridictions américaines ont pourtant des politiques de *net-metering* en place. Comme on l'a vu, la faible participation a prévenu jusqu'ici toute apocalypse financière. Il est clair que cette politique a pour but explicite de *favoriser* le développement de l'industrie solaire. Il est beaucoup moins clair qu'elle ait jamais été envisagée comme une solution viable à grande échelle. Ainsi, près des deux tiers des juridictions ont imposé un plafond au programme : entre 0,2 % et 9 % de la pointe, selon les états (Heeter, German et Bird, 2014 ; Carson et Kreillis, 2016).

Depuis un an, les distributeurs d'électricité ont accru leurs efforts de lobbying pour réformer ces programmes, soit en imposant un frais fixe plus élevé (*demand charge*) aux participants, soit en diminuant la compensation versée en retour de l'électricité produite. Pour les clients qui ont déjà investi plusieurs milliers de dollars dans ces programmes, de tels réaménagements peuvent s'avérer ruineux. La bataille du solaire fait actuellement rage²³.

La controverse à l'égard du *net-metering* met en cause un type de programme, pas la pertinence de développer l'énergie solaire. Comme le résume Schmalensee (2015), les coûts du solaire demeurent élevés mais sont de plus en plus concurrentiels :

Without a price on CO₂ emissions and without federal subsidies, current utility-scale PV electricity has a higher LCOE than NGCC generation in most U.S. regions, including in relatively sunny southern California.

[...] If, however, [en faisant abstraction des coûts de transaction pour bénéficier des programmes fédéraux] utility-scale PV would be cost competitive on an LCOE basis with NGCC in California, though not in Massachusetts²⁴.

Schmalensee fait toutefois référence ici aux fermes solaires qui, comme on l'a vu dans la Figure 1, permettent de produire de l'électricité au moins deux fois moins cher qu'avec des panneaux solaires sur le toit d'une maison²⁵.

PV generation by residential systems is, on average, about 70% more costly than from utility-scale PV plants. Even in California, and even including 100% effective federal subsidies, residential PV is not competitive with NGCC generation on an LCOE basis.

²² Satchwell et al. (2014) ont mesuré l'ampleur de ces pertes à l'aide de simulations financières pour différents scénarios de pénétration du solaire résidentiel.

²³ Pour des points de vue typiques pour et contre le *net-metering*, je recommande la lecture de Cicchetti et al. (2015) et de Raskin (2016). Mitnick (2015) exprime les conséquences financières du *net-metering* pour les distributeurs. Cross (2016) rend compte des derniers développements.

²⁴ L'acronyme NGCC signifie Natural gas combined cycle, soit la technologie moderne des centrales thermiques au gaz comme on la retrouve dans la centrale de TransCanada à Bécancour. L'acronyme LCOE signifie *Levelized Cost of Energy* soit la mesure employée pour comparer le coût par kWh de diverses sources d'énergie (EIA, 2016b). Comme l'éolien, le solaire souffre en outre du problème d'intermittence, ce qui tend à sous-évaluer son réel LCOE (Joskow, 2011).

²⁵ Barbose (2014) mentionne en outre que les coûts d'une installation solaire résidentielle lors de la construction d'une nouvelle maison diminuent de 0,9 \$US/W.

Une juridiction alimentée par de l'électricité de source thermique peut souhaiter rapidement accroître la part d'énergie verte dans son portefeuille énergétique en permettant et en encourageant l'autoproduction chez ses commettants grâce à des crédits fiscaux et du *net-metering* même s'il lui en coûte plus que de contracter des fermes solaires. Comme le Québec n'emploie pas d'énergie de source thermique pour produire de l'électricité, l'urgence n'est pas la même. Si le Québec souhaite investir dans le solaire, la solution des fermes est beaucoup plus économique²⁶.

Voitures électriques

Comme on l'a vu pour les autres nouvelles technologies en énergie, le développement de l'approvisionnement des voitures électriques demeure embryonnaire même dans les quelques juridictions où on cherche activement à leur faire une place. En tête de développement, on a la Californie, à cause de l'importance de son intérêt pour les énergies vertes, et le Michigan, à cause de l'importance de son industrie automobile. L'approvisionnement est peu développé parce que le nombre de véhicules électriques vendus demeure faible : 0,75 % des ventes de véhicules²⁷ en 2016.

Deux thèmes dominent la réflexion réglementaire à propos de cette nouvelle industrie :

- Comment tarifier la recharge.
- Comment organiser le réseau de bornes de recharge hors foyer.

Tarifs de recharge

Parmi les tarifs de recharge, on distingue ceux qui s'appliquent aux bornes résidentielles et ceux qui concernent les bornes publiques. Chez les premiers, certains requièrent un compteur dédié. Lorsque de tels tarifs existent, ils prennent le plus souvent la forme d'un tarif mensuel fixe ou d'un tarif TOU.

La Michigan Public Service Commission a récemment approuvé un tarif résidentiel expérimental de la sorte pour un projet pilote avec compteur dédié (borne de 240v). On offre à la grande majorité des participants un tarif TOU comportant un frais fixe (1,95 \$US par mois) et un frais variable par kWh consommé. Ce frais inclut 5,4 ¢ pour la distribution plus 3,994 ¢ hors-pointe et 15,977 ¢ à la pointe. La pointe est définie comme la journée de semaine : de 9AM à 11PM, du lundi au vendredi. À des fins de comparaison, on a offert à quelques participants un tarif à taux fixe de 45,65 \$US par mois, par véhicule, sans restriction de recharge (MPSC, 2016).

Snyder (2012) distingue trois types de tarifs pour les bornes de recharge publiques à Los Angeles : tarif fixe, tarif avec abonnement mensuel plus coût de l'électricité et un tarif combiné, beaucoup plus cher, qui offre en plus le service résidentiel. Au Québec, les deux réseaux de bornes publiques, le *Circuit électrique* et le *Flo*, offrent des tarifs différents. Le *Circuit électrique* propose un tarif fixe de 2,50 \$ ou un tarif horaire de 1 \$ (taxes incluses) pour l'accès à une

²⁶ Il demeure que la pertinence de développer les énergies intermittentes au Québec est discutable. Les énergies solaire et éolienne déplacent, par leur coût marginal de production plus bas, les énergies fossiles. Une fois un panneau solaire installé, on profitera du soleil gratuit pour produire un kWh plutôt que de dépenser quelques cents en gaz naturel. Au Québec, par contre, on ne peut déplacer que l'énergie hydraulique, laquelle ne coûte pas plus cher et est tout aussi propre. En outre, à cause de leur caractère intermittent, ces installations n'accroissent pas significativement la capacité de pointe.

²⁷ BEA.

borne de 240v ; *Flo* propose le même tarif horaire (plus taxes) ou un tarif horaire de 10 \$ pour l'accès à une borne de 400v.

L'option d'un tarif TOU pour la maison semble aller de soi : il est peu coûteux pour le distributeur de recharger les voitures la nuit. Mais aucune tarification n'est parfaite : sous un tarif TOU, il pourrait être avantageux pour un consommateur de déplacer sa voiture de son domicile vers une borne publique simplement pour bénéficier d'un meilleur tarif pendant la journée.

Le réseau de bornes

L'organisation du réseau de bornes de recharge hors foyer commande des décisions réglementaires lourdes de conséquences. L'enjeu est de déterminer si on doit autoriser les distributeurs à développer le réseau de bornes en intégrant leurs contributions respectives à leur base de capital.

Le développement de l'industrie du transport particulier électrique a toutes les caractéristiques d'un marché biface²⁸, ce qui peut motiver une intervention publique pour le développer. D'un autre côté, une telle pénétration peut faire fuir d'autres sources de capitaux qui auraient autrement été intéressées à développer ce marché.

La Californie patage actuellement dans ce dilemme. À l'automne 2015, la CPUC a rejeté un plan de PG&E pour installer 25 000 stations. PG&E est revenu à la charge avec un projet pilote de moindre envergure. En janvier 2016, elle a autorisé un projet pilote de Southern California Edison pour le déploiement de 1 500 stations (CPUC, 2016). Par ailleurs, la CPUC considère les entreprises qui installent et gèrent des bornes et qui ne sont pas des distributeurs comme des clients des distributeurs auxquels ces derniers doivent donner un accès au réseau (sous un tarif TOU avec frais fixe) et non comme des entités devant être régulées (cf. Ryan et McKenzie, 2016a et 2016b).

Au Québec, le distributeur (Hydro-Québec) a jusqu'ici été derrière le développement du *Circuit électrique*. Outre la question du financement du réseau, c'est en regard de l'efficacité de son déploiement et de son fonctionnement que les avantages et les inconvénients de la participation des distributeurs sont considérés. Certains avancent que les distributeurs connaissent mieux les bons endroits sur le réseau pour installer des bornes. En revanche, des entreprises dédiées au déploiement du réseau connaissent mieux les besoins des consommateurs et, dans la mesure où leur compensation en dépend, sont plus incitées à assurer la fiabilité du réseau. Le rôle des propriétaires qui hébergent les stations (lieux de travail, centres d'achat, etc) est aussi discuté.

²⁸ Soit le terme technique pour le problème de l'œuf et la poule : plus il y a de voitures électriques sur le réseau, plus il est avantageux d'installer des bornes ; plus il y a de bornes, plus les voitures électriques deviennent attractives. Cf. Jacques-Barma (2015).

Conclusion

En choisissant maintenant d'accomplir sa « transition énergétique », le Québec choisit le banc d'essai en Amérique du Nord, derrière la Californie, au coude à coude avec l'État de New York et le Massachusetts ; d'autres juridictions préfèrent attendre²⁹. Brooks (2016) observe que les juridictions où le marché de l'énergie est concurrentiel sont plus enclines et plus à même d'embrasser les nouvelles technologies que les juridictions caractérisées par un système énergétique verticalement intégré comme le Québec. Notre système énergétique intégré est très différent de celui de la Californie, de New York ou du Massachusetts.

Par ailleurs, le Québec affiche à la fois le plus bas PIB per capita dans notre échantillon et la meilleure note en matière d'émissions de gaz à effet de serre³⁰. En voulant aller plus loin, plus vite, les promoteurs de cette transition rapide doivent être convaincus que la richesse souriera aux premiers à développer ces nouvelles technologies³¹.

²⁹ La National Governors Association, qui regroupe les gouverneurs des états américains, a lancé à l'été 2015 un « Learning Lab on New Utility Business Models & Electricity Market Structures of the Future », soit une série de colloques qui se poursuit toujours (Wasserman et Cramer, 2016).

³⁰ Cf. le classement du Conference Board of Canada : <http://www.conferenceboard.ca/hcp/provincial/environment/ghg-emissions.aspx>.

³¹ Pour un tour d'horizon des différents points de vue prospectifs quant à l'intérêt d'accélérer l'intégration des nouvelles technologies en énergie, cf. Navigant (2016). Pour les risques associés à l'adoption de nouvelles technologies, cf. Costello (2016).

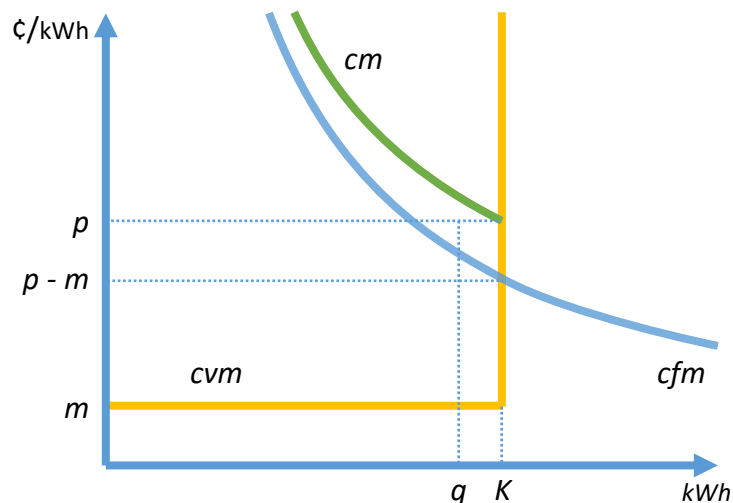
Appendice

J'explique ici la controverse à propos du *net-metering*. Le graphique de la Figure 2, familier aux étudiants de microéconomie, illustre les deux points de vue. La courbe bleue représente l'évolution du cout fixe moyen par kWh (soit cfm en ¢/kWh) selon la quantité vendue en abscisse pendant une période de la journée donnée : plus les ventes sont importantes, plus le cout fixe du réseau est amorti. La ligne jaune représente le cout variable moyen (cvm) – ou cout marginal –, soit la valeur m d'un kWh supplémentaire produit ou économisé pendant la période. Le cout marginal de l'électricité est bien inférieur au cout fixe moyen, ce qui reflète l'importance des couts des barrages et du réseau auxquels correspond le cout fixe moyen. En une période donnée, la quantité d'électricité ne peut pas dépasser la capacité K du réseau. La viabilité financière réclame que le prix de vente p de chaque kWh corresponde au cout moyen (en vert dans la figure, soit cm), soit la somme du cout fixe moyen et du cout variable moyen. Il est illustré ici à sa valeur la plus basse, lorsque le réseau est employé à pleine capacité.

Pour un partisan du *net-metering*, chaque kWh produit accroît d'autant la capacité du réseau et il est juste qu'il économise une somme p pour chaque kWh qu'il produit pour lui-même ou qu'il injecte dans le réseau ; et ce, sans compter qu'il supporte une partie des frais associés à son installation solaire. Pour un détracteur, ce kWh ne vaut pas plus que son cout marginal m , d'autant qu'il est le plus souvent produit alors que l'état de la demande est en q , à une heure de la journée où le réseau ne fonctionne pas à pleine capacité (hors pointe). Pour chaque kWh produit, le propriétaire d'une installation solaire évite de payer sa part du cout fixe $p - m$ associé à ce kWh (le consommateur reçoit p au lieu de m , il fait donc un gain de $p - m$) ; et ce, sans compter qu'il reçoit déjà le plus souvent une subvention pour son installation solaire.

Du point de vue économique, le second raisonnement est le bon : dans le cout moyen de l'électricité, seule la composante variable (le cout variable moyen m) peut être proprement *économisée* ; le cout fixe moyen demeure une attribution conventionnelle parmi la clientèle.

Figure 2. *Net-metering*.



Acronymes

AUC	Alberta Utilities Commission
AESO	Alberta Electric System Operator
BEA	Bureau of Economic Analysis
BCUC	British Columbia Utilities Commission
CAISO	California Independent System Operator
CAPUC	California Public Service Commission
EIA	U.S. Energy Information Administration
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
k	millier
GJ	Gigajoule
GW	Gigawatt
IESO	Independent Electric System Operator
ISO-NE	Independent System Operator New England
LCOE	Levelized Cost of Energy
M	Million
MADPU	Massachusetts Department of Public Utilities
MIPSC	Michigan Public Service Commission
MISO	Midcontinent Independent System Operator
MSA	Market Surveillance Administrator
MMCF	Million de pieds cubes
MWh	Mégawatt-heure
NGCC	Natural gas combined cycle
NHPUC	New Hampshire Public Service Commission
NYISO	New York Independent System Operator
NYPSC	New York Public Service Commission
OEB	Ontario Energy Board
ONÉ	Office national de l'énergie
PIB	Produit intérieur brut
PPP	Purchasing Power Parity
PUCT	Public Service Commission of Texas
RCT	Railroad Commission of Texas
REQ	Régie de l'énergie du Québec
TOU	Time-Of-Use
USCB	United States Census Bureau
VPSB	Vermont Public Service Board

Références

- AESO (2016), *Micro-generation in Alberta*, Alberta Electric System Operator, novembre 2016.
- Alberta (2016), « Price cap to protect consumers from volatile electricity prices », Gouvernement de l'Alberta, www.alberta.ca/release.cfm?xID=4487283D35A59-070B-5A1F-76A7FB63D2CA149D (9/12/16).
- Ardani K., Seif D., Margolis R., Morris J., Davidson C., Truitt S. et Torbert R. (2013), *Non-Hardware (« Soft ») Cost-Reduction Roadmap for Residential and Small Commercial Solar Photovoltaics, 2013-2020*, National Renewable Energy Laboratory.
- Bigliani R., Eastman R., Segalotto J.-F., Febowitz J. et Gallotti G. (2015), *Designing the New Utility Business Models*, IDC Energy Insights.
- Barbose G., Weaver S. et Darghouth N. (2014), *Tracking the Sun VII*, Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Borenstein S. et Bushnell J. (2015), *The U.S. Electricity Industry after 20 Years of Restructuring*, Energy Institute at Haas.
- BROOKS C. (2016), « Tale of Two Grids », *Public Utilities Fortnightly*, **154** (5), pp. 50–53.
- Cappers P., Spurlock C. A. et Todd A. (2016), *Time-of-Use as a Default Rate for Residential Customers: Issues and Insights*, Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Carson E. et Kreillis J. (2016), *New York Electric Utilities and Solar Companies Partner to Revalue Solar*, Enerknol Research.
- CEC (2016), *Tracking Progress Renewable Energy – Overview*, California Energy Commission, 11 octobre 2016.
- Cicchetti C. J. et Wellinghoff J. (2015), « Solar Battle Lines », *Public Utilities Fortnightly*, **153** (12), pp. 18-25.
- Clark C. R. et Leach A. (2007), « The potential for electricity market restructuring in Quebec », *Canadian Public Policy*, **33** (1), pp. 1-19.
- Costello K (2016), « New Technologies Require Regulatory Vigilance and Balance », *Public Utilities Fortnightly*, **154** (2), p. 16–21.
- CPUC (2016), *CPUC Supports State's Zero Emission Vehicle Goal with Approval of Program for Edison*, 14 janvier 2016, California Public Utilities Commission, communiqué de presse A.14-10-014.
- Cross P. (2016), « Net Metering Skirmishes in Hawaii, California, Mississippi, Nevada », *Public Utilities Fortnightly*, **154** (2), pp. 56–59.
- Daniel T., Doucet J. et Plourde A. (2002), *Electricity Industry Restructuring: The Alberta Experience*, University of Alberta.
- Decotis P. (2016), « New Regulatory Paradigm Needed Now to Support Distributed Energy Resources », *Public Utilities Fortnightly*, **154** (3), pp. 48-53.
- Deweese D. N. (2005), *Electricity Restructuring and Regulation in the Provinces: Ontario and Beyond*, University of Toronto.
- DOE (2014), *2014 Smart Grid System Report*, U.S. Department of Energy.
- EIA (2016a), *Status of Electricity Restructuring by State*, U. S. Energy Information Administration, www.eia.gov/electricity/policies/restructuring/restructure_elect.html (26/11/2016).
- EIA (2016b), *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016*, U. S. Energy Information Administration.
- Fu R., Chung D., Lowder T., Feldman D., Ardani K. et Margolis R. (2016), *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2016*, National Renewable Energy Laboratory.

- Hall S. et Roelich K. (2016), « Business model innovation in electricity supply markets: The role of complex value in the United Kingdom », *Energy Policy*, **92**, pp. 286-298.
- Heeter J., Gelman R. et Bird L. (2014), *Status of Net Metering: Assessing the Potential to Reach Program Caps*, National Renewable Energy Laboratory.
- Huntoon S. (2016), « You Say You Want a REVolution », *Public Utilities Fortnightly*, **154** (2), pp. 50–51.
- IEA (2016), *Energy Technology Perspectives 2016: Towards Sustainable Urban Energy Systems*, International Energy Agency.
- IESO (2016), *A Progress Report on Contracted Electricity Supply – First Quarter 2016*, Independent Electric System Operator.
- Jacques-Barma S. (2015), *La Route bleue de Gaz Métro, une approche par les marchés bifaces*, Université Laval.
- Joskow P. L. (2011), « Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies », *American Economic Review*, **101** (3), pp. 238-241.
- Joskow P. L. (1997), « Restructuring, competition and regulatory reform in the US electricity sector », *The Journal of Economic Perspectives*, **11** (3), pp. 119-138.
- Kennerly J., Wright K., Laurent C., Rickerson W. et Proudlove A. (2014), *Rethinking Standby & Fixed Cost Charges: Regulatory & Rate Design Pathways To Deeper Solar PV Cost Reductions*, NC Clean Energy Technology Center.
- Kirsch L. D. et Morey M. J. (2016a), *Retail Choice In Electricity: What Have We Learned In 20 Years?*, Christensen Associates Energy Consulting, LLC.
- Kirsch L. D. et Morey M. J. (2016b), « Has Retail Choice Delivered on its Promises? », *Public Utilities Fortnightly*, **154** (6), pp. 24–29.
- Lien J. (2008), *Electricity Restructuring: What Has Worked, What Has Not, and What is Next*, U.S. Department of Justice, Economic Analysis Group.
- MSA (2014a), *Alberta Retail Markets for Electricity and Natural Gas*, Market Surveillance Administrator.
- MSA (2014b), *State of the market 2014*, Market Surveillance Administrator.
- Martin K. (2015), *Solar Tax Equity Structures*, www.chadbourne.com/Solar_Tax_Equity_Structures_projectfinance (27/11 2016).
- Mitnick S. (2015), « Before the Death Spiral, a Black Hole », *Public Utilities Fortnightly*, **153** (11), pp. 40-44.
- MPSC (2016), *Rate Schedule No D1.9 Experimental Electric Vehicle Rate*, Michigan Public Service Commission.
- Navigant (2016), *State & Future of the Power Industry, Public Utilities Fortnightly special report*, juin 2016.
- NYC (2016), *Governor Cuomo Announces New Consumer Protections for Energy Consumers to Stop Deceptive Business Practices*, New York State Governor's Press Office, 23 février 2016, www.governor.ny.gov/news/governor-cuomo-announces-new-consumer-protections-energy-consumers-stop-deceptive-business (13/12/16).
- NYPSC (2016), *Order Adopting a Ratemaking and Utility Revenue Model Policy Framework*, State of New York Public Service Commission.
- NYPSC (2015a) *Staff White Paper on Ratemaking and Utility Business Models*, State of New York Public Service Commission.
- NYPSC (2015b), *Staff White Paper on Benefit-Cost Analysis in the Reforming Energy Vision*, State of New York Public Service Commission.
- MADPU (2014), *Order Adopting Policy Framework for Time Varying Rates*, The Massachusetts Department of Public Utilities, Docket D.P.U. 14-04-C.

- Northeast Group (2015), *US Utility Electric Vehicle Tariffs, Volume V: Summer 2015*, Northeast Group LLC.
- O'Connor P., Olson W. et Bussa R. (2016), « A Five-Point Plan for the Next Wave of Electricity Restructuring », *Public Utilities Fortnightly*, **154** (5), pp. 28-39.
- Raskin D. (2016), « A Rose By Any Other Name: Response to Solar Battle Lines », *Public Utilities Fortnightly*, **154** (3), pp. 16-19, 43.
- REV (2016), *Reforming the Energy Vision*, White Paper, mars 2016, État de New York.
- RMRC (2012), *Power for the People*, Alberta Retail Market Review Committee.
- Ryan N. et McKenzie L. (2016a) « Utilities' Role in Transport Electrification: Promoting Competition, Balancing Risks », *Public Utilities Fortnightly*, **154** (3), pp. 32–37.
- Ryan N. et McKenzie L. (2016b) « Utilities' Role in Transport Electrification- Capturing Benefits for All Ratepayers », *Public Utilities Fortnightly*, **154** (4), pp. 14–19.
- Satchwell A., Cappers P. et Fadrhonc E. M. (2015), *A Framework for Organizing Current and Future Electric Utility Regulatory and Business Models*, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Satchwell A., Cappers P. et Barbose G. (2014), *Financial Impacts of Net-Metered PV on Utilities and Ratepayers: A Scoping Study of Two Prototypical U.S. Utilities*, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Schmalensee R. et al. (2015), *The Future of Solar Energy*, MIT Future of Series.
- Silverstein K. (2015) « Solar Shines as Regulatory Battles Abound », *Public Utilities Fortnightly*, **153** (12), pp. 4–5.
- Snyder J. (2012), *Financial Viability of Non-Residential Electric Vehicle Charging Stations*, UCLA Anderson School of Management.
- Uribe-Pérez N., Hernández L., La Vega De D. et Angulo I. (2016), « State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids », *Applied Sciences*, **6** (3), pp. 68-24.
- VPSB (2016), *Green Mountain Power Corporation Residential Time-of-Use Service Rate Schedule*, Vermont Public Service Board, n° 9, octobre 2016.
- Wasserman A. et Cramer S. (2016), « States Want to Know About Utility Biz Models », *Public Utilities Fortnightly*, **154** (6), p. 72–73.