

*Électricité - Structures et options tarifaires
(thème 1)*

Balisage des structures et options tarifaires des
distributeurs d'électricité et pistes de solution

Présenté à la Régie de l'énergie
AVIS SUR LES MESURES SUSCEPTIBLES D'AMÉLIORER LES PRATIQUES TARIFAIRES DANS LE
DOMAINE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

Pierre-Olivier Pineau
Professeur titulaire, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal

Simon Langlois-Bertrand
Fellow, Norman Paterson School of International Affairs, Carleton University

15 décembre 2016

Électricité - Structures et options tarifaires (thème 1) - Balisage des structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité et pistes de solution

Pierre-Olivier Pineau, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal
Simon Langlois-Bertrand, Fellow, Norman Paterson School of International Affairs, Carleton University

À propos de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie – HEC Montréal

La Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal a pour mission d'accroître les connaissances sur les enjeux liés à l'énergie dans une perspective de développement durable, d'optimisation et d'adéquation entre les sources d'énergie et les besoins de la société. La chaire existe grâce au soutien d'entreprises partenaires : BMO, Boralex, Énergie renouvelable Brookfield, Enbridge, Gaz Métro, McCarthy Tétrauld, PwC et Valero. Pour plus d'information, veuillez consulter le site energie.hec.ca

Remerciements

Lucile Tranchecoste et Félix Séguin ont contribué à ce document à travers des recherches et des analyses.

Chaire de gestion du secteur de l'énergie
3000, chemin de la Côte-Sainte-Catherine
Montréal (Québec) H3T 2A7
Web : energie.hec.ca
Twitter : [@HECenergie](https://twitter.com/HECenergie)

©2016 Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal. Ce document n'engage que la responsabilité de ses auteurs.

Table des matières

Sommaire exécutif	4
1. Introduction et méthodologie.....	7
1.1 Contexte	7
1.2 Objectifs.....	7
1.3 Méthodologie	8
2. Tendances tarifaires : balisages existants, enquêtes américaines et situation québécoise.....	11
2.1 Balisages existants	11
2.2 Sondage annuel de la Energy Information Administration : EIA 861.....	11
Tarification dynamique	12
Compteurs avancés.....	13
Facturation nette et production distribuée	13
2.3 Principes tarifaire et structures tarifaires de base	15
2.4 Structures tarifaires d’Hydro-Québec Distribution.....	16
3. Balisages des tarifs domestiques : structures et options tarifaires en Amérique du Nord	21
3.1 Balisage	21
Ouverture à la concurrence	23
Intégration des nouvelles technologies	23
Ménages à faible revenu (MFR)	24
Tarifs différenciés	25
3.2 Principes tarifaires et analyse.....	25
3.3 Diagnostic des structures et options tarifaires actuelles d’Hydro-Québec	26
Risque sur les revenus	27
Efficience du système électrique	27
Juste allocation des coûts et discrimination	28
3.4 Pistes de solution.....	29
4. Balisages des tarifs généraux et industriels : structures et options tarifaires en Amérique du Nord.....	31
4.1 Balisage	31
Catégories tarifaires fondées sur l’usage	35
Principales caractéristiques et modalités d’application des tarifs différenciés.....	36
4.2 Principes tarifaires et analyse.....	37
4.3 Diagnostic des structures et options tarifaires actuelles d’Hydro-Québec	39
4.4 Pistes de solution.....	39
5. Interfinancement.....	41
5.1 L’interfinancement au Québec	41
Interfinancement par réallocation des coûts.....	41
Uniformité territoriale des tarifs.....	42
5.2 Discussion et analyse	42
Californie.....	42
Seattle	43
Saskpower.....	44
Ontario : le Global Adjustment	44
New York : l’hydroélectricité des municipalités.....	45
Synthèse des cas présentés	45
5.3 Pistes de solution.....	46
6. Synthèse des pistes de solution et conclusion.....	51
Références.....	53
Annexe 1: «Load Defection»	56
Annexe 2: Exemple de gestion de la charge	57

Sommaire exécutif

Les technologies changent les manières de produire et de consommer l'électricité. La structure des tarifs d'électricité doit s'adapter, même si cela pose des défis de transition. Si toute évolution engendre des avantages et des désavantages différents pour chacun, le statu quo pourrait ultimement être défavorable à tous. Il faut donc être prêt à renouveler les approches tarifaires.

Ce rapport vise à faire des recommandations pour améliorer les pratiques tarifaires et la situation des consommateurs, tout en prenant en compte les conditions particulières des ménages à faible revenu (MFR) et celles de certaines industries. Les recommandations sont basées sur un balisage de 31 distributeurs nord-américains (dix canadiens, 20 américains et un mexicain), ainsi que sur un aperçu des tendances tarifaires aux États-Unis et sur un état de la situation québécoise.

Les principaux constats sont que les distributeurs d'électricité américains adoptent de plus en plus des tarifs dynamiques, des compteurs avancés – permettant notamment d'avoir un contrôle direct de la charge – et la facturation nette. Malgré ces progrès, cependant, ces pratiques restent assez marginales. Moins de 5% des consommateurs résidentiels étaient sous une tarification dynamique en 2015, alors que pour les clients commerciaux et industriels, ce pourcentage était de 8,6% et de 10% respectivement.

Les structures tarifaires se doivent cependant d'évoluer, parce que des défis importants émergent. Au Québec, les besoins en puissance augmentent, alors que des surplus d'énergie existent. Alors qu'il faudrait avoir des signaux de prix pour mieux gérer cette puissance, quitte à diminuer le prix de l'énergie qui est abondante, la structure tarifaire du plus grand groupe de consommateur est presque entièrement basée sur le volume d'énergie consommée. Ce groupe de consommateurs au tarif D représente 36% des ventes d'énergie mais 53% de la puissance requise. Si 58% des dépenses liées au coût de service du tarif D sont fixes, seulement 10% des revenus le sont. Inévitablement, des coûts fixes sont donc récupérés par des ventes de kilowattheures (kWh). Avec l'efficacité énergétique grandissante, l'autoproduction et la croissance des véhicules électriques (qui vont surtout ajouter des besoins ponctuels en puissance), moins de ventes de kWh sont à prévoir, et plus de frais fixes.

Tarifs résidentiels

Dans ce contexte, certaines structures tarifaires analysées lors de ce balisage présentent des caractéristiques intéressantes. Du côté résidentiel, même si la structure dominante est une structure très similaire à celle d'Hydro-Québec Distribution (HQD), quoique rarement aussi simple et compréhensible, certains distributeurs envoient des signaux économiques en faisant varier la redevance mensuelle selon l'ampérage ou la puissance utilisée. De même pour la composante énergie, si beaucoup utilisent une structure progressive par tranche, des différenciations saisonnières ne sont pas rares. Près du tiers des tarifs résidentiels étudiés ont en effet une composante saisonnière pour l'énergie. C'est plus que le nombre de distributeurs faisant une différenciation sur une base géographique ou climatique – même si des coûts différents sont clairement associés à des régions rurales ou aux climats exigeants plus de chauffage ou de climatisation.

L'offre des distributeurs pour les clients résidentiels inclut presque toujours des possibilités d'autoproduction et des programmes pour les MFR – mais rien qui ne tranche beaucoup avec ce que HQD fait ici. Par contre, et c'est un constat important de notre étude, nous n'avons pas pu trouver un autre distributeur qui procédait à un interfinancement de l'ampleur de celui effectué au Québec. Nul part ailleurs le consommateur résidentiel ne voit en effet le prix (coût moyen) de son kWh être abaissé de 1,54¢, en finançant cette subvention croisée par un ajout, en moyenne, de 1,69¢ au prix commercial et de 0,31¢/kWh au tarif L des grands clients industriels.

Tarifs généraux et industriels

Dans les tarifs d'affaires (agricoles, commerciaux et industriels), le signal de prix sur la puissance est en général beaucoup plus présent. Encore une fois, HQD offre à sa clientèle une structure tarifaire beaucoup plus simple et compréhensible que la plupart des distributeurs du balisage. De plus, HQD ne se distingue pas par des catégories tarifaires fondées sur l'usage très distinctes. Chaque distributeur a ses particularités, et l'on retrouve régulièrement des tarifs pour stimuler le développement économique. On a pu aussi recenser quelques cas de stations de ski qui bénéficiaient de conditions particulières (parfois pour des contrats à durée limitée) ou des tarifs spéciaux pour le transport en commun.

HQD fait cependant beaucoup moins usage que la plupart de ses contreparties nord-américaines de tarifs différenciés dans le temps, pour la puissance comme pour l'énergie. C'est clairement un aspect qui pourrait être amélioré.

Pistes de solutions

Ce balisage, les tendances identifiées et la situation québécois ont alimenté une réflexion qui a mené à l'identification de sept pistes de solutions, groupés en trois catégories : pour les tarifs domestiques, généraux et industriels et pour l'interfinancement.

1. Tarif domestique

- *Introduction d'une tarification de la puissance.* Pour contribuer à gérer les pointes et augmenter les revenus non liés au volume d'énergie consommé. Ce tarif pourrait être progressif, pour limiter l'impact sur les petits consommateurs.
- *Créer une différenciation saisonnière des prix.* Surtout pour la puissance, il est important d'envoyer un message économique correspondant à la réalité de l'utilisation du réseau.
- *Créer une différenciation par zone climatique.* Les besoins en chauffage dominant la consommation d'électricité, mais le climat québécois n'étant pas aussi rigoureux partout, une tranche de consommation «pour le chauffage» devrait prendre en compte les variations géographiques.
- *Cibler les ménages à faible revenu.* Des programmes plus ciblés devraient être conçus et prendre plus d'ampleur. Des choix tarifaires pour tous ne devraient pas être faits sur le principe qu'ils sont favorables aux MFR. Les tarifs devraient viser une plus grande efficacité dans la consommation, et des mécanismes spécifiques ciblant les groupes ayant des besoins particuliers devraient être bâtis.

2. Tarifs généraux et industriels

- *Simplification supplémentaire de la structure tarifaire.* Au lieu d'avoir un nombre tout de même assez grands de tarifs pour différentes classes de consommateurs, une grille tarifaire basée sur des paramètres explicites de consommation et de conditions de service devrait être utilisée (i.e. alimentation en monophasé ou triphasé, niveau de tension, puissance maximale utilisée, éléments géographiques et temporels).
- *Avoir des programmes d'aide temporaire.* Les besoins particuliers de certaines industries devraient être pris en compte pour des périodes limitées, et ne donner lieu à des traitements préférentiels qu'exceptionnellement. Ces aides sont une pratique répandue en Amérique du Nord, qu'il ne faut pas encourager mais bien baliser et limiter.

3. Interfinancement

- *Mettre fin à l'interfinancement.* La technologie et le niveau de vie des québécois ne justifient plus un tel interfinancement, qui pénalise les consommateurs commerciaux et industriels. Une période de transition de dix ans devrait être planifiée pour y mettre fin, avec un gel des tarifs pour les MFR. Durant cette période, un effort ciblé devrait être fait pour améliorer les logements des MFR, pour réduire leur facture de chauffage.

Le secteur de l'électricité au Québec est très important. Non seulement dans une perspective économique, mais aussi symbolique. Hydro-Québec en particulier est une source de fierté et d'enrichissement collectif. Cette situation ne doit cependant pas nous leurrer sur les défis futurs. Les solutions qui ont fonctionné dans le passé ne sont peut-être pas celles qu'il nous faut pour l'avenir. Tout comme la société et les technologies changent, les structures tarifaires doivent aussi évoluer. L'opportunité que le gouvernement québécois nous offre de réfléchir sur les pratiques tarifaires pourrait nous mener à les modifier pour en améliorer l'efficacité, sans renier le principe de solidarité à la base du «pacte social» qui a façonné notre structure tarifaire. Cette solidarité ne doit pas mener à subventionner les ménages à revenu plus élevé, de plus grands consommateurs en général, mais plutôt à mieux cibler et aider efficacement les MFR, et dans certains cas des industries aux besoins particuliers.

Avec une refonte tarifaire sur la base des pistes de solution suggérées ici, le secteur de l'électricité québécois pourrait plus sereinement faire face aux nombreux défis qui l'attendent dans les prochaines années.

1. Introduction et méthodologie

1.1 Contexte

Tel que décrit dans l'avis public de la Régie de l'énergie (Régie de l'énergie, 2016a), le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles a demandé à la Régie de l'énergie d'organiser des consultations publiques à partir de février 2017 sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel. Cinq thèmes doivent être abordés :

1. Structures et options tarifaires, secteur de l'électricité ;
2. Compétitivité mondiale des prix payés par les clients industriels, secteur de l'électricité ;
3. Intégration des nouvelles technologies, secteurs de l'électricité ;
4. Structures et options tarifaires, secteur du gaz naturel ;
5. Intégration des nouvelles technologies, secteur du gaz naturel.

Pour chacun de ces cinq thèmes la Régie de l'énergie a retenu les services d'un expert pour écrire un rapport présentant :

- un balisage des pratiques d'autres juridictions;
- un diagnostic sur les modes de tarification actuels;
- les principes tarifaires à la base d'une amélioration de la tarification actuelle;
- les pistes de solutions tarifaires, avec leurs avantages et inconvénients respectifs.

Ce document constitue le rapport pour le thème 1 : *structures et options tarifaires pour le secteur de l'électricité*.

1.2 Objectifs

Ce rapport propose des pistes de solution, basés sur un balisage de pratiques tarifaires en Amérique du Nord, visant à atteindre quatre objectifs :

1. Améliorer les pratiques tarifaires ;
2. Améliorer la situation des consommateurs d'électricité, notamment par une simplification des options offertes ;
3. Prendre en compte la situation particulière des ménages à faible revenu (MFR) ;
4. Prendre en considération les besoins particuliers de certaines industries.

Le balisage des pratiques tarifaires a été fait pour deux secteurs : domestique (résidentiel) et commercial-industriel. En plus des éléments d'information présentés dans les balisages passés réalisés par Hydro-Québec (voir HQD 2004, 2007a et 2015a), le balisage inclut des informations et une analyse sur :

- les mesures visant à soutenir les MFR,
- l'interfinancement,
- les pratiques de tarifs différenciés (TD) en fonction du moment ou de la température,
- les catégories tarifaires fondées sur l'usage,
- les pratiques tarifaires selon l'ouverture à la concurrence ou non du marché de détail,

- les liens entre le déploiement de certaines technologies (notamment compteurs intelligents, autoproduction, bornes de recharge de véhicules électriques) et l'innovation tarifaire.

1.3 Méthodologie

Le balisage a été effectué auprès de 31 distributeurs d'électricité nord-américains. Dix distributeurs canadiens ont été retenus, 20 américains et le distributeur mexicain. La liste de ces distributeurs est présentée dans le tableau 1.

Le choix des distributeurs a été fait selon les critères suivants :

1. Continuité avec les balisages antérieurs, pour des fins de comparaison.
2. Pertinence pour le contexte québécois.
3. Diversité géographique et des types d'organisations.

Ainsi, des 26 distributeurs inclus dans le balisage de 2015 d'Hydro-Québec Distribution (HQD, 2015a), 24 ont été retenus à nouveau (9 canadiens et 15 américains). Ceux qui ont été ajoutés l'ont été pour s'assurer d'avoir une diversité géographique (Mexique) ou parce qu'ils sont pertinents pour le contexte québécois : parce que ce sont des distributeurs publics (Caroline du Sud, New York), parce qu'ils sont principalement approvisionnés en hydroélectricité (New York) ou parce qu'ils représentent une diversité dans les types d'organisations étudiées (New York, New Hampshire, Montana, Mexique).

Les structures tarifaires pour les secteurs résidentiel, agricole, commercial et industriel pour chacun des 31 distributeurs ont été consultées sur le site internet des distributeurs, ou des sites liés aux distributeurs. Des recherches documentaires supplémentaires ont été effectuées dans certains cas pour obtenir des informations plus détaillées.

Un fichier Excel contenant les informations collectées est disponible. Les sites internet consultés sont mentionnés dans ce fichier Excel. Outre ces sites internet, tous les documents consultés sont indiqués dans la section contenant les références, à la fin de ce document.

Tableau 1. Échantillons des balisages antérieurs (HQD, 2004, 2007a et 2015a) et celui retenu pour celui-ci

	2004	2007	2015	2016	Justification du changement 2015/2016
Canada	11	14	12	10	
Québec (QC)	Hydro-Québec Distribution (HQD)	HQD	HQD	HQD	
Île-du-Prince-Édouard (IPE)	Maritime Electric	Maritime Electric	Maritime Electric	Maritime Electric	
Alberta (AB)	EPCOR	EPCOR		EPCOR Edmonton	
Nouvelle Écosse (NS)	Nova Scotia Power	Nova Scotia Power	Nova Scotia Power	Nova Scotia Power Inc.	
Nouveau-Brunswick (NB)	Énergie NB	Énergie NB	Énergie NB	Energie NB	
Ontario (ON)	Ottawa Hydro	Ottawa Hydro	Ottawa Hydro		Déjà un distributeur ontarien.
Saskatchewan (SK)	SaskPower	SaskPower	SaskPower	Saskpower	
Terre-Neuve-et-Labrador (NL)	Newfoundland Power	Newfoundland Power	Newfoundland Power	Newfoundland Power (NP)	
Ontario (ON)	Toronto Hydro	Toronto Hydro	Toronto Hydro	Toronto Hydro	
Colombie-Britan. (BC)	BC Hydro	BC Hydro	BC Hydro	BC Hydro	
Manitoba (MB)	Manitoba Hydro	Manitoba Hydro	Manitoba Hydro	Manitoba Hydro	
ON		Hydro One Networks			
AB		FortisAlberta	Fortis Alberta		Déjà un distributeur albertain.
BC		FortisBC	FortisBC		Déjà un distributeur de BC
États-Unis	10	19	14	20	
Massachusetts (MA)	Boston Edison	Boston Edison	Boston Edison	Massachusetts Electric (NationalGrid)	
Illinois (IL)	Commonwealth Edison	Commonwealth Edison	Commonwealth Edison	Commonwealth Edison	
Michigan (MI)	Detroit Edison	Detroit Edison	Detroit Edison	DTE Energy	
Texas (TX)	Reliant Energy	CenterPoint Energy (Reliant Energy)	CenterPoint Energy (Reliant Energy)		Problème d'accès aux informations
Floride (FL)	Florida Power and Light	Florida Power and Light	Florida Power and Light	Florida Power & Light	
Tennessee (TN)	Nashville Electric Service	Nashville Electric Service	Nashville Electric Service	Nashville Electric Service	

New York (NY)	Consolidated Edison	Consolidated Edison	Consolidated Edison	Consolidated Edison	
Oregon (OR)	Pacific Power and Light	Pacific Power and Light	Pacific Power and Light	Pacific Power (PacifiCorp)	
Californie (CA)	Pacific Gas and Electric	Pacific Gas and Electric	Pacific Gas and Electric	Southern California Edison	
Washington (WA) WA	Seattle City Light	Seattle City Light Avista Utilities	Seattle City Light Avista Utilities	Seattle City Light	Déjà deux distributeurs de l'état de Washington
Idaho (ID)		Idaho Power	Idaho Power	Idaho Power	
Minnesota (MN)		Xcel	Xcel (Minnesota Electric)	Northern States Power-Minnesota (Xcel Energy)	
WA		Puget Sound Energy	Puget Sound Energy	Puget Sound Energy	
Vermont (VT)		Central Vermont Public Service	Central Vermont Public Service (Green Mountain Power)	Green Mountain Power	
Georgie (GA)		Georgia Power	Georgia Power	Georgia Power	
Caroline du Nord (NC)		Duke Energy	Duke Energy	Duke Energy Carolinas	Entreprise publique
Caroline du Sud (SC)		Progress Energy	Duke Energy	South Carolina Public Service Authority (Santee Cooper)	
Ohio (OH)		AEP - Ohio Power		Village of Rouses Point Electric Department	Distributeur municipal, fourniture essentiellement hydroélectrique
NY				New Hampshire Electric Coop.	Coopérative voisine du Québec
New Hampshire (NH)				Flathead Electric Coop.	Coopérative
Montana (MT)				Long Island Power Authority	Distributeur sans but lucratif
NY					
Mexique	0	0	0	1 Commission Fédérale de l'Électricité	Pour un balisage nord-américain

2. Tendances tarifaires : balisages existants, enquêtes américaines et situation québécoise

2.1 Balisages existants

Différents balisages tarifaires existent pour le Canada et l'Amérique du Nord. Outre les balisages réalisés régulièrement par Hydro-Québec Distribution (HQD), Manitoba Hydro maintient une page internet avec des informations tarifaires mises à jour annuellement, pour les différentes provinces canadiennes. Au niveau des États-Unis, une base de données existe avec des informations agrégées sur les distributeurs d'électricité américains. Ces différents balisages sont les suivants :

- Comparaison nord-américaine des structures tarifaires (HQD, 2004, 2007a et 2015a)
- *Utility rate comparisons - Survey of Canadian electricity bills* (Manitoba Hydro, 2016)
- *Utility Rate Database* (OpenEI, 2016), contenant des informations sur 41 418 tarifs offerts par 3 760 compagnies¹ de distribution d'électricité reconnues aux États-Unis par la Energy Information Administration du U.S. Department of Energy.

Mis à part les balisages d'HQD qui offrent un certain niveau de description et d'analyse, les autres balisages sont très agrégés et n'offrent aucune analyse tarifaire ou sur les tendances. Ils ne permettent ainsi pas de bien comprendre les structures tarifaires, ni d'identifier si des innovations particulières sont développées.

D'une manière générale et simplifiée, il est tout de même possible de faire le constat que les structures tarifaires dans les secteurs résidentiel et commercial sont façonnées de manière assez standard, telles que décrit, par exemple, dans un document du Rocky Mountain Institute (RMI, 2015 :26) :

- Secteur résidentiel : une composante principale liée à la consommation d'énergie au volume, en dollar par kilowattheure (\$/kWh).
- Secteur commercial et industriel : une composante fixe plus importante (frais de service mensuel), une tarification de la demande – calibrée sur la demande maximale en dollar par kilowatt (\$/kW) et une tarification de l'énergie (\$/kWh).

Ces structures doivent cependant évoluer selon les circonstances et les progrès technologiques. Ce document vise ainsi à identifier des pistes d'amélioration pour les structures tarifaires québécoises, à la lumière des pratiques nord-américaines, des tendances récentes et de principes tarifaires généralement reconnus.

2.2 Sondage annuel de la Energy Information Administration : EIA 861

La Energy Information Administration (EIA) du U.S. Department of Energy réalise annuellement un sondage auprès des distributeurs, pour obtenir de l'information sur leurs ventes et revenus, mais aussi sur des aspects de leurs activités, notamment l'efficacité énergétique et la tarification «verte» (*green pricing*). L'avantage de ce sondage est qu'il est envoyé à environ 3 300 distributeurs (EIA, 2016) et a un fort taux de réponse. Ce taux de réponse annuel n'est pas précisé, mais plus de 2 000 distributeurs y participent.

¹ Certaines de ces compagnies sont des petites compagnies actives dans des territoires américains hors de l'Amérique du Nord. Une même compagnie œuvrant dans deux ou plusieurs états est compté à plusieurs reprises, ce qui explique le grand nombre de distributeurs. Dans chacun des 50 états américains, il y a de cinq (Hawaii) à 246 (Texas) compagnies de distribution d'électricité (OpenEI, 2016).

Dans le cadre de ce balisage, des analyses ont été faites pour identifier les récentes tendances tarifaires et technologiques chez les distributeurs américains, pour 2013, 2014 et 2015. Les aspects étudiés sont les suivants :

- Tarification dynamique (*dynamic pricing*)
- Compteurs avancés (*advanced meters* : Automated Meter Readings, AMR, et Advanced Metering Infrastructure, AMI)
- Facturation nette (*Net Metering*)
- Production distribuée (*distributed generation*)

Les résultats du sondage ne couvrent que les trois années 2013, 2014 et 2015 parce qu'avant 2013 plusieurs données n'étaient pas collectées dans le sondage annuel EIA 861. Nous présentons les résultats sur ces différents thèmes dans les sous-sections suivantes.

Tarification dynamique

Sur les trois années observées, environ un tiers des distributeurs déclarent utiliser une tarification dynamique, c'est-à-dire soit une tarification différenciée dans le temps (TDT, ou *Time Of Use*), une tarification en temps réel (*Real Time Pricing*), une tarification de pointe variable (*Variable Peak Pricing*), une tarification de pointe critique (*Critical Peak Pricing*) ou des rabais durant les épisodes de pointe critique (*Critical Peak Rebate*).

Si le pourcentage de distributeurs déclarant une tarification dynamique ne semble pas augmenter (tableau 2), la TDT et la tarification en temps réel progressent constamment auprès des différents groupes de consommateurs (tableau 3) : de plus en plus de distributeurs déclarent en effet les utiliser pour certains groupes de consommateurs.

Tableau 2. Distributeurs déclarant une tarification dynamique

	Distributeurs	Déclarant une tarification dynamique	
2013	2 007	556	28%
2014	2 061	676	33%
2015	2 092	560	27%

Tableau 3. Nombre de distributeurs déclarant certains types de tarification dynamique par catégorie de consommateurs

	Time of Use Pricing			Real Time Pricing			Variable Peak Pricing			Critical Peak Pricing			Critical Peak Rebate		
	R	C	I	R	C	I	R	C	I	R	C	I	R	C	I
2013	217	270	212	7	30	41	7	8	10	22	33	33	11	5	8
2014	227	304	277	7	29	49	8	8	11	22	35	44	11	9	10
2015	249	335	327	10	38	50	6	12	12	19	38	45	9	8	12

R: résidentiel; C: commercial; I: industriel

Le nombre total de consommateurs soumis à ces tarifications dynamiques est en progression constante (tableau 4), même si les proportions de consommateurs touchés sont encore faibles : de l'ordre de 4% pour les consommateurs résidentiels, 8% pour le secteur commercial et 10% en industrie.

Tableau 4. Consommateurs sous tarification dynamique (en millions)

	Nombre de consommateurs			Sous tarification dynamique			Pourcentage		
	R	C	I	R	C	I	R	C	I
2013	136,57	18,85	0,86	4,62	1,22	0,09	3,4%	6,5%	10,5%
2014	139,61	19,20	0,86	5,36	1,45	0,09	3,8%	7,5%	10,9%
2015	139,55	19,09	0,88	5,87	1,63	0,09	4,2%	8,6%	10,0%

Compteurs avancés

Même si les compteurs avancés ne rejoignent pas encore tous les distributeurs répondant au sondage, un nombre croissant de distributeurs installent des compteurs avancés de lecture à distance automatique (*Automated Meter Reading, AMR*) ou, mais dans une moindre mesure, des compteurs plus avancés, permettant, par exemple, de gérer la charge à distance (*Advanced Metering Infrastructure, AMI*). Voir le tableau 5.

Tableau 5. Nombre de distributeurs ayant des compteurs avancés de type Automated Meter Reading (AMR) ou Advanced Metering Infrastructure (AMI)

	Nombre de distributeurs avec AMR					Nombre de distributeurs avec AMI				
	R	C	I	T	Total	R	C	I	T	Total
2013	1 141	1 061	636	13	1 194	631	596	428	8	672
2014	1 153	1 082	641	23	1 204	697	669	498	8	739
2015	1 217	1 149	688	18	1 270	790	782	587	14	857

R: résidentiel; C: commercial; I: industriel ; T : transport

Si encore peu de consommateurs américains ont une partie de leur charge électrique directement sous contrôle du distributeur, leur nombre est cependant en croissance, comme en témoigne le tableau 6.

Tableau 6. Nombre de consommateurs avec contrôle direct de la charge

	R	C	I
2013	3 364 767	65 341	11 437
2014	3 704 225	51 761	17 274
2015	3 922 036	85 585	20 468

Facturation nette et production distribuée²

La facturation nette est en progression rapide aux États-Unis, surtout pour la technologie solaire photovoltaïque (PV), comme en témoigne le tableau 7. En trois ans, de 2013 à 2015, la capacité totale des panneaux PV a ainsi presque doublé : de 5 147 MW à 9 941 MW. La production quant à elle a plus que doublé, passant de 238 GWh à 602 GWh. Les presque mille distributeurs ayant de la facturation nette pour le PV achètent en moyenne un total de 623 MWh chacun. En 2015, plus d'un million de consommateurs, tous groupes confondus, avaient des panneaux PV en facturation nette. Cela ne représente toutefois que moins de 0,64% des consommateurs.

Tableau 7. Solaire photovoltaïque (PV) : nombre de distributeurs offrant de la facturation nette, capacité totale installée par groupe de consommateur, énergie revenue et nombre de consommateurs

	# de dist.	Capacité totale (MW)				Énergie revenue		# de consommateurs	
		R	C	I	TOTAL	Totale (MWh)	Moyenne par dist.	Total	% des clients
2013	857	2 287	2 295	566	5 147	238 485	278	480 054	0,3012%
2014	910	3 453	2 933	711	7 097	377 627	415	688 742	0,4322%
2015	966	5 544	3 512	885	9 941	602 233	623	1 014 181	0,6364%

Le tableau 8 montre qu'il existe aussi un phénomène similaire pour l'éolien, mais dans de moindres proportions. Seulement 58 GWh ont ainsi été vendus en 2015. Le tableau 9 fait la somme de projets de

² La production distribuée fait l'objet d'ententes entre le client et le distributeur utilisant soit l'outil de « mesurage net », qui facture au client, au prix applicable, le total des kWh consommés net de la production du client, soit la « facturation nette », qui ne fait le total net en dollars qu'à la fin du calcul de facturation (kWh vendus moins kWh achetés). Dans le second cas, le distributeur peut utiliser des prix différents pour les achats et les ventes. Pour simplifier la discussion, nous utilisons dans ce document ces termes de façon interchangeable, sauf lorsque précisé.

facturation nette pour toutes les technologies (PV, éolien et autres). On peut constater que c'est essentiellement le PV qui est au cœur de la facturation nette, tant les tableaux 7 et 9 sont proches.

Tableau 8. Éolien : nombre de distributeurs offrant de la facturation nette, capacité totale installée par groupe de consommateur, énergie revendue et nombre de consommateurs

	# de dist.	Capacité totale (MW)				Énergie revendue		# de consommateurs	
		R	C	I	TOTAL	Totale (MWh)	Moyenne par dist.	Total	% des clients
2013	502	39	93	15	146	49 690	99	6 665	0,0042%
2014	503	38	102	25	165	15 390	31	6 824	0,0043%
2015	510	35	103	29	167	58 239	114	6 930	0,0043%

Tableau 9. Total (PV, éolien et autres technologies) : nombre de distributeurs offrant de la facturation nette, capacité totale installée par groupe de consommateur, énergie revendue et nombre de consommateurs

	# de dist.	Capacité totale (MW)				Énergie revendue		# de consommateurs	
		R	C	I	TOTAL	Totale (MWh)	Moyenne par dist.	Total	% des clients
2013	912	2 332	2 468	661	5 462	298 903	328	487 817	0,3061%
2014	959	3 499	3 138	834	7 471	407 284	425	697 021	0,4374%
2015	1 006	5 587	3 732	1 031	10 349	673 043	669	1 022 626	0,6417%

En plus des programmes de facturation nette qui mènent à des ajouts de capacité sur les lieux de consommation, certains distributeurs ont leurs propres installations de production distribuées près des points de consommation. Le tableau 10 fait état des données du sondage de la EIA en ce qui concerne la capacité de production distribuée des distributeurs. Si globalement cette capacité distribuée ne change pas au cours des trois années (légèrement moins de 2 000 MW installés), on peut remarquer une diminution des technologies utilisant des combustibles fossiles (ICE, TC, TV) et une croissance équivalente des technologies renouvelables (hydro et PV) ainsi que du stockage.

Tableau 10. Nombre de distributeurs disposant de capacité de production sur leur réseau (production distribuée), par technologie

	# dist.	Capacité (MW)								Total
		ICE	TC	TV	Hydro	Éolien	PV	Stockage	Autre	
2013	230	981	106	31	104	78	556	2	89	1 949
2014	376	814	81	13	108	34	692	7	101	1 856
2015	391	798	49	11	121	27	876	24	88	1 995

ICE : *Internal Combustion Engine* (moteur à combustion interne); TC: turbines à combustion; TV: turbines à vapeur

2.3 Principes tarifaire et structures tarifaires de base

La tarification du service d'électricité est d'une plus grande complexité parce qu'elle inclut plusieurs composantes, de nature différentes. Ces composantes sont des biens différents :

- un bien privé : l'énergie ;
- des biens «de club» (usage sans rivalité tant que la capacité maximale n'est pas atteinte, mais permettant des exclusions) : la capacité de production, le transport, la distribution et le service à la clientèle.

Ainsi, si pour l'énergie les coûts de production sont variables, les coûts pour les biens de club sont fixes. La capacité de production, celle de transport et de distribution, et dans une large mesure le service à la clientèle, ne dépendent en effet pas du niveau de consommation d'électricité quotidien, mais sont essentiellement des frais fixes. Ces frais correspondent aux investissements en infrastructure de production, de transport et de distribution qu'il a été jugé pertinent de réaliser pour la fourniture d'un service d'électricité sous certaines conditions de fiabilité. Le principal défi tarifaire est celui de l'allocation des coûts fixes aux différents types de consommateurs.

Une large littérature économique et réglementaire existe sur la tarification. La principale référence décrivant les attributs désirables d'une structure tarifaire reste Bonbright et al. (1988). Ces attributs sont décrits dans le tableau 11 et vont servir de référence pour l'analyse et les recommandations faites dans ce balisage des structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité.

Tableau 11. Les dix attributs désirables des structures tarifaires (Bonbright et al.; 1988, traduction libre)

<i>Attributs liés au revenu</i>	
1	Efficacité à générer les revenus requis sous un taux de rendement standard et sans expansion indésirable de la base tarifaire ou impacts indésirables sur la qualité et la sécurité.
2	Stabilité et prévisibilité des revenus.
3	Stabilité et prévisibilité des tarifs.
<i>Attributs liés aux coûts</i>	
4	Efficacité statique des classes et blocs tarifaires pour décourager les usages abusifs tout en promouvant tous les types et toutes les quantités d'usages, dans (a) les limites des services globaux offerts par la compagnie, et (b) les limites des usages reliés aux autres types de services offerts (services en période de pointe ou creuse ; services de grande ou faible qualité).
5	Reflet de tous les coûts et bénéfices présents et futurs, privés et sociaux, du service fourni (i.e. externalités).
6	Juste allocation des coûts entre les différents types de consommateurs, de manière à éviter des choix arbitraire, pour atteindre une équité (1) <i>horizontale</i> (consommateurs similaires traités également) ; (2) <i>verticale</i> (consommateurs différents traités différemment) ; et (3) <i>anonyme</i> (équité intergénérationnelle).
7	Absence de discrimination induite entre les classes tarifaires (sans interfinancement).
8	Efficacité dynamique dans la promotion de l'innovation et dans les réponses économiques aux changements de l'offre et de la demande.
<i>Attributs liés au pragmatisme</i>	
9	Simplicité, certitude, facilité de paiement, économique à recevoir, compréhensible, acceptable pour le public et réaliste.
10	Sans controverse sur son interprétation.

Ces attributs sont à la base des principes tarifaires généralement reconnus qui guident les structures tarifaires. Ils sont cependant rarement entièrement respectés dans la pratique.

2.4 Structures tarifaires d'Hydro-Québec Distribution

Hydro-Québec Distribution propose une grille tarifaire qui contient plus de 40 tarifs, avec parfois des options spécifiques pour des situations particulières. Plus de 81% des ventes se font cependant à travers cinq tarifs : le tarif résidentiel D³, les tarifs d'affaires G, M et LG, ainsi que le tarif industriel L. Si on ajoute les contrats spéciaux (16% des ventes), il ne reste que 3% des ventes d'électricité au Québec qui se font sous d'autres tarifs. Le tableau 12 présente les principales caractéristiques des tarifs les plus communs.

Il est à noter que le tableau 12 présente les tarifs proposés pour le 1^{er} avril 2017. Un ajout important aux tarifs résidentiels est le tarif DP (la lettre P étant utilisée pour «puissance»), qui sera offert aux clients résidentiels et agricoles utilisant une puissance de plus de 50 kW, s'il est approuvé par la Régie de l'énergie. La moyenne de la puissance coïncidente pour les clients D est bien en-deçà : 5,5 kW (voir tableau 12). Pour les clients DP (moyenne de 58,9 kW), la puissance sera facturée dès le premier kW à 6,21\$/kW.

Tableau 12. Tarifs d'Hydro-Québec en 2017 et leurs principales caractéristiques (HQD, 2016a)

Tarifs	Nombre d'abonnements mesurés	Ventes totales annuelles (GWh)	Puissances coïncidentes annuelles (MW)	Puissances moyennes (kW)
<i>Domestiques (résidentiels)</i>				
D et DM	3 567 591	61 018	19 560	5,5
DP	5 146	1 211	303	58,9
DT	114 914	2 660	393	3,4
Sous-total	3 687 651	64 890	19 953	5,4
<i>Généraux (affaires)</i>				
G et à forfait	285 780	9 121	2 219	7,8
Éclairage public	4 244	600	64	15,1
M	26 108	31 068	5 882	225,3
G9	3 809	956	173	45,4
LG	103	8 727	1 863	18 087,4
H	1	8	1	1 000,0
Sous-total	320 045	50 480	10 203	31,9
<i>Grands clients industriels</i>				
L	127	26 631	3 831	30 165,4
Contrats spéciaux	8	26 200	3 270	408 750,0
Sous-total	135	52 831	7 101	52 600,0
Total*	4 007 831	168 201	37 257	

* Excluant les réseaux autonomes

Les tarifs sont établis pour générer des revenus selon les coûts de service établis. Ces coûts de service sont détaillés dans le tableau 13, par tarif. On peut ainsi y observer, sans surprise, que les coûts de service sont plus élevés pour les clients domestiques (total de 6,26 milliards), suivi des clients généraux (3,38 milliards) et des grands clients industriels (1,99 milliards). Voir aussi le graphique 1 qui illustre la répartition de ces coûts pour ces trois catégories de consommateurs.

³ Et DM, pour les immeubles collectifs d'habitation, mais ce tarif n'est plus ouvert à de nouveaux clients depuis 2008.

Tableau 13. Coût de services et répartition des coûts de prestation par catégories de consommateurs (HQD, 2016a)

	Coût du capital	Énergie (fourniture)	Transport	Distribution	Services à la clientèle	Réseaux auto.	Coût du service
<i>Domestiques (résidentiels)</i>							
Tarifs D et DM	496	2 489	1 433	698	720	106	5 941
DP	5	45	44	8	2		103
DT	20	94	43	28	32	-	217
Sous-total	522	2 628	1 520	733	754	106	6 261
<i>Généraux (Affaires)</i>							
G et à forfait	70	347	172	71	117	40	817
Éclairage public	4	21	8	5	2	1	41
M	114	1 100	506	139	79	38	1 976
G9	6	34	18	9	2	1	70
LG	11	316	143	14	-5	-	479
H	0	0	0	0	0	-	1
Sous-total	204	1 818	847	238	195	81	3 384
<i>Grands clients industriels</i>							
L	17	833	262	13	28	-	1 154
Contrats spéciaux	5	528	300	-	4	-	837
Sous-total	22	1 361	562	13	32	-	1 991
Total	748	5 808	2 928	983	981	187	11 636

Il est à noter que dans la structure de coût présentée au tableau 13, seuls les coûts liés à la fourniture de l'énergie dépendent directement du volume de consommation. En ce sens, ce sont des coûts «variables». En effet, tous les autres coûts sont des coûts échoués ou fixes pour une année, qui ne sont pas dépendant de la quantité consommée par les clients. Ainsi, les coûts de service à la clientèle, de distribution, de transport et sur les capitaux investis ne varient pas selon la quantité d'énergie livrée, mais selon le nombre de clients et la demande maximale. C'est pour cela qu'on peut les catégoriser dans les biens de club, dans la mesure où il est possible pour HQD d'exclure un client de son service, sans qu'il n'y ait de rivalité dans les usages de ces biens, tant que la capacité maximale n'est pas atteinte. Cette caractéristique pose un défi dans la mesure où comme le coût marginal créé par un client est proche de zéro, une tarification basée sur le coût marginal ne peut pas être utilisée pour les fixer les prix.

Même les coûts pour la fourniture d'énergie ne sont pas véritablement variables, parce que les installations de production d'électricité (centrales hydroélectriques et autres) représentent essentiellement des coûts fixes. En effet, les coûts variables d'opérations des centrales sont minimes : les frais variables d'opération sont relativement petits, tout comme la redevance hydraulique. Du point de vue d'HQD, cependant, l'énergie non-vendue à ses clients représente dans une large mesure un coût évité auprès d'Hydro-Québec Production (HQP). La fourniture d'énergie peut donc être considérée un coût variable pour HQD.

Pour bien comprendre les défis de la tarification, cet aspect des coûts fixes et variables est central. La part des coûts fixes pour HQD (c'est-à-dire les coûts du service à la clientèle, de distribution, de transport et sur les capitaux investis), dans sa structure de coûts, est très importante : ils représentent 50% de ses coûts. Pour les consommateurs aux tarifs D et G, c'est 58% de la structure de coût qui est fixe, voir le tableau 14.

Du côté des revenus, cependant, la part des revenus fixes est très faible pour les clients résidentiels: seulement 10,5%. Ces revenus fixes sont liés à la redevance mensuelle de 40,64 ¢/jour (12,19\$ pour 30 jours). La Régie de l'énergie considère dans le dossier tarifaire 2017-2018 une proposition faisant disparaître cette redevance en 2017, au profit d'une facture minimale de 20\$. Cependant, une telle disposition ne toucherait que très peu de petits consommateurs et constituerait une réallocation des revenus d'environ 400 millions de la composante fixe du tarif vers les composantes en énergie (HQD, 2016b :15).

Graphique 1. Coût de service détaillé par catégorie de coût pour les trois classes de consommateurs d'Hydro-Québec, en millions de dollars, 2017 (HQD, 2016a)

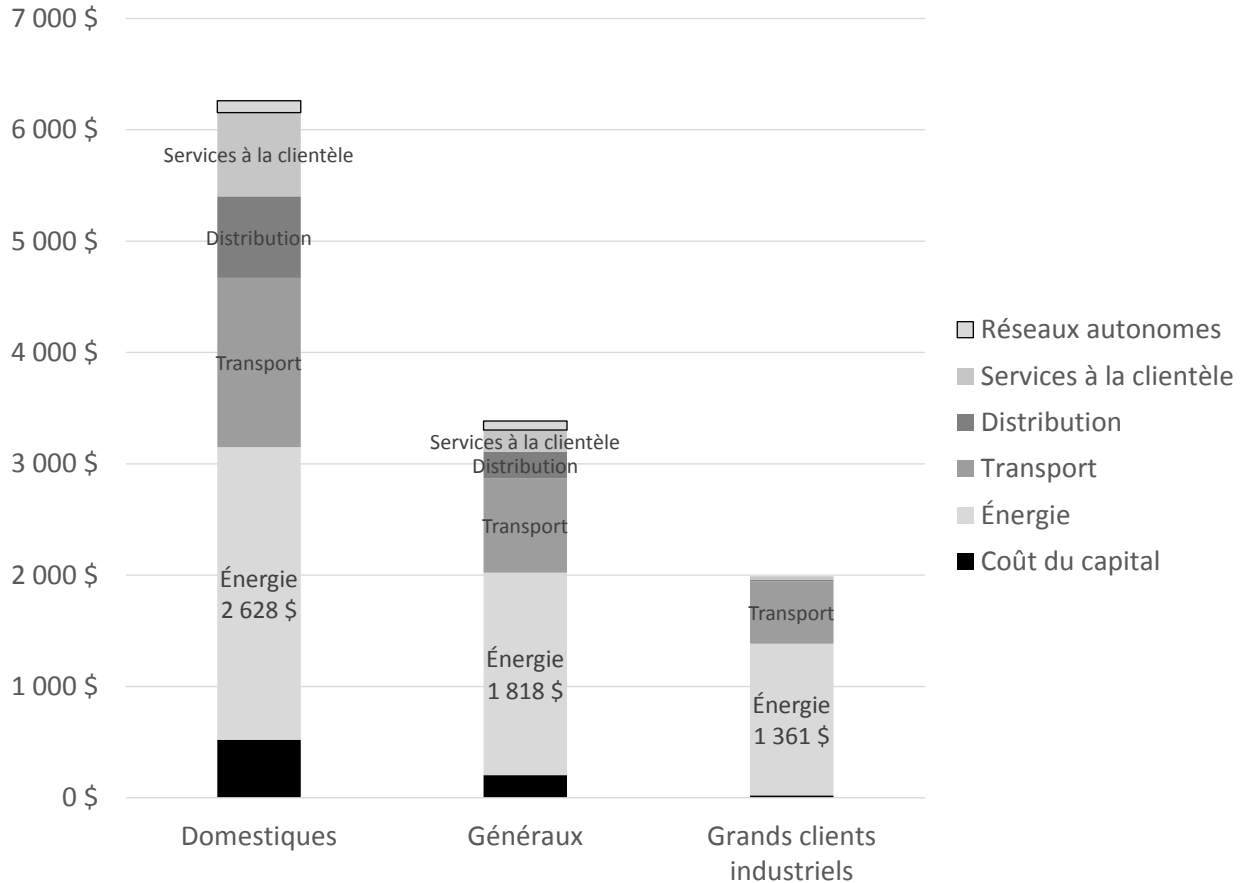


Tableau 14. Répartition des revenus et dépenses fixes pour les tarifs proposés par Hydro-Québec en 2017 (HQD, 2016b)

Tarif proposés (sauf indication)	Redevance ou facture min. (\$)	Prime de puissance (\$/kW)	Puissance moyenne* (kW)	Conso. moy. /mois (MWh)	Facture moyenne /mois (\$)	Part fixe (%)	
						Revenus **	Dépenses ***
D (actuel)	12,19	****	5,5	1,4	116	10,5	58,1
D	20,00		5,5	1,4	118	Minime	58,1
G	12,33	17,58	7,8	3,1	319	46,7	57,5
M		14,55	225,3	80,0	6 369	51,5	44,3
LG		13,23	18 087,4	7 098,9	417 364	57,3	33,9
L		12,99	30 165,4	16 208,4	808 608	48,5	27,8

* Correspond à la puissance coïncidente annuelle moyenne, présentée au tableau 12.

** Proportion dans la facture moyenne de la somme de la redevance et de la prime de puissance, multipliée par la puissance moyenne.

*** Capital, transport, distribution, service à la clientèle et réseaux autonomes.

**** Le tarif D actuel tarifie la puissance au-delà de 50 kW mais ne concerne qu'une très faible proportion des consommateurs résidentiels.

Ce déséquilibre entre les parts fixes des revenus et des dépenses peut poser un risque : si pour différentes raisons la consommation des usagers baisse, alors les revenus du distributeur vont baisser dans une proportion plus grande que ses coûts. Les coûts fixes du distributeur ne peuvent pas s'ajuster rapidement, et cela entraîne un problème au niveau du premier attribut désirable d'une structure tarifaire (tableau 11) : son efficacité à générer les revenus requis. Cet aspect est préoccupant en raison de certaines évolutions du contexte, qui créent des menaces potentielles. Ces tendances, dont certaines s'observent déjà et d'autres n'en sont qu'à leur début, sont les suivantes :

- **Un déficit en puissance, un surplus en énergie.** Le plan d'approvisionnement 2017-2026 d'HQD (HQD, 2016c) prévoit ainsi une croissance annuelle moyenne de 0,6% des besoins en puissance alors qu'il y a un surplus en énergie. Avec un tarif qui a une structure variable importante et une composante fixe minimale (ce qui est le cas pour les clients résidentiels, qui sont déterminants dans les besoins en puissance), le signal de prix décourage la consommation énergétique, sans dissuader la consommation de puissance. C'est exactement l'inverse qui serait souhaitable pour HQD : une structure tarifaire qui décourage les pointes de puissance, sans pénaliser artificiellement la consommation d'énergie.
- **Autoproduction.** HQD offre une option tarifaire de mesurage net aux autoproducteurs. Cette option permet d'injecter des kWh dans le réseau, qui sont déduits de la facture du client. Si cette option devenait trop répandue, notamment à cause du prix de plus en plus bas des panneaux PV, HQD pourrait se trouver à facturer moins de kWh, sans pour autant que ses coûts fixes soient couverts. Plus dommageable encore, si l'autoproduction ne coïncidait pas avec les périodes de pointe auxquelles fait face HQD (les matins et soirs d'hiver, peu ensoleillés), les autoproducteurs pourraient représenter un coût supplémentaire pour HQD. Ils injecteraient en effet de l'énergie à des moments où elle a peu de valeur, et en demanderaient aux moments où elle en a beaucoup. HQD pourrait devoir faire des investissements en distribution pour s'assurer du service, sans que les coûts induits ne puissent être attribués aux usagers responsables.
- **Efficacité énergétique.** Si les consommateurs parviennent à faire des gains importants en efficacité énergétique, ils vont pouvoir réduire leur consommation et les achats totaux d'énergie. La diminution des revenus pour HQD sera disproportionnée, plus grande que la diminution des coûts.

- **Véhicules électriques.** Les véhicules électriques, qui ne représentent actuellement qu'une faible proportion du parc automobile, pourraient gagner en popularité au Québec. Ils sont peu énergivores (ils ont donc une faible consommation de kWh), mais demandent une puissance significative lorsqu'ils sont branchés pour la recharge de leur batteries. Ainsi, même sur une borne de niveau 1 (borne branché sur une prise 120 V, telle que celles installées communément dans toutes les pièces des maisons), une puissance de 1,4 à 1,9 kW est nécessaire (HQD, 2016b : 42). Cette puissance est à mettre en relation avec la puissance coïncidente moyenne de 5,5 kW des clients du tarif D (voir tableau 12). Une flotte de 100 000 véhicules électriques (l'objectif du gouvernement québécois pour 2020) branchés simultanément pourrait ainsi représenter un appel de puissance de 170 MW, alors qu'il existe déjà un déficit de puissance. À un moment de pointe hivernale (alors que les batteries se déchargent plus vite, et que l'incitatif à brancher les véhicules est le plus grand), l'absence de signal aux consommateurs indiquant que le moment est inopportun pour se brancher pourrait être extrêmement coûteux pour HQD. Ni la structure tarifaire actuelle, ni celle proposée dans la stratégie tarifaire (HQD, 2016b) avec le tarif expérimental BR («Borne de recharge»), ne permettent de facturer adéquatement la puissance, surtout en ce qui a trait à une utilisation potentiellement coïncidente avec les pointes.

3. Balisages des tarifs domestiques : structures et options tarifaires en Amérique du Nord

3.1 Balisage

Le tableau 15 présente les structures tarifaires pour le secteur résidentiel. La plupart des distributeurs ont plusieurs options tarifaires pour le secteur résidentiel : de deux à 16, sauf pour EPCOR, Nashville Electric Service, Village of Rouses Point et Flathead Electric Cooperative, qui n'ont qu'une seule option. La structure dominante est celle d'une redevance mensuelle, variant de moins de 1\$ (Southern California Edison) à près de 29\$ (New Hampshire Electric Cooperative), associé à un prix au kWh pour la consommation. Cette redevance fixe varie selon certains paramètres pour dix distributeurs : tarification différenciée dans le temps (TDT), ampérage, courant triphasé ou consommateur rural. Ainsi, si le consommateur opte pour une TDT, qui est un choix possible pour trois distributeurs, alors une prime de 3\$ à 9\$ est ajoutée à la redevance. Dans deux cas, si l'ampérage est supérieur à 200 A, alors la redevance mensuelle augmente de 5\$ ou 8\$. Si le courant est fourni en triphasé (deux distributeurs), la redevance augmente de 11\$ ou la puissance est tarifée (Pacific Power, à 2,20\$/kW). Enfin, Énergie NB, Maritime Electric et Saskpower demandent entre 2\$ et 9\$ de plus à leurs consommateurs ruraux pour couvrir des frais de distribution plus élevés.

Hydro-Québec est le seul distributeur à avoir un prix pour la puissance, mais le seuil où ce prix s'applique est très élevé (> 50 kW) et ne concerne qu'une très faible proportion de clients résidentiels dont la puissance maximale appelé est en moyenne de 5,5 kW (tableau 12). Un nouveau tarif domestique de puissance (DP) est cependant prévu pour les clients résidentiels ayant une consommation supérieure à 50 kW. Il ne toucherait que 0,14% des clients domestiques (tableau 12).

Pour près du tiers des distributeurs de l'échantillon, un prix variable (au kWh) pour la transmission, la distribution et les services est demandé. Il varie de 1,80¢/kWh (Commonwealth Edison) à 10,87¢/kWh (Massachusetts Electric).

Le prix pour l'énergie vendue est, dans onze des 31 cas considérés, constant peu importe le niveau de consommation, la saison ou l'heure. Ce prix varie de 1,35¢/kWh (Village of Rouses Point) à 14,80¢/kWh (Nova Scotia Power). Dans 15 cas, une tarification selon des blocs de consommation est utilisée, avec un premier bloc mensuel allant de 75 kWh (Mexique) et 250 kWh (New York) à 2 000 kWh (Maritime Electric). Les prix pour ce premier bloc vont de 4,37¢/kWh (Massachusetts Electric) à 13,56¢/kWh (Maritime Electric). Notons que Maritime Electric est le seul distributeur à avoir une structure tarifaire dégressive : le prix du kWh au-delà des 2 000 kWh mensuels est de 10,79¢. Georgia Power a aussi une tarification dégressive l'hiver (de 5,66¢/kWh à 4,85¢), mais progressive l'été (de 5,66¢/kWh à 9,40¢). Tous les autres distributeurs avec tarifications par blocs ont des structures progressives, dans certains cas très agressives : à Seattle, le prix passe de 5,96¢/kWh pour le premier bloc à 12,57¢. Cette ville au climat assez froid, pour les États-Unis, offre cependant un premier bloc plus généreux l'hiver : 480 kWh mensuel plutôt que 300 kWh l'été. Enfin, huit distributeurs ont des TDT : par saison pour quatre d'entre eux et horaire pour Toronto Hydro.

Viennent ensuite divers ajustements, des surcharges dans la plupart des cas : pour 22 des 31 distributeurs. Ces ajustements sont soit des diminutions/augmentations en proportion de la facture totale (de -1,5% à 10,55% du total), soit un montant fixe par kWh (de -1,67¢ à 3¢), soit issus d'un calcul peu explicite (dans quatre cas).

Seulement sept distributeurs n'ont pas de facture minimale. D'autres caractéristiques sont discutées dans les sous-sections suivantes.

Tableau 15. Synthèse des tarifs résidentiels

	#	Red. \$/mois	Ajustements (le cas échéant)	c/kWh (T+D+S)	kWh bloc 1	c/kWh	Au-delà	Ajustements (surcharges ou crédits) (c/kWh sauf indication)	Facture minimale
HQ Distribution	4	12,19	> 50 kW 3,78/kW (été) 6,21/kW (hiver)		900	5,71	8,68		Redevance Facture min. considérée
EPCOR Edmonton	1	22,33		3,82		4,45			Redevance
BC Hydro	3	5,51			675	8,29	12,43	5% du total	Redevance
Manitoba Hydro	3	7,82	> 200 A 15,64			7,93			Redevance
Energie NB	2	21,17	Rural 23,21			10,59			
Nova Scotia Power Inc.	2	10,83				14,80		0,15	Redevance
Maritime Electric	4	24,57	Rural 26,92		2 000	13,56	10,79		
Saskpower	4	21,25	Rural 30,68			13,27			Redevance
Newfoundland Power	2	15,99	> 200 A 20,99			9,72		-1,5% si payé dans les 10 jours	Redevance
Toronto Hydro	2	23,03		4,18	TDT	8,7 (creuse)	13,2 (médiane)	18 (pointe)	+ajustements non
Puget Sound Energy	2	7,87			600	9,75	11,64		-0,68 7,87
Seattle City Light	2	4,45			300 (été) 480 (hiver)	5,96	12,57		4,45
Idaho Power	2	5,00			800	8,57 (été) 7,96 (hiver)	Bloc 2: 1200 kWh 10,31 (été) 8,78 (hiver)	Au-delà 12,24 (été) 9,73 (hiver)	+ ajustements 5
DTE Energy	8	6,00		5,67	510	7,89	9,42		0,96\$/mois + 1,48c/kWh 6
Nashville Electric Service	1	11,83				10,57 (été)	10,018 (04,05,10,11)	10,209 (hiver)	0,34
Florida Power & Light	3	7,87	TDT 12,36		1000	7,09	9,21		1,05 7,87
Green Mountain Power	4	13,99				14,84		+ajustements annuels	12,99
Northern States Power - Minnesota (Xcel Energy)	5	8,00				9,395 (été)	8,04 (hiver)		7,75% du total + 2,73c/kWh 8
Georgia Power	4	10,00			650	5,6582	Bloc 2: 350 kWh 9,40 (été) 4,85 (hiver)	Au-delà 9,73 (été) 4,76 (hiver)	4 10\$ + charges
Pacific Power	2	9,50	triphasé 2,20/kW	4,48	1 000	5,51	7,51		3% du total + 0,49c/kWh Redevance + 3.80\$/mois minimum pour la demande (triphasé) + 0.84\$/mois (low income assistance)
Commonwealth Edison	4	16,46		1,80		4,936 (été)	5,111 (hiver)		+ajustements
Consolidated Edison	3	16,96	TDT 19,87	3,87	250	9,02	10,36 (été)	9,017 (hiver)	3,00
South Carolina PSA	3	17,00	TDT 26			12,02 (été)	10,02 (hiver)		Calcul annuel peu explicite 17
Duke Energy Carolinas	5	11,80	TDT 13,88 TDT 7,77/kW (été) 3,88/kW (hiver)			9,36			Calcul annuel peu explicite
Southern California Edison	16	0,93		6,92	240 à 1 200	8,84	Bloc 2: (101% à 200%)xbloc 1 16,06	Au-delà 22,39	Crédits (California Climate Credits et Department of Water Resources Energy Credit) Redevance + 0.329/jour
Massachusetts Electric	3	5,50		10,87		5,28			-1,67 4
Village of Rouses Point	1	1,00				1,35			Calcul annuel peu explicite 1
New Hampshire Electric Coop	2	28,93		3,88		7,62			3,16
Flathead Electric Coop	1	22,71	triphasé 33,74		600	6,33	Bloc 2: 2 900 kWh 7,791	11,37	22,71
Long Island PA	7	10,80			250	8,83	10,71 (été)	8,83 (hiver)	Calcul annuel peu explicite 10.80\$ + "adjustments to rates and charges" 25 kWh
Mexique / Commission Fédérale de l'Electricité (SCan)	14				75	6,00	Bloc 2: 65 kWh 7,00	19	
Notes: T+D+S: Transmission, distribution et services									
TD: Tarification différenciée dans le temps									
Les tarifs américains sont en dollars américains et les tarifs mexicains en dollar canadien, au taux 1 pesos = 0,066 \$Can.									

Ouverture à la concurrence

Deux provinces canadiennes ont ouvert le marché à la concurrence, soit l'Alberta et l'Ontario. Dans l'échantillon américain, six entreprises (Commonwealth Edison, DTE Energy, Consolidated Edison, Massachusetts Electric, New Hampshire Electric Cooperative, et Long Island Power Authority) offrent également l'option aux clients de choisir leur fournisseur d'énergie, tandis que trois autres (Southern California Edison, Pacific Power, et Georgia Power) l'offrent pour les clients commerciaux et industriels seulement. Une réforme est aussi discutée en ce sens au Mexique. Ces distributeurs des marchés ouverts à la concurrence offrent tous à leurs clients l'option d'acheter l'énergie du distributeur lui-même, ou de faire affaire avec d'autres fournisseurs compétitifs.

L'ouverture a un effet sur la facture d'électricité des consommateurs, puisque celle-ci doit alors indiquer séparément les charges pour la distribution (et parfois le transport). Aux États-Unis, certaines de ces entreprises utilisent une structure de tarification par tranche, mais pas nécessairement pour l'énergie elle-même. Par exemple, DTE Energy (Michigan) demande un prix au kWh unique pour la distribution, alors que ses prix pour l'énergie (si le client choisit d'acheter l'énergie de l'entreprise) sont différenciés par tranche de consommation. Consolidated Edison (New York), cependant, utilise une structure de prix par tranche de consommation pour la distribution, alors que c'est l'énergie qui a un prix unique.

Intégration des nouvelles technologies

Notre échantillon confirme que les installations de compteurs intelligents, bien qu'ils soient devenus de plus en plus répandus depuis plusieurs années, présentent d'importantes variations à travers le continent. En premier lieu, l'avancement de leur déploiement atteint des niveaux très différents, allant de quelques milliers de clients à une couverture presque totale du territoire desservi. En second lieu, le type de technologie utilisée diffère grandement, certaines entreprises utilisant simplement des compteurs offrant la possibilité d'être lus à distance (*Automated Meter Reading, AMR*), alors que d'autres se sont résolument engagés sur la voie des réseaux intelligents par la mise en place d'infrastructures de mesure avancées, utilisant des compteurs permettant de contrôler et d'interrompre la charge pour certaines utilisations chez le client (*Advanced Metering Infrastructure, AMI*). Il est à noter qu'Hydro-Québec a installé des compteurs de type AMI, bien qu'aucun programme de contrôle de la charge n'ait été mis en place chez ses clients résidentiels jusqu'à maintenant.

L'autoproduction est permise dans la quasi-totalité de l'échantillon (exception faite de la très petite municipalité de Rouses Point). Dans une proportion très élevée, les ententes permettent normalement au client de revendre au réseau l'électricité produite lorsque celle-ci dépasse son utilisation, et le distributeur facture ensuite la différence. Si la quantité produite chez le client est plus élevée que celle qu'il a consommée dans le mois, un crédit à appliquer sur le prochain relevé est offert au client. Il existe quelques cas où l'option d'autoproduction est plutôt offerte au client sous la forme d'une facturation nette, qui comporte différents taux pour l'électricité vendue et achetée par le distributeur à l'autoprodacteur (South Carolina Public Service Authority, par exemple).

Outre ces différences dans les transactions, le mesurage net est surtout offert pour les petites installations. Le seuil de 20 kW est fréquent comme première tranche, bien que le mesurage net soit parfois offert pour des installations à plus grande capacité, même commerciales ou industrielles (jusqu'à 2 MW). De plus, il existe parfois un maximum pour la capacité totale des installations de tous les autoproduteurs du territoire desservi. La majorité de ces tarifs ne s'appliquent que pour une production à base d'énergies renouvelables. Certains des tarifs donnent également beaucoup de détail pour les types de sources permises, avec des dispositions spécifiques selon la source, alors que d'autres se limitent à une définition vague de « renouvelable ».

Hydro-Québec offre cette option de mesurage net aux clients admissibles. Ceux-ci doivent produire à partir de sources renouvelables, avoir des installations de moins de 50 kW, et faire partie des catégories

tarifaires résidentielle, agricole aux tarifs D ou DM, ou encore affaires–petite puissance au tarif G (sans appel d’offre). Hydro-Québec installe alors un compteur à double registre et donne des crédits au client pour l’énergie revendue au réseau.

Pour ce qui est de la recharge des véhicules électriques, au Canada, aucune entreprise de l’échantillon n’offre de tarif spécifique à cette utilisation. Plusieurs programmes gouvernementaux d’incitatifs existent toutefois, et NB Power offre également la recharge gratuite à ses clients lorsqu’ils utilisent certaines bornes de recharge publiques.

Plusieurs entreprises américaines de l’échantillon offrent un tel tarif spécifique pour les compteurs servant à la recharge, normalement lorsque cette recharge s’effectue dans une période creuse. Pour d’autres, on incite simplement le consommateur à utiliser une tarification différenciée dans le temps pour profiter du taux de la période creuse, par exemple la nuit, mais sans offrir un tarif officiellement dédié à cette recharge. De plus, certaines entreprises offrent un rabais sur l’achat de la borne de recharge lorsque le client se procure un nouveau véhicule électrique, ou encore un crédit pour l’installation de la borne de recharge. C’est aussi le cas au Mexique, où la Commission fédérale de l’électricité fournit l’installation gratuite de compteurs distincts au domicile des usagers de ce type. Finalement, plusieurs des entreprises américaines de l’échantillon n’offrent pas de tarif ou rabais, mais participent aux infrastructures de la municipalité ou de la région qu’elles desservent.

Ménages à faible revenu (MFR)

Toutes les entreprises canadiennes de l’échantillon, à l’exception de Maritime Electric, disposent d’un programme favorisant les ménages à faible revenu, comme des rabais sur demande, ou encore des programmes d’efficacité énergétique. Plusieurs de ces programmes sont gouvernementaux toutefois, sans que l’entreprise n’offre de tarif spécifique pour ces usagers.

Dans le cas d’Hydro-Québec Distribution, aucun tarif spécifique n’est offert pour les MFR. Toutefois, plusieurs autres avenues sont utilisées pour venir en aide à ces clients, incluant des ententes de paiement personnalisées. L’amélioration de ces ententes par l’introduction d’une notion de taux d’effort sur le revenu sera évaluée dans un projet pilote en 2017, et le distributeur travaille également à offrir différentes options d’effacement graduel de la dette visant à encourager les clients respectant les termes de leur entente personnalisée. HQD offre également plusieurs programmes d’efficacité énergétique pour les MFR, par exemple un diagnostic de la consommation, l’installation d’appareils et de matériaux d’isolation offrant une meilleure performance énergétique, ou encore des campagnes d’éducation en matière d’efficacité énergétique. De plus, le distributeur compte mettre en place un guichet unique pour toutes ces mesures, de façon à faciliter l’accès et le suivi de ces services pour les MFR (HQD, 2014, 2015b, 2016d).

Les entreprises américaines présentent une offre variée aux MFR, comprenant les options ci-dessus mais également des tarifs particuliers (Massachusetts Electric, par exemple), ou des charges fixes réduites (Consolidated Edison), ou encore une combinaison de plusieurs de ces mesures (Seattle City Light). À cette aide s’ajoutent le programme fédéral *Low Income Home Energy Assistance Program* (LIHEAP), administré par les États, dont certains choisissent de bonifier les fonds offerts (voir encadré 1).

Encadré 1 Le *Low Income Home Energy Assistance Program (LIHEAP)*

Le *Department of Health & Human Services* du gouvernement fédéral américain vise à aider les familles américaines à faible revenu en ce qui concerne les coûts de l'énergie qu'ils consomment. Le programme fournit un allègement ponctuel de la facture résidentielle, parfois accompagné d'une aide gratuite visant à améliorer la performance énergétique du bâtiment par des mesures d'intempérisation (amélioration du revêtement protecteur ou de la couche d'isolation).

Le programme est administré par chaque État et est financé essentiellement par le gouvernement fédéral avec une participation complémentaire de l'État. Le LIHEAP établit le revenu maximal éligible à 150 % du seuil national de pauvreté, à l'exception des États où ce seuil est inférieur à 60 % du revenu médian. Des critères additionnels d'éligibilité sont également utilisés pour les cas où au moins un membre de la famille bénéficie d'une aide d'autres programmes sociaux. L'éligibilité peut ainsi varier d'un État à l'autre, et plusieurs utilisent un système de premier arrivé, premier servi, jusqu'à ce que les fonds pour l'année en cours soient épuisés.

Source : USDHHS (2016).

Tarifs différenciés

L'échantillon présente également d'autres différenciations pour les tarifs offerts. Par exemple, un prix différent selon la saison, ou une tarification différenciée dans le temps, sont offerts dans plusieurs cas, avec des frais fixes souvent plus élevés que ceux du tarif non différencié. D'autre part, Seattle City Light, Consolidated Edison, Southern California Edison, Flathead Electric Cooperative, Énergie NB, SaskPower et Maritime Electric différencient leurs tarifs par zone géographique, soit pour des raisons de coûts de service, distribution et transport, soit pour compenser des variations climatiques. Cette différenciation est discutée dans la section sur l'interfinancement plus loin dans le rapport. Pour Énergie NB et Maritime Electric, cette différenciation ne s'applique qu'aux frais fixes, et ne concerne que les tarifs résidentiels.

Il est pertinent de noter qu'HQD utilise aussi une différenciation par zone climatique⁴ dans son tarif DT, destiné aux clients ayant un système de chauffage biénergie (environ 3% des clients résidentiels, tableau 12). Cette différenciation ne s'applique qu'au seuil de température (-12°C ou -15°C) à partir duquel l'électricité ne devrait plus être utilisée pour le chauffage, parce que le prix passe de 4,60¢/kWh à 26,91¢/kWh.

3.2 Principes tarifaires et analyse

Les structures tarifaires ne sont jamais explicitement accompagnées des principes qui ont mené à leur élaboration. En ce sens, les consommateurs désireux de comprendre les raisons expliquant les structures tarifaires et les niveaux de prix font face à un défi assez grand. Il faut en effet remonter, dans le meilleur des cas, aux documents réglementaires pour obtenir certaines explications quant aux principes qui sont utilisés pour concevoir les tarifs.

D'une manière générale, les structures tarifaires de l'échantillon visent à rencontrer certains attributs du tableau 11. Les attributs 1 à 3, sur le revenu, sont respectés dans la mesure où les distributeurs couvrent leurs coûts de fonctionnement. Des problèmes surgissent cependant pour les attributs 4 (efficacité statique), 6 (allocation des coûts, équités horizontale et verticale), 8 (efficacité dynamique) et 9 (simplicité).

⁴ En général, les deux zones climatiques du Québec sont définies par leur nombre de degré-jours de chauffage (DJC) : la zone 2 a moins de 6 000 DJC par année, alors que la zone 3 en a plus (RNCAN, 2015). Toute la vallée du St-Laurent est dans la zone 2. Une zone 1 existe au Canada, pour les régions avec moins de 3 500 DJC, mais il n'y en a pas au Québec.

Un grand nombre de distributeurs, sans doute au nom de la simplicité (attribut 9), crée des problèmes d'équités horizontale et verticale (attribut 6). Ainsi, les redevances fixes ne reflètent pas adéquatement les variations importantes de coûts entre les consommateurs urbains et ruraux, ni entre ceux qui ont des profils de consommation différents. Entre un consommateur en appartement et celui dans une grande maison, l'appel de puissance est très différent (qu'il se chauffe ou se climatise à l'électricité, ou non). Cependant, dans la plupart des tarifs résidentiels analysés, le prix fixe de la redevance est similaire. Les coûts fixes plus grands induits par les consommateurs ayant de plus grands appels de puissance ne sont pas explicitement à leur charge, à travers une redevance fixe plus grande.

Si les consommateurs à appel de puissance élevé paient généralement davantage à travers les frais variables plus élevés, et en ce sens contribuent à payer leur part de coût fixe plus grande, ce type de tarification n'induit pas directement à modérer les appels de puissance, qui sont coûteux. Un problème d'efficacité statique est alors présent (attribut 4), parce que la tarification ne décourage pas l'utilisation de l'électricité durant certaines périodes. Il faut des TDT pour envoyer ce genre de signal, ce que certains distributeurs de l'échantillon ont, mais une minorité seulement.

L'efficacité dynamique (attribut 9) est souvent problématique dans les structures tarifaires étudiées, parce que plusieurs développements technologiques s'intègrent très mal aux tarifs actuels. Ainsi, les possibilités d'autoproduction, d'efficacité énergétique et de gestion de la demande (puissance) posent des problèmes de recouvrement des coûts fixes, parce qu'une grande partie de la tarification repose sur le volume de la consommation, en kWh, alors que la plus grande partie des coûts est liée à la capacité installée (mesurée essentiellement en kW).

Enfin, même si beaucoup de structures tarifaires sont relativement simples (attribut 9), l'ajout d'options tarifaires et les multiples ajustements porte un dur préjudice à cette simplicité. Pour une majorité de distributeurs, environ les deux tiers, des ajustements se font suite à la redevance et au prix par kWh. Ces «ajustements» ne sont pas toujours explicites et rendent difficile la compréhension du tarif.

3.3 Diagnostic des structures et options tarifaires actuelles d'Hydro-Québec

En regard de l'ensemble des structures tarifaires étudiées dans ce balisage, celle de HQD pour le secteur résidentiel possède un avantage important : sa simplicité. En effet, le consommateur n'a pas à se soucier de distinctions saisonnières et horaires. Une nouvelle structure tarifaire (étudiée pour 2017) sans redevance, mais avec facture minimale, simplifierait encore un peu le tarif D, dans la mesure où la distinction entre composantes fixe (la redevance) et variable (le prix au kWh) disparaît : il n'y aura plus qu'une composante variable, mais avec une facture minimale de 20\$. Peu de tarifs observés ont une structure aussi simple : en fait, tous les autres tarifs du balisage introduisent une source de différenciation (TDT, milieu rural ou urbain, ampérage), ou utilisent différentes catégories de coûts (service, distribution, transmission, etc.), ou encore procèdent à des ajustements. Clairement, le tarif d'HQD possède les attributs désirables 9 et 10 des structures tarifaires (tableau 11) : la simplicité et l'absence de controverse sur son interprétation.

Le revers de la médaille, cependant, se trouve dans l'information et les signaux de prix qui sont transmis aux consommateurs. Il est ainsi ardu pour le client résidentiel de comprendre quels éléments dans sa consommation ont un impact sur les coûts de service :

- Sans tarification de l'ampérage (comme le font Manitoba Hydro et Newfoundland Power), les usagers ne font face à aucun signal de prix indiquant que les branchements à 400 A, 600 A ou 800 A induisent des coûts de système plus importants que les branchements plus communs de 200 A.
- Sans TDT (pratiquée de manière horaire mais surtout saisonnière par de multiples distributeurs), l'information sur les périodes où le service d'électricité est plus coûteux n'arrive pas aux usagers.

Ainsi, sur le long terme, aucune éducation des consommateurs d'électricité québécois n'est réalisée à travers les tarifs. Cela pourrait être acceptable si aucun risque sur la capacité à générer les revenus n'était présent (attribut 1) et si le tarif induisait des usages efficaces (attribut 4). Malheureusement, des risques sur les revenus ont été identifiés à la fin de la section 2.4, et les comportements de consommation actuels sont loin de mener à une efficacité globale du système électrique. De plus, la structure tarifaire actuelle ne démontre ni une juste allocation des coûts (attribut 6), ni une absence de discrimination (attribut 7). Ces différents éléments sont discutés dans les sous-sections suivantes.

Risque sur les revenus

Si, historiquement, les distributeurs ont réussi à générer les revenus requis, les tendances récentes de surplus d'énergie, avec déficit de puissance, l'autoproduction, l'efficacité énergétique et les véhicules électriques (VÉ) posent la menace de créer un déséquilibre entre les coûts fixes et les revenus. Cela est causé par les tarifs résidentiels possédant une structure essentiellement variable. Voir les sections 2.1 et 2.4 pour plus détails.

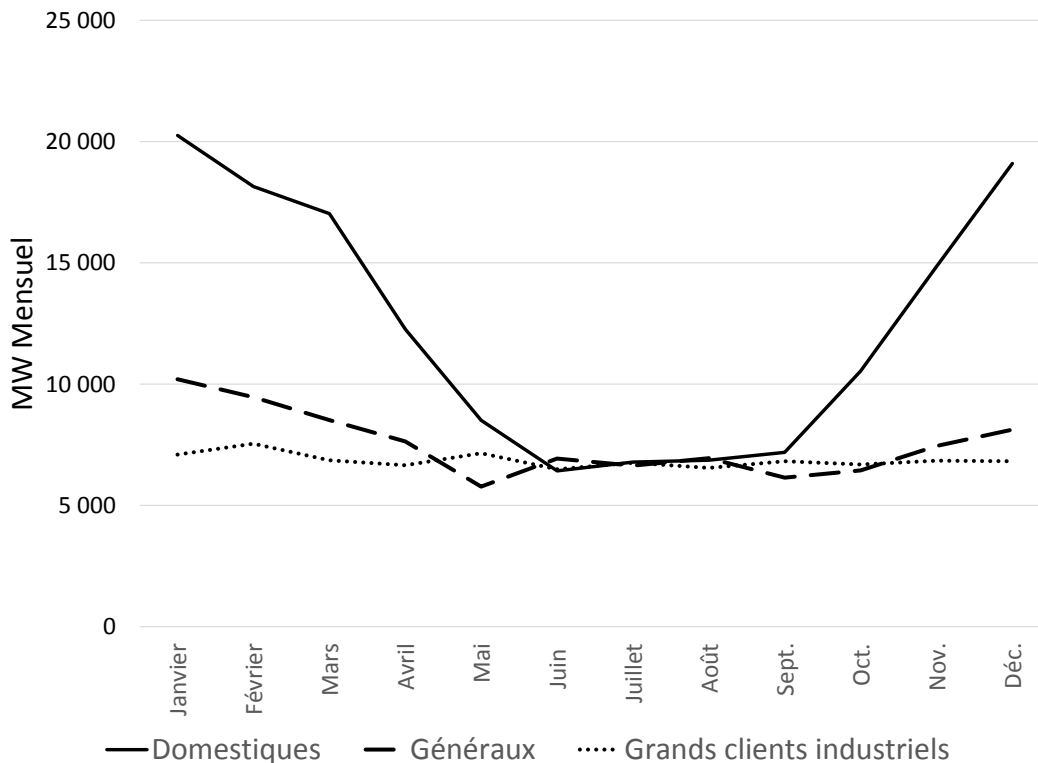
La composante fixe du revenu n'est que de 10,5% (voir tableau 14), et un déséquilibre pourrait s'accroître si l'autoproduction, l'efficacité énergétique et les VÉ continuent à être de plus en plus adoptés. À terme, ces tendances font peser une pression forte sur les coûts fixes, qui deviennent de plus en plus difficiles à récupérer avec le tarif variable (au kWh) de l'électricité. Le problème de la *load deflection* survient (annexe 1) : les coûts croissants, assumés par des usagers consommant moins, encouragent de plus en plus de consommateurs à moins consommer encore, en se tournant vers des solutions alternatives (autoproduction et efficacité énergétique), amplifiant le déséquilibre entre les coûts et les revenus. Une spirale de coûts croissants entraîne le distributeur vers une situation de génération de revenus extrêmement problématique.

Efficacité du système électrique

Le facteur d'utilisation⁵ étant beaucoup plus faible pour les usagers résidentiels que pour les usagers commerciaux et surtout industriels, des investissements plus importants (par kWh livré) sont requis pour ces clients résidentiels. Ainsi, ces clients requièrent des capacités de production, de transport et de distribution élevées, utiles en période de pointe, mais inutilisées le reste du temps, comme le graphique 2 l'illustre.

⁵ «Le facteur d'utilisation ou FU correspond au rapport entre l'énergie réelle consommée (en kWh) et l'énergie maximale qu'il est possible d'utiliser durant une période précise, en fonction de l'utilisation de la puissance maximale appelée. Il permet d'évaluer l'utilisation de la puissance maximale appelée pour une période de facturation donnée.» (HQ, 2016)

Graphique 2. Puissances coïncidentes mensuelle par catégories de consommateurs - haute tension, Année témoin 2017 (HQD, 2016a)



Toute cette capacité installée exige des ressources importantes. Le paradigme tarifaire d'un coût moyen, réparti sur une consommation annuelle, ne transmet pas aux consommateurs l'information sur le fait que certains usages électriques mériteraient d'être déplacés dans le temps ou gérés différemment. La structure tarifaire actuelle est ainsi source d'inefficience.

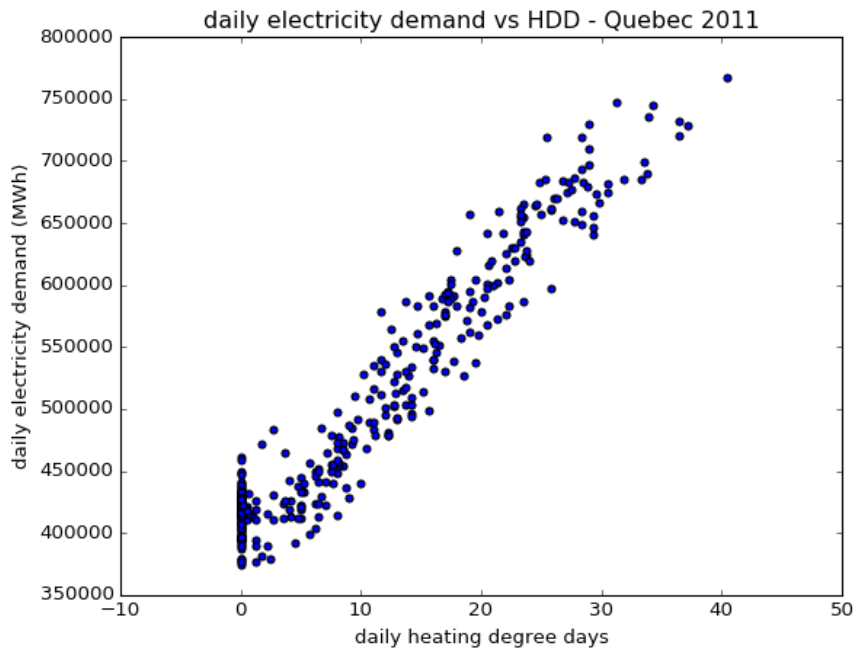
Juste allocation des coûts et discrimination

Les questions d'allocation des coûts et d'interfinancement sont abordées plus en détail dans la section 5 de ce rapport, parce qu'elles touchent toutes les catégories de consommateurs. Dans la structure tarifaire actuelle, avec une uniformité tarifaire sur le territoire québécois et de l'interfinancement entre catégories de consommateurs (les clients domestiques étant subventionnés par les clients des tarifs généraux et industriels), il y a un problème au niveau des attributs 6 et 7. Les consommateurs de zones plus denses se voient ainsi attribuer une plus grande part des coûts de service que ce que leur usage justifie. Dans les zones rurales, l'inverse se produit. La situation est similaire pour les réseaux autonomes, dont les coûts sont ajoutés à l'ensemble des clients domestiques et généraux (voir tableau 13), sans que les revenus générés dans ces réseaux ne correspondent aux coûts.

Si ces pratiques se justifient pour des raisons sociales et de politiques publiques, l'approche pourrait être plus clairement justifiée et ne pas s'appliquer de manière aussi universelle. Analysons par exemple l'augmentation du seuil de la 1^{er} tranche (1^{er} bloc) pour le tarif D. En continuité avec les orientations de la décision D-2016-033 de la Régie de l'énergie (Régie de l'énergie, 2016b), HQD propose de faire passer de 30 à 40 kWh la quantité d'électricité quotidienne tarifée à plus faible prix. La principale justification donnée est que cela permet de «couvrir une portion du chauffage de base au réseau intégré» et aussi que cette mesure permet «d'alléger la facture d'électricité des MFR». Il existe cependant des clients aux besoins de chauffage électrique restreints et qui ne sont pas des MFR. Quelle est alors la justification d'un seuil quotidien de 40 kWh?

Par ailleurs, les besoins en chauffage ne sont pas les mêmes à travers le Québec. Lafrance et al. (2015) indiquent en effet que la moyenne annuelle des degrés-jours de chauffage (DJC) à Montréal est de 4 604,6 contre 5 475,8 à Québec. Cela représente 18,9% de plus de DJC à Québec qu'à Montréal, et donc des besoins de chauffage proportionnellement plus grands. Comme le graphique 3 le montre, la corrélation entre les DJC et la demande d'électricité est très forte au Québec. S'il peut y avoir une justification d'augmenter le seuil de la première tranche pour des fins de chauffage, y-a-t-il une justification d'offrir plus de kWh au prix de la première tranche même à ceux qui ne font pas face à des conditions climatiques aussi froides? HQD utilise d'ailleurs déjà un certain niveau de différenciation climatique dans l'application de son tarif DT, comme mentionné précédemment.

Graphique 3. Degrés-jours de chauffage au Québec et demande d'électricité quotidienne, 2011 (graphique créé par Miguel F. Astudillo)



Cette application universelle d'une hausse du seuil induit une augmentation de la consommation dans la première tranche, et diminue certains revenus d'HQD : la consommation entre 30 et 40 kWh sera en effet vendue au prix plus bas de la première tranche. Le manque à gagner reposera davantage sur les grands consommateurs (notamment ceux dans les régions plus froides) – sans que ce soit uniquement pour des raisons favorables aux MFR.

3.4 Pistes de solution

Les solutions offrant de meilleurs signaux de prix aux consommateurs, utiles pour s'assurer d'avoir une structure tarifaire ayant plus d'attributs désirables (surtout pour l'efficacité des usages), perdront en simplicité. Néanmoins, les pistes de solutions proposées ici sont basées sur le fait que d'autres distributeurs les utilisent, au moins en partie, prouvant qu'il est possible que le consommateur québécois puisse aussi les comprendre et les accepter.

1. **Tarification de la puissance.** Tous les clients résidentiels devraient être conscientisés, à travers un tarif de puissance, qu'une grande partie des coûts de service sont des coûts fixes liés à la puissance utilisée. Cela est fait indirectement et partiellement avec une redevance plus grande pour les branchements de plus de 200 A au Manitoba et à Terre-Neuve, et directement en Oregon (Pacific Power) et en Caroline du Nord (Duke Energy Carolinas), avec un prix au kW. Une

telle tarification permettrait de s'assurer de couvrir une plus grande partie des coûts fixes de service, indépendamment de la consommation d'énergie. Cela contribuerait aussi à limiter les besoins de puissance en période de pointe. Une telle tarification créerait des conditions favorables au déploiement de technologies de gestion de la charge. Par exemple, le débranchement de chauffe-eaux ou le report dans le temps de certains usages. Que ces technologies soient soutenues par HQD, par les usagers ou par des tiers, cette tarification introduirait un incitatif à mieux gérer la charge. Des petites coopératives ont de tels programmes pour les chauffe-eaux (voir annexe 2), il est difficilement compréhensible que le Québec ait si peu de choses dans ce domaine, quand les pointes de la province sont si importantes. Enfin, cette tarification pourrait être progressive, pour limiter l'impact sur les petits consommateurs.

2. **Différenciation saisonnière des tarifs de puissance.** Comme l'utilisation de la puissance installée a un coût marginal très faible, les usages en saison creuse devraient être encouragés par un tarif au kW plus bas que durant les saisons de pointe. Cela est la pratique en Caroline du Nord (Duke Energy Carolinas) et n'est pas étranger à la pratique d'HQD pour la tarification de la puissance au-delà de 50 kW dans le tarif D (qui disparaîtrait avec le tarif DP). La technologie des compteurs AMI permet ce genre de chose. C'est une tendance déjà observée à travers les États-Unis, bien qu'encore peu fréquente (voir section 2.2).
3. **Zones climatique.** À l'instar de la Californie et du Mexique, des zones climatiques devraient être créées pour définir des seuils pour les tranches tarifaires. Ces seuils seraient basés sur des besoins en chauffage différents selon les régions. Des zones plus fines que les deux zones actuelles devraient être créées, qui séparent le Québec en seulement deux zones : plus ou moins de 6 000 DJC annuels (voir la note de bas de page 4).
4. **Programmes ciblés pour les MFR.** Dans la continuité des programmes d'aide à l'efficacité énergétique spécifiques aux MFR, HQD devrait miser sur des approches très ciblées pour venir en aide à cette clientèle. Le gouvernement du Québec devrait arrimer ses politiques de logement social et d'efficacité énergétique dans les bâtiments résidentiels pour venir en aide à cette clientèle. Les besoins en chauffage des locaux représentant de 55% à 67% des besoins énergétiques des ménages québécois (Whitmore et Pineau, 2016), la meilleure approche pour aider cette clientèle est de l'aider à réduire sa demande en chauffage. Au lieu de faire référence aux MRF pour contribuer à justifier certaines décisions, comme l'augmentation du seuil de la première tranche pour les consommateurs résidentiels, des politiques publiques explicites et ciblées devraient être mises en œuvre. L'objectif devrait être d'aider efficacement les MFR sans que l'approche ne bénéficie aussi à des groupes n'en ayant pas besoin, ce qui a la conséquence de faire reposer un fardeau plus grand sur le groupe qui assume les coûts. Nous reviendrons sur ce sujet dans la section 5.

Ces pistes de solutions ont l'avantage d'introduire des signaux de prix qui permettraient d'aborder le futur avec plus de confiance, parce que moins de risques pèseraient sur la gestion du réseau électrique. Une plus grande efficacité serait introduite, permettant notamment de mieux intégrer les nouvelles technologies dans crainte de créer des déséquilibres financiers. Une plus grande équité serait aussi introduite.

Les changements suggérés feraient inévitablement en sorte que certains usagers se retrouveraient dans une situation tarifaire moins favorable. Ce désavantage doit être contré par des explications de la logique du changement, une description des bénéfices globaux qui seront atteints et des informations sur la manière de répartir ces bénéfices globaux. Il faut qu'une confiance existe dans la gouvernance globale du secteur et de la société pour envisager une transition sereine.

4. Balisages des tarifs généraux et industriels : structures et options tarifaires en Amérique du Nord

4.1 Balisage

Les tableaux 16, 17 et 18 présentent une synthèse des tarifs utilisés pour les usages généraux non résidentiels : agricoles, commerciaux et industriels. Bien que nous présentions une catégorie de tarifs industriels séparément, cette distinction n'est pas toujours clairement faite par les distributeurs. Certains choisissent d'utiliser simplement des catégories basées sur la puissance. Les tableaux montrent une variation très importante dans les options offertes et les structures utilisées.

D'abord, la charge de puissance varie énormément d'une entreprise à l'autre et d'un tarif à l'autre. Par exemple, Énergie NB impose 6,78 \$/kW pour son tarif industriel, alors que South Carolina Public Service Authority demande plutôt 23,29 \$/kW pour la même catégorie d'utilisateurs. De plus, certains tarifs commerciaux ne contiennent aucune charge de puissance. La variation s'étend également aux structures pour les charges de puissance : plusieurs entreprises utilisent un prix uniforme, alors qu'Idaho Power, Duke Energy Carolinas et New Hampshire Electric Cooperative distinguent deux blocs.

Ensuite, plusieurs des structures par tranches de consommation sont dégressives alors que d'autres sont progressives. Par exemple, les tarifs commerciaux de Nashville Electric Service et Pacific Power ont un prix par kWh diminuant à travers les blocs. Il n'existe pas de tendance claire à travers toutes les entreprises et tous les tarifs sondés, puisque plusieurs autres utilisent plutôt des tranches progressives (ou une structure sans tranche).

Malgré cette variation, on peut dégager quelques points communs. D'une part, le prix demandé pour l'énergie est souvent beaucoup plus bas pour les catégories commerciales et industrielles que pour la catégorie résidentielle. Par exemple, Northern States Power (Minnesota) demande entre 8 et 9,4 ¢/kWh pour les clients résidentiels, alors que le tarif général A14, qui inclut les clients industriels, situe plutôt ce prix entre 1,4 et 3,2 ¢/kWh. Une charge variable pour la puissance est toutefois demandée. La même différence s'observe chez Florida Power & Light, dont le prix pour l'énergie descend à moins de 1 ¢/kWh pour les clients industriels.

Le cas de Florida Power & Light illustre toutefois une autre variation importante, celle de la portion occupée par la charge fixe dans la facture finale du consommateur. Malgré le faible prix de l'énergie dans son tarif industriel, Florida Power & Light impose des frais fixes de 1 620 \$ à ces clients. Nashville Electric Service, Southern California Edison et EPCOR chiffrent aussi ces frais en milliers de dollars. À l'autre extrême, plusieurs distributeurs n'imposent aucune charge fixe, et certains utilisent plutôt une facture minimale.

Tableau 16. Synthèse des tarifs agricoles

	Type de tarif	Red. \$/mois	Ajustements (le cas échéant)		c/kWh (T+D+S)	kWh bloc 1	c/kWh	Au-delà	Surcharges (c/kWh sauf indication)	Facture minimale
HQ Distribution										
EPCOR Edmonton	Irrigation	Pas de détails disponible								Redevance
BC Hydro	Exempt Residential Service Rate for farms	5,87					9,93			
Manitoba Hydro										
Energie NB										
Nova Scotia Power Inc.										
Maritime Electric										
Saskpower	Farm rate	32,61	>50 kVA	11,981/kVA		16 000	11,80	5,12		Redevance + 4,54\$/kVA pour demande max. >50kVA
Newfoundland Power										
Toronto Hydro										
Puget Sound Energy	Irrigation	10,04	> 50 kW	4,35/kW (été) 8,83/kW (hiver)		20 000	6,95 (été) 9,74 (hiver)	6,05 (été) 7,55 (hiver)		Été - Bloc 1: 6,27, 5,37 au-delà Hiver - Bloc 1: 9,06, 6,88 au-delà + autres composantes
Seattle City Light										
Idaho Power	Agricultural irrigation service (schedule 24)	22 (été) 3,5 (hiver)		7,01/kW (été) 0/kW (hiver)		164 kWh/kW	5,79 (été) 6,65 (hiver)	5,49 (été) 6,65 (hiver)		+ajustements
DTE Energy										
Nashville Electric Service										
Florida Power & Light										
Green Mountain Power										
Northern States Power - Minnesota (Xcel Energy)										
Georgia Power	Farm service FS-10 (autres tarifs disponibles, dont irrigation, seasonal agricultural service, agricultural process)	11,00				650	17,60 (été-pointe) 5,99 (été hors pointe) 5,99 (hiver)	17,60 (été-pointe) 5,99 (été hors pointe) 3,33 (hiver)		3
Pacific Power	Agricultural pumping (#41)	0,00	triphasé >50 kW triphasé >300kW	310 1 210	3,93	100 kWh/kW	5,86 (été) 8,59 (hiver)	5,86 (été) 5,86 (hiver)		0,17c/kWh + autres composantes
Commonwealth Edison										
Consolidated Edison										
South Carolina PSA										
Duke Energy Carolinas										
Southern California Edison	TOU-PA-3 TOU Pumping and Agricultural - large (rate A) (10 tarifs)	212,63	8,59/kW (dist.) 2,68/kW (trans.)	≤50kV 0,55/kVAR >50kV 0,47\$/kVAR	2,25	TDT	2,81 (creuse) 4,4 (médiane) 8,54 (pointe) (été) 3,23 (creuse) 4,05 (médiane et pointe) (hiver)			-0,022
Massachusetts Electric	Farm discount: 10%									
Village of Rouses Point										
New Hampshire Electric Coop										
Flathead Electric Coop	Irrigation (IRR01)	46,79	4,83/kW			TDT	3,82 (creuse et médiane) 5,59 (pointe) (été) 3,64 (creuse) 4,1 (médiane) 7,06 (pointe) (hiver)			
Long Island PA										
Mexique / Commission Fédérale de l'Electricité	Tarifa 9 (irrigation)					5 000	3,63	Bloc 2: 10 000 kWh 4,03 Bloc 3: 20 000 kWh 4,36	4,82	

Tableau 17. Synthèse des tarifs commerciaux

	Nom	Domaine d'application	Red. \$/mois	\$/kW	¢/kWh (T+D+S)	kWh bloc 1	¢/kWh	Au-delà	Surcharges et commentaire (¢/kWh sauf indication)
HQ Distribution	Tarif G	Puissance minimale <65 kW	12,33	> 50kW 17,31		15 090	9,71	6,60	Crédits accordés (/kW) si alimentation haute tension.
EPCOR Edmonton	Price Schedule DAS- SC	< 50 kVA	14,61		5,39		4,45		
BC Hydro	Small General Service rate	< 35 kW	7,04				11,16		5% du total, moins crédits selon la tension au compteur
Manitoba Hydro	General service small (2016-20)	≤200 kVA	21,20	> 50kVA 9,77		11 000	8,33	Bloc 2: 8 500 kWh 5,78	3,82
Energie NB	Usage général I (ordinaire)		22,52	> 20kW 10,37		5 000	12,97	9,20	
Nova Scotia Power Inc.	Small General Tariff	Consommation ≤ 32 000 kWh/an	12,65			200	15,43	13,61	Fuel adjustment
Maritime Electric	General Service Rate		24,57	> 20kW 13,43		5 000	16,64	10,90	
Saskpower	Supplied transformation rate (urban)	Entre 75kVA et 3000 kVA	54,02	> 50kVA 14,55		16 750	11,12	7,15	
Newfoundland Power	Rate 2.1 General Service	0-100 kW	21,14	6,69 (été) 9,19 (hiver)		3 500	9,62	6,85	Maximum de 19¢/kWh
Toronto Hydro	General Service Time-of-Use rates	< 50 kW	38,71		4,41	TD	8,7 (creuse) 13,2 (médiane) 18 (pointe)		Grand nombre de petites surcharges spécifiques
Puget Sound Energy	General service (Schedule 24)	< 50 kW	10,16				9,44 (été) 9,75 (hiver)		Grand nombre de petites surcharges spécifiques
Seattle City Light	Small general service (SMC)	< 50 kW					8,48		Facture minimale de 7,80\$ et différenciée selon les secteurs.
Idaho Power	Small general service (7)	≤ 2 000 kWh/mois	5,00			300	9,77	11,64 (été) 10,26 (hiver)	+ ajustements
DTE Energy	General service rate (D3)	< 1 000 kW	8,78		3,59		7,55		+ ajustements
Nashville Electric Service	General power rate (Schedule GSA-2)	50 à 1 000 kW ou < 50 kW mais > 15 000 kWh	156,87	1,5 > 50 kW 14,14 (été) > 50 kW 13,25 (non-)		15 000	11,08 (été) 10,77 (hiver) 10,58 (sinon)	6,55	+ajustement variable de mois en mois
Florida Power & Light	General service demand (GSD-1)	20 à 500 kW	20,24	8,26	2,17		2,50		+ajustements
Green Mountain Power	General service rate schedule (#6)	< 200 kW et < 7 600 kWh	18,59	> 5kW 11,21		500	14,45	Bloc 2: 3*(peak kW - 5kW)*nb de jours 14,45	9,97 +ajustements annuels
Northern States Power - Minnesota (Xcel Energy)	Small general service (A09, A10, A11, A13)		8,00				8,79 (été) 7,43 (hiver)		3
Georgia Power	Small general service (GS-10)	≤ 3 000 kWh ≤ 30 kW	18,00			25	0	10,32	3
Pacific Power	Small general service #23	≤ 30 kW	17,35	> 15kW 5,23 0,65/kVAR		3 000	9,94	8,35	3% + ajustements
Commonwealth Edison	Small load delivery (BES)	< 100 kW	25,48	6,42			4,97 (été) 5,13 (hiver)		+ multiples petits frais
Consolidated Edison	General small rate SC-2 rate II (time-of-	< 10 kW	31,32		11,65	TD	été 9,2 (creuse) 25,18 (pointe) hiver 9,25 (creuse) 12,4 (pointe)		+ ajustements
South Carolina PSA	General service (GA-16)	≤ 50 kW	21,00				11,25 (été)		+ ajustements (carburant, ventes)
Duke Energy Carolinas	General service, building construction service (BC)		19,39			50	8,38	6,63	+ ajustements
Southern California Edison	General service non-demand, small businesses (GS-1)	≤ 20 kW	23,67		7,31		8,93 (été) 5,93 (hiver)		-0,468 et d'autres crédits liés au voltage
Massachusetts Electric	General service - small commercial and industrial G1	≤ 10 000 kWh ≤ 200 kW	10,00		9,99		4,91		0,967
Village of Rouses Point	General service - non-demande metered (Service classification no. 2)	< 5 000 kWh	1,00				2,04		+ ajustement pour achat d'électricité
New Hampshire Electric Coop	Basic 3 phase time of use with critical peak	< 50 kW	57,86		5,73	TD	27,17 (pointe) 7,02 (creuse) (inclut le Regional Access Charge)		0,41
Flathead Electric Coop	Medium general service Northwest (MGS01)	50-100 kW	38,47	2,47			5,10		
Long Island PA	General service - small (service classification no. 2)	< 7 kW	10,80	1,29/kVAR			11,36 (été) 9,47 (hiver)		11,33
Mexique / Commission Fédérale de l'Electricité	Commercial général basse tension : Tarifa 2 (2015 - 2016)	< 25 kW	4,05			50	0,15	Bloc 2: 50 kWh 18,38	20,25

Tableau 18. Synthèse des tarifs industriels

	Nom	Domaine d'application	Redevance (\$/mois)	\$/kW	c/kWh (T+D+S)	kWh bloc 1	c/kWh	Au-delà	Surcharges (c/kWh sauf indication)
HQ Distribution	Tarif L	≥ 5 000 kW		12,87			3,26		Crédits pour alimentation en moyenne et haute tension
EPCOR Edmonton	Primary commercial/industrial distribution connected	150 à 5 000 kVA	2 118,77	12,10	1,18		4,46		5,57% des achats horaires (volume x prix marché)
BC Hydro	Transmission service (1823)	> 60 kV		7,635/kVA			4,48		5% du total
Manitoba Hydro	General service large (2016-60)	750 V à 30 kV		8,29/kVA			3,59		
Energie NB	Usage industriel petite puissance	5 à 750 kW		6,78		100 kWh/kW	13,16	6,21	
Nova Scotia Power Inc.	Small industrial tariff	< 250 kVA ou 225 kW		7,714/kVA		200 kWh/kVA	10,45	8,07	
Maritime Electric	Large Industrial Rate	> 750 kW		14,50			6,75		
Saskpower	Customer-Owned Transformation Rate- Standard Rate (E07)	75 à 3 000 kVA	225,98	13,011/kVA			6,76		
Newfoundland Power	Rate 2.4 General service	≥ 1 000 kVA	86,15	4,97 (été) 7,47 (hiver)		75 000	7,67	6,08	
Toronto Hydro	General service	> 5 000 kW	3 806,24	6,4841 5,82/kVA		TDT	8,7 (creuse) 13,2 (médiane) 18 (pointe)		
Puget Sound Energy	Primary - Large demand general service (schedule 31)	> 600 V	356,91	9,29 (été) 13,21 (hiver)			5,73		+ ajustements
Seattle City Light	High demand general service (HDC)	≥ 10 000 kW		2,08 (pointe) 0,22 (creuse)		TDT	4,91 (creuse) 7,32 (pointe)		Facture minimale de 1 744,50\$/mois
Idaho Power	Large power service (schedule 19 secondary)	> 1 000 kW	39,00	6,86 (creuse) 7,88 (pointe) (été) 5,17 (hiver)		TDT	été 4,49 (creuse) 5,06 (médiane) 6,39 (pointe) hiver 4,18 (creuse) 4,70 (médiane et pointe)		0,8
DTE Energy	Primary supply rate (D11)	> 50 kW	275,00	<24kV 3,38 24-41,6kV 1,34 >120kV 0,88 14,65 (pointe, en sus)			3,51 (creuse) 3,81 (pointe)		+ ajustements
Nashville Electric Service	Manufacturing service rate (schedule MSD)	> 25 000 kW	2 350,00	11,82 (été pointe) 10,93 (hiver pointe) 2,30 (creuse)			été 7,11 (pointe) + 4,78*ratio (bloc 1 de 200h) + ... hiver 6,04 (pointe) + 4,99*ratio (bloc 1 de 200h) + ... autres mois 5,07 (pointe) + 5,07*ratio (bloc 1 de 200h) + ...		0,34 + 1,46\$/kVAR au-delà de 33% de la demande
Florida Power & Light	General service large demand (GSLD-3)	> 2 000 kW et > 69 kV	1 620,94	10,29	1,13		2,43		+ ajustements
Green Mountain Power	Commercial and industrial time-of-use rate schedule (#63/65)	> 200 kW ou > 7 600 kWh	91,61	20,24 (pointe) 1,22 (creuse)		TDT	7,51 (creuse) 8,83 (pointe)		
Northern States Power - Minnesota (Xcel Energy)	General (A14)	> 1 000 kW	25,75	14,07 (été pointe) 9,96 (hiver pointe)		400h x demande	3,2	1,4	7,75% + ajustements + surcharges si transformation du courant
Georgia Power	Power and light large (PLL-11) (même catégorie que commercial)	> 500 kW	21,00	9,53		3 000	13,26	Bloc 2: 7 000 kWh, 12,03 Bloc 3: 190 000 kWh, 10,26	7,91 + ajustements
Pacific Power	Large general service 1000kW and over (#48 primary)	> 1 000 kW	460	8,55 (pointe) 1,25 (creuse)		TDT	4,71 (creuse) 4,81 (pointe)		3% + ajustements
Commonwealth Edison	Extra large load	> 10 000 kW	1 215,73	5,23 (secondaire)			4,97 (été) 5,13 (hiver)		1,74 + autres ajustements
Consolidated Edison	General large SC-9, rate I, low-tension	> 10 kW	142,06	11,21 >5kW 21,82 (été) 17,22 (hiver)	2,36		0,0769 (prix maximal pour 2015: prix variant selon		+ ajustements
South Carolina PSA	Large general service (GL-16)	> 300 kW	25,00	23,29			4,65 (été) 3,65 (hiver)		+ ajustements
Duke Energy Carolinas	Industrial service (I)	Manufacturier	19,27	>30kW 4,47		125 kWh/kW	3 000 kWh à 11,89	87 000 kWh suivant, 6,84	6,56 + ajustements
Southern California Edison	TOU-8 Time-of-use general service - large	> 500 kW	2 102,75	24,25 (été pointe) 10,80 (été hors-pointe) 7,76 (hiver)	1,82	TDT	été 2,57 (creuse) 4,07 (médiane) 5,97 (pointe) hiver 3,18 (creuse) 3,97 (médiane et pointe)		+ ajustement (critical peak, crédits, voltage)
Massachusetts Electric	General service time-of-use G3	> 200 kW ou > 7 600 kWh	223,00	5,75	8,71	TDT	0,54 (creuse) 1,29 (pointe)		+ ajustements
Village of Rouses Point	Large general service (service classification no. 4)	Voltage primaire	1,00	1,50			1,05		+ ajustements (achat d'énergie)
New Hampshire Electric Co	Industrial	≥ 150 kW	518,67	>60kW 8,68	2,62		7,62		+ ajustements
Fiathead Electric Coop	Industrial service Northwest Montana time-of-use (IND01)	> 1 000 kW	350,81	7,21 (pointe)		TDT	été 2,98 (creuse) 4,37 (pointe) hiver 2,84 (creuse) 3,02 (médiane) 5,51 (pointe)		
Long Island PA	Large general and industrial service with multiple rate periods (secondary, rate 285)	> 145 kW	304,80	22,44 (pointe) 5,34 (médiane)		TDT	2,91 (creuse) 4,35 (médiane) 5,43 (pointe)		+ ajustements de 8,56 à 11,50 c/kWh pour le coût du carburant et autres.
Mexique / Commission Fédérale de l'Electricité (SCan)	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión	Haute tension		9,18 à 17,91		TDT	5,22 (creuse) 6,144 (médiane) 15,88 (pointe)		

Catégories tarifaires fondées sur l'usage

L'échantillon couvert présente une importante variation dans les options tarifaires pour usages spécifiques. Dans les paragraphes qui suivent, nous présentons des informations sur les principaux cas, tirés du balisage et de recherches plus ciblées.

Activités agricoles

En premier lieu, plusieurs entreprises offrent des tarifs spécifiques pour les activités agricoles, de pompage, ou d'irrigation. Pour la majorité de ces cas, une seule option est disponible, mais certaines entreprises en offrent plusieurs : par exemple, Southern California Edison offre une dizaine de tarifs différents, incluant une tarification différenciée dans le temps. Dans d'autres cas, le nombre d'options est limité, et l'unique tarif général comprend une charge de puissance. Les tarifs pour ces usages sont plus fréquents dans les entreprises américaines, puisque seul BC Hydro et SaskPower offrent cette option au Canada.

Comme le reste des tarifs commerciaux, les tarifs pour activités agricoles, de pompage ou d'irrigation se déclinent sous différentes formes, avec des charges fixes en plus d'une tarification pour la puissance et la consommation. Georgia Power utilise même une structure différente selon la saison, imposant un premier bloc de 650 kWh avec une tarification dégressive l'hiver, mais n'utilise pas de tranche pour l'été et plutôt une distinction entre périodes de pointe et creuse. Autrement, les structures par tranche, lorsqu'elles sont utilisées, sont dégressives.

Industrie serricole

Pour ce qui est des serres, le balisage a identifié un tarif spécifique pour leur éclairage (excluant donc le chauffage) offert au Michigan par DTE Energy. Le prix est moins élevé pour cet usage que le tarif commercial applicable – pour les frais fixes comme pour les charges de consommation – si l'éclairage est mesuré séparément. Ailleurs, un support plus indirect est parfois observé, souvent en lien avec des objectifs de développement économique. C'est le cas de l'Ontario, par exemple, où les serriculteurs font partie des entreprises éligibles au programme Industrial Electricity Incentive, qui offrait entre 2012 et 2014 une réduction pour les nouvelles installations ou les agrandissements d'installations existantes.

Stations de ski

Les tarifs spécifiques et entente spéciales semblent également hors-normes pour les stations de ski. Dans l'échantillon d'entreprises américaines, seule la New Hampshire Electric Cooperative offre un tel tarif. Ce tarif est dans les faits assez avantageux, parce qu'il élimine un frais fixe de 975\$ ($\leq 1\ 000$ kVA) ou 1 127\$ ($> 1\ 000$ kVA), tout en faisant passer les frais de distribution de 12,48 ¢/kWh (12,12 ¢/kWh pour la catégorie $> 1\ 000$ kVA) à 6,65 ¢/kWh ou même à 3,36 ¢/kWh si le service est fait sous contrat. Le coût de l'énergie est facturé en sus, au prix du marché.

D'autres cas existent toutefois hors de notre échantillon. Par exemple, au Vermont un contrat spécial a été offert par la Vermont Electric Cooperative, pour permettre une tarification à l'heure à la station Smuggler's Notch. Ce «Special contract #955» a été approuvé par le State of Vermont Public Service Board entre la coopérative et la station. Il a été valide de 2011 à 2013, mais ne semble plus être en vigueur depuis. Aucun document n'a pu être identifié indiquant ce qu'il s'est passé après.

Enfin, la coopérative de distribution d'électricité Holy Cross Energy, au Colorado, offre un tarif spécifique pour la station Aspen. Ce tarif est comparé avec le tarif commercial général dans le tableau suivant. Il est plus favorable en ce qui concerne la partie variable (énergie), mais plus coûteux pour les frais fixes et les frais de puissance.

Tableau 19. Comparaison du tarif spécifique (station de ski Aspen) avec le tarif général

	General services – Aspen ski company snowmaking/ski lift	General services – Large and irrigation (>50kW)
Frais fixes (\$/mois)	162	28
Puissance (\$/kW)	9,35	6,11
Consommation (¢/kWh)	3,805	6,485

Services publics et transport en commun

Pour ce qui est des usages particuliers liés aux institutions gouvernementales, il se trouve souvent des tarifs spécifiques. Il est ainsi commun pour les entreprises de l'échantillon d'avoir au moins quelques options pour l'éclairage des rues, l'éclairage de sécurité extérieur, et la signalisation routière, en plus de cas moins fréquents de tarifs pour la climatisation de l'espace ou le transport en commun. Pour ce dernier usage, trois cas sont à souligner :

- Florida Power & Light. Tarif « Metropolitan Transit Service » pour le métro de Miami (METRORAIL).
- XCel Energy (Minnesota). Tarif municipal « Light rail line tariff » pour le système léger sur rail de Minneapolis-St-Paul.
- Georgia Power. Tarif pour « Electric Transport Service », pour le transport électrique par rail.

Comme le reste des tarifs commerciaux, ces options varient grandement d'une entreprise à l'autre, allant d'un seul tarif pour éclairage à toute une liste d'usages très spécifiques pour ce type d'activité, incluant par exemple l'éclairage des autoroutes, des intersections, des traverses de chemin de fer, des projets de développement, ou l'éclairage à haut voltage.

Finalement, on offre parfois des tarifs à vocation de développement économique, pour des entreprises créant de l'emploi au-delà d'un certain seuil. Long Island Power Authority, par exemple, offre une réduction pour les consommateurs augmentant leur demande en créant des emplois sous certaines conditions, tandis que Florida Power & Light ajoute un crédit si le client industriel crée dix nouveaux emplois par 350 kW de demande additionnelle.

Principales caractéristiques et modalités d'application des tarifs différenciés

On retrouve plusieurs critères de différenciation pour les tarifs commerciaux et industriels, en commençant par la saison. Cette différenciation s'applique parfois non seulement au prix de l'énergie mais également à celui utilisé pour la puissance. La tarification différenciée dans le temps est disponible dans plusieurs cas, même parfois obligatoire après un certain seuil de puissance si un compteur intelligent est installé. Pour cette tarification, la différence entre le prix pour la puissance entre les périodes creuse et de pointe peut d'ailleurs être très importante : par exemple, Green Mountain Power demande 20,24 \$/kW en pointe, alors qu'elle ne charge que 1,22 \$/kW en période creuse. Des différences significatives à cet effet se retrouvent également dans les tarifs de Pacific Power et de Long Island Power Authority. Il faut également noter que certains des tarifs commerciaux et industriels différenciés dans le temps utilisent une période médiane distincte en plus des périodes creuse et de pointe.

D'autre part, Seattle City Light, Consolidated Edison, Southern California Edison, Flathead Electric Cooperative, et SaskPower différencient leurs tarifs par zone géographique, soit pour des raisons de coûts de service, distribution et transport, soit pour compenser des variations climatiques. Cette différenciation est discutée dans la section sur l'interfinancement plus loin dans ce document.

4.2 Principes tarifaires et analyse

D'une manière générale, les tarifs généraux et industriels sont mieux conçus pour encourager une efficacité statique (attribut 4), en ayant des composantes tarifaires pour la puissance et l'énergie beaucoup plus explicites.

Puissance

Ainsi, six des 11 distributeurs ayant un tarif agricole tarifent la puissance, 12 des 31 tarifs commerciaux aussi et tous les tarifs industriels, à l'exception de deux (Seattle City Light et Massachusetts Electric), ont un prix pour la puissance. Cela reflète directement l'importance dans la conception de ces structures tarifaires de bien signaler les coûts induits par les usages. Dans les tarifs industriels, 12 des 29 tarifs de puissance ont même une dimension de différenciation saisonnière ou entre les périodes creuses et de pointe, ce qui souligne un degré de raffinement tarifaire avancé. Cela signale une réalité sur les limites du réseau qui doit permettre, en théorie du moins, de rendre les usages plus efficaces.

Même si les usages commerciaux et industriels sont de nature différente et moins cyclique que les usages résidentiels (qui suivent le rythme de vie des ménages et des conditions météorologiques beaucoup plus que dans le secteur commercial, et surtout industriel), la tarification de la puissance dans les secteurs non résidentiels contribue à obtenir un facteur d'utilisation plus élevé pour ces usagers, qui peut notamment s'illustrer, dans le cas québécois, par le graphique 2. Dans ce graphique, on observe ainsi des appels de puissance mensuels beaucoup plus stables pour la clientèle générale et les grands clients industriels. La puissance mensuelle maximale ne représente ainsi que 1,77 fois la puissance minimale pour les clients commerciaux, et 1,16 pour les grands clients industriels, alors que chez les clients domestiques ce ratio est de 3,15. Si le chauffage électrique explique évidemment en grande partie ce ratio très élevé, le fait qu'aucune tarification de la puissance ne s'applique pour l'immense majorité des clients résidentiels ne peut que contribuer à ce phénomène. Inversement, la tarification de la puissance chez les clients non résidentiels permet d'«aplatir» des courbes de charge déjà moins variables.

Énergie

Au niveau de la composante énergie, dans les tarifs commerciaux, trois groupes se distinguent :

- Utilisation de tranches de consommation chez 15 distributeurs, dont certains avec plus de deux tranches (Manitoba Hydro et au Mexique). Plus des deux tiers des prix de l'énergie sont dégressifs. Les distributeurs Idaho Power, Georgia Power, de Rouses Point (NY) et mexicain ont cependant des tarifs progressifs.
- TDT pour trois distributeurs, avec dans certains cas des tarifs de «pointe critique» extrêmement dissuasifs. La Southern California Edison fait ainsi passer son prix de l'énergie à 129,36 ¢ (soit 1,29\$/kWh) durant ces pointes.
- Prix fixe de l'électricité dans les 16 autres tarifs du tableau 17. Dans huit cas, cependant, il y a des différenciations saisonnières (été/hiver) dans le prix

Pour les consommateurs industriels, les tranches de consommation sont beaucoup moins répandues (seulement six distributeurs en offrent). Un prix fixe est offert dans 12 cas, incluant deux cas avec tarification saisonnière (Commonwealth Edison et South Carolina PSA). La TDT est proposée par 11 distributeurs avec, dans quelques cas, des prix variant avec les saisons, en plus des périodes horaires (creuse, médiane et pointe).

Dans un cas (Nashville Electric Service), une tarification extrêmement complexe de l'énergie, utilisant des prix horaires, saisonniers et variant selon des proportions d'usage de blocs de consommation rend à toute fin pratique la compréhension du tarif quasi impossible. Clairement, dans ce cas, l'attribut de simplicité (#9) et celui sur l'absence de controverse sur l'interprétation (#10) font cruellement défaut.

Pour le distributeur de la ville de New York (Consolidated Edison), aucun prix de l'énergie n'est pas fourni : c'est le fournisseur d'énergie qui le fixe, au prix de marché. Ce prix étant très élevé dans cette région, peu d'industries énergivores s'y installent. Notons que pour la puissance, Consolidated Edison impose un tarif dès 10 kW, de manière progressive et très agressive : les cinq premiers kW sont à 11,21\$/kW. Au-delà, le prix du kW passe à 21,82\$ l'été et à 17,22\$ l'hiver. Cela induit conséquemment des contraintes économiques très fortes sur la rationalisation des usages commerciaux.

Redevances et proportion des coûts fixes

Il y a beaucoup de variabilité dans les niveaux de redevances, surtout dans les tarifs industriels. Dans ce groupe d'usagers, elles vont de rien du tout, dans huit cas sur 31 (dont six au Canada), jusqu'à plusieurs milliers de dollars (Edmonton, Toronto, Nashville et Southern Carolina Edison). Avec le prix de la puissance, ces sources de revenus fixes (ou du moins indépendantes du niveau de consommation) permettent de couvrir une proportion beaucoup plus grande des coûts fixes du service d'électricité que dans pour la clientèle résidentielle.

Si une analyse de la proportion des coûts fixes et des revenus fixes pour chacun des distributeurs dépasse le mandat de ce travail, il est clair que pour HQD, un bien meilleur équilibre existe pour cette catégorie d'usagers. Ainsi, pour les deux principaux tarifs commerciaux (G et M), 46,7% et 51,5% des revenus sont fixes, respectivement, alors que 57,5% et 44,3% des dépenses le sont aussi. HQD est donc mieux protégé pour cette clientèle contre les risques énoncés à la section 2.4. Pour le tarif industriel L, 48,5% des revenus sont fixes, contre 27,8% des dépenses. Mais cette faible proportion des dépenses fixes cache le fait qu'il y a, dans la fourniture d'énergie (considérée variable), une partie puissance qui est fixe et qui n'est pas considérée comme telle dans ce calcul. Cette faible proportion indique simplement que peu des coûts fixes de HQD sont liés aux grands clients industriels, qui posent donc un risque moins important en ce qui a trait à la génération de revenu pour contribuer à payer les infrastructures. Par contre, évidemment, comme il y a peu de ces grands clients industriels, la perte même d'un petit nombre d'entre eux peut créer un certain déséquilibre, parce que leur consommation est très importante (voir tableaux 12 et 14).

Orientations tarifaires d'HQD

Hormis l'introduction d'un tarif DP discuté précédemment, les principales orientations tarifaires présentées par HQD (2016b) sont les suivantes :

- Borne de recharge pour VÉ. Introduction du tarif expérimental BR, sans prime de puissance, avec trois tranches pour l'énergie (à 11,00 ¢/kWh, 20,65 ¢/kWh et 16,23 ¢/kWh). Ce tarif vise les bornes de recharge rapide (400 V est plus, plus de 50 kW) et ne comporte aucune mécanisme pour dissuader la coïncidence avec des pointes d'usage dans le réseau.
- Pas de changement dans le tarif serricole et celui de développement économique,

En d'autres mots, aucune modification significative n'est prévue à court terme dans les structures tarifaires.

4.3 Diagnostic des structures et options tarifaires actuelles d'Hydro-Québec

Comme pour la structure tarifaire résidentielle, les structures tarifaires d'HQD pour les usagers d'affaires et industriels sont plus simples que la plupart des structures étudiées dans ce balisage. Cette simplicité est évidemment positive, d'autant plus que dans ces cas ci, contrairement au tarif domestique, les signaux de prix sont présents pour les principaux éléments à la source du coût de service : la puissance maximale demandée et l'énergie utilisée.

Il pourrait toutefois y avoir lieu de raffiner certains prix (puissance et énergie) selon les saisons ou les périodes. Cela est déjà le cas pour certaines options tarifaires d'HQD (tarifs GD, interruptible, H et LD⁶), mais ces tarifs ne touchent qu'une très petite portion de la clientèle d'HQD et de ses ventes. Ces tarifs sont soit très spécifiques (GD et LD, pour venir en secours à des autoproducteurs), soit optionnels : n'y adhèrent que les clients qui le souhaitent (et dont les opérations sont assez flexibles pour le permettre), si cela leur est profitable. Ces TDT n'envoient donc pas de signal global sur l'état du système, et ne sont pas de nature à le faire évoluer significativement.

Aussi, bien que la majorité des clients et du volume des ventes soit liée à un petit nombre de tarifs (G, M, LG et L), il en existe un grand nombre, avec beaucoup d'options. Certains de ces tarifs sont liés à des usages ou des situations particulières : photosynthèse, réseaux autonomes, développement économique. Ce ne sont clairement pas des tarifs visant à posséder le plus grand nombre d'attributs désirables d'une structure tarifaire (tableau 11), mais qui cherchent à répondre à des intérêts spécifiques qui dépassent la simple fourniture d'électricité, de la manière la plus efficace possible. Ce type d'approches n'est certainement pas unique à la situation québécoise, comme le balisage l'a montré, avec les différents tarifs présentés fondés sur l'usage. HQD semble être dans la moyenne des distributeurs en ce qui concerne ce type de tarifs. Par contre, une vigilance constante doit être exercée pour ne pas multiplier ces tarifs spécifiques, qui ne participent pas à une gestion optimale du réseau électrique. À terme, leur prolifération peut au contraire créer différents problèmes dans les attributs désirables liés aux coûts : efficacité statique (4), reflet de tous les coûts (5), juste allocation (6), absence de discrimination (7), efficacité dynamique (8) et, évidemment, simplicité (9). En effet, ces tarifs spécifiques peuvent créer des catégories d'usagers qui ne sont pas soumis aux mêmes contraintes et développent des habitudes possiblement inefficaces et inéquitables envers les autres usagers. Par exemple, il serait possible d'imaginer des VÉ exposés à un tarif BR qui se branchent à une heure de pointe, entraînant des coûts importants pour le réseau, bien supérieurs au prix payé par l'utilisateur. Le fardeau sur les autres catégories de consommateurs augmenterait de manière inéquitable.

4.4 Pistes de solution

Le diagnostic fait dans la section précédente n'est pas aussi problématique que celui sur les tarifs domestiques. Des améliorations pourraient néanmoins être apportées pour corriger les lacunes identifiées.

Deux pistes seraient particulièrement intéressantes à explorer :

1. **Grille tarifaire davantage basée sur des paramètres explicites.** Au lieu de créer des catégories de consommateurs (domestique, agricoles, affaires, grands clients) et des tarifs qui leur sont offerts, une grille tarifaire basée sur les paramètres de consommation explicite devrait être mise de l'avant. C'est déjà le cas, dans une certaine mesure avec certains niveaux de prix (monophasé ou triphasé) et certains crédits (selon l'alimentation en moyenne ou en haute tension), mais ces paramètres de consommation devraient davantage être mis de l'avant. Cela créerait une

⁶ Ces tarifs ne sont pas présentés dans ce rapport. Voir les documents annuels «Tarifs d'électricité» et «Grille des tarifs d'électricité» d'HQD, disponibles sur le site <http://www.hydroquebec.com/publications/fr/loi-reglements-conditions-service-electricite/>.

structure tarifaire davantage basée sur les coûts induits. Elle serait plus transparente et plus équitable. Ces paramètres pourraient inclure : l'alimentation en monophasé ou triphasé, le niveau de tension, la puissance maximale utilisée, et aussi des éléments géographiques et temporels. Le lieu et le moment représentent en effet des dimensions très importantes dans l'évolution des coûts de service. Les ignorer contribuera à introduire de l'inefficience dans les structures tarifaires.

2. **Programmes d'aide explicites et temporaires.** Si pour certaines raisons liées aux politiques publiques en vigueur des aides sont jugées importantes pour certains secteurs ou certaines régions, des mécanismes clairs et ayant une durée limitée dans le temps devraient être employés. Évidemment, de tels programmes et mécanismes ne devraient pas être utilisés, sauf dans des cas exceptionnels. Les contrats spéciaux accordés à certains grands clients industriels (tableau 12) devraient être soumis à cette approche.

Les avantages de ces pistes de solution sont de rendre plus transparent et plus efficaces les structures tarifaires. Leurs inconvénients sont d'ajouter certains éléments de complexité et, en changeant le statu quo, de créer des usagers qui vont faire face à de nouveaux signaux tarifaires. Inévitablement, ces nouveaux signaux bénéficieront à certains et nuiront à d'autres. Il est donc important de bien étudier les éventuels changements, d'informer les usagers et de prévoir des mécanismes de support pour accompagner adéquatement toutes les clientèles.

5. Interfinancement

5.1 L'interfinancement au Québec

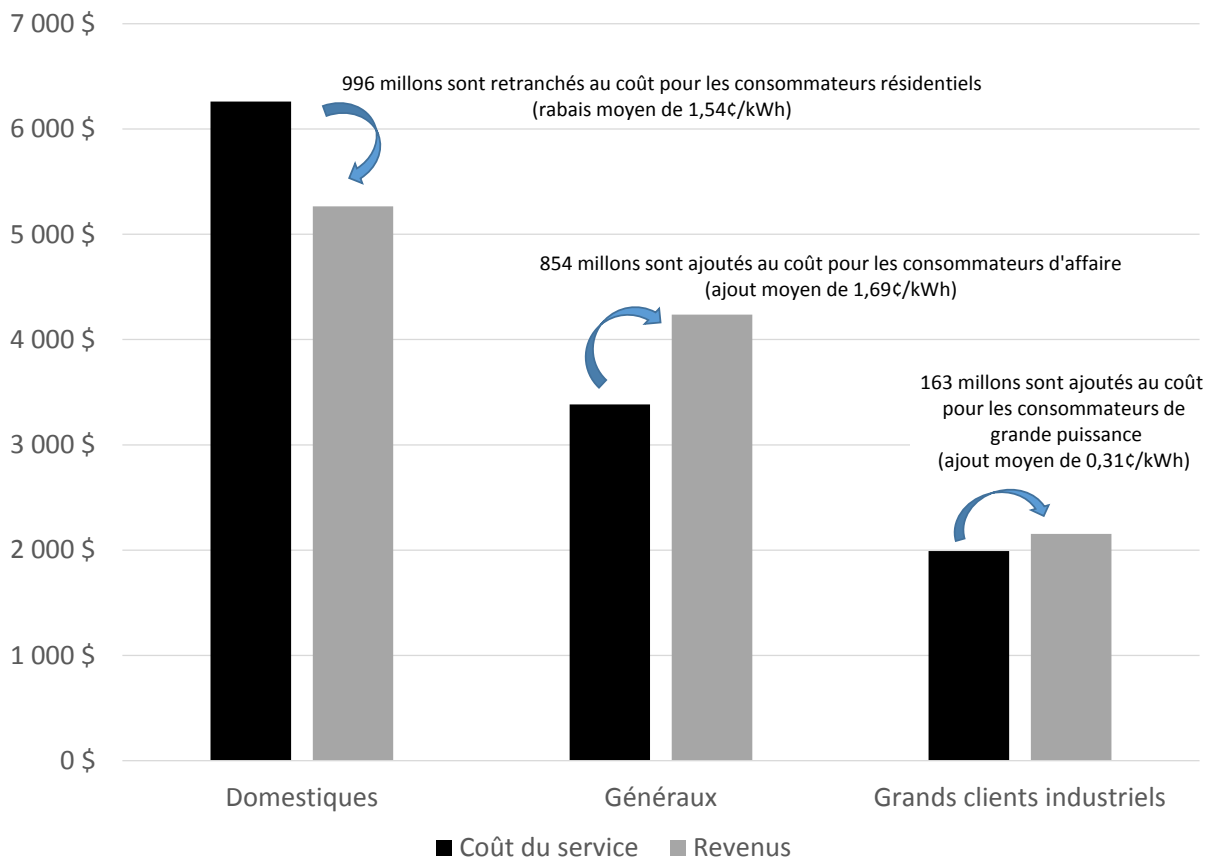
Deux grands principes créent de l'interfinancement au Québec :

1. La réallocation explicite de coûts de service d'une catégorie de consommateur à une autre. C'est ce qui est généralement appelé «interfinancement»;
2. L'uniformité territoriale de la tarification entre les régions québécoises.

Interfinancement par réallocation des coûts

L'interfinancement du premier type est une subvention croisée entre catégories de consommateurs. Il est basé sur un «pacte social» (voir HQD, 2002) qui permet aux citoyens québécois de bénéficier de bas prix de l'électricité, non seulement parce qu'elle est produite à relativement faible coût dans les infrastructures de production d'Hydro-Québec, mais aussi parce que les consommateurs résidentiels peuvent compter sur une contribution des autres catégories de consommateurs. Au Québec, bien que le pacte social sur lequel repose l'interfinancement ne soit pas énoncé dans un document formel (aucun document ne rend véritablement explicite ce pacte social), l'interfinancement est protégé par la loi sur la Régie de l'énergie (article 52.1). Il bénéficie ainsi aux consommateurs résidentiels (clientèle domestique), alors que les consommateurs souscrivant aux tarifs généraux (affaires) et industriels (grande puissance) le financent. Le graphique 4 illustre le montant qui est ainsi retranché aux clients domestiques dans les revenus que les ventes doivent générer, et les montants qui sont ajoutés aux coûts que doivent couvrir les clients généraux et industriels à travers les revenus qu'ils génèrent.

Graphique 4. Illustration de l'interfinancement en 2017, millions de dollars (HQD, 2016a)



Les coûts du service illustrés dans le graphique 2 sont ceux tirés du tableau 13 et déjà illustrés dans le graphique 1. Ces coûts et les revenus anticipés pour l'année 2017 sont tirés du document *Répartition du coût de service* que HQD dépose chaque année à la Régie de l'énergie pour sa demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité.

Cet interfinancement contrevient aux attributs 6 et 7 (tableau 11), dans la mesure où des problèmes d'équité entre catégories de consommateurs sont présents, à travers cet interfinancement explicite.

Uniformité territoriale des tarifs

Le second type d'interfinancement qui a cours au Québec est lié au principe d'uniformité territoriale des tarifs (Loi sur la Régie de l'énergie, articles 49, paragraphe 11, et 52.1) : «La tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité». Comme les coûts de distribution ne sont pas les mêmes sur le territoire québécois, parce que dans les régions moins densément peuplées, l'étendue du réseau de distribution induit des coûts par usager qui sont supérieurs à ceux dans les zones plus denses, un certain niveau de subvention croisée existe entre les consommateurs «urbains» et les «ruraux». Tous les coûts de prestation sont agrégés puis divisés entre tous les consommateurs d'une même catégorie, sans que les usagers liés à des coûts de prestation plus élevés ne se voient traités différemment. Un problème d'équité verticale (attribut 6 du tableau 11) est donc présent : des consommateurs différents d'une même catégorie ne sont pas traités différemment dans leurs tarifs.

5.2 Discussion et analyse

L'échantillon utilisé dans le balisage contient quelques entreprises où une différenciation est appliquée aux tarifs en plus du type et de la quantité d'utilisation. Dans cette section, nous décrivons quelques-uns de ces cas, de façon à mettre en perspective l'interfinancement qui semble y être opéré et de le comparer aux principes sous-tendant l'interfinancement québécois. Il est à noter, et c'est un constat important de notre recherche, que rien de similaire à ce qui est fait au Québec en ce qui concerne l'interfinancement n'a été observé dans les juridictions étudiées.

Californie

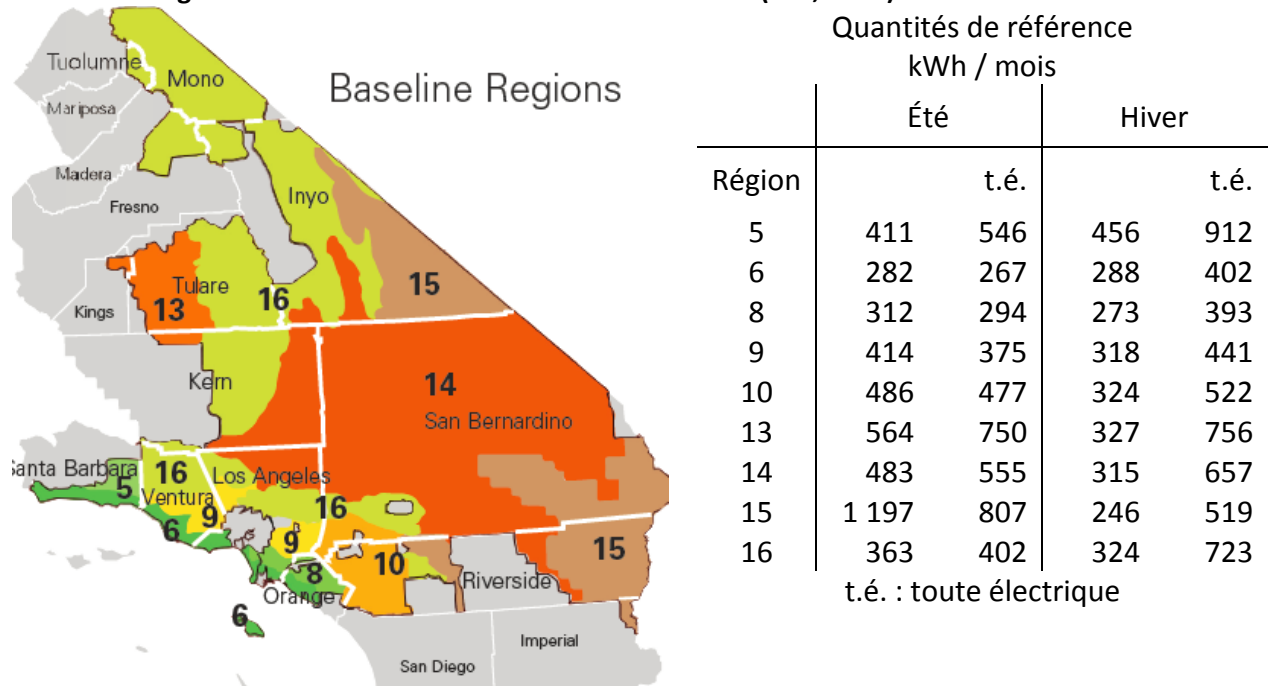
En Californie, Southern California Edison utilise une structure tarifaire résidentielle comportant des prix différenciés par tranches de tarification. Par contraste avec d'autres entreprises utilisant ce type de structure, les seuils utilisés pour ces tranches sont établis par la California Public Utilities Commission (CPUC) en fonction d'une quantité de référence (*baseline*). Cette quantité de référence sert de seuil pour la seconde tranche de tarification, et la tranche subséquente utilise un pourcentage de cette même référence (200 %).

La quantité de référence est calculée par la CPUC de façon à atteindre entre 50 et 60 % de la consommation moyenne d'électricité par résidence, ou entre 60 et 70 % lors des mois d'hiver. L'idée, mise en place dans le Warren-Miller Lifeline Act (1976), est de fournir une quantité d'électricité à bas prix couvrant une part significative des besoins énergétiques « raisonnables » des consommateurs résidentiels, avec l'objectif d'assurer des tarifs équitables et d'encourager la conservation (CPUC, 2016).

Cette quantité de référence varie en fonction de la saison (été et hiver), et du fait que la résidence soit considérée comme « toute électrique » ou non (voir le tableau 20). Ce dernier terme désigne les résidences dont la seule source d'énergie est l'électricité, celles chauffées par un système électrique, ou encore celles présentant une combinaison de ces deux caractéristiques. Pour les résidences toutes électriques, la quantité de référence est donc plus élevée, résultant en un seuil plus important permettant à l'utilisateur de couvrir ses besoins « raisonnables » sans être pénalisé par sa consommation plus importante d'électricité.

Toutefois, la quantité de référence varie également selon la zone géographique où le consommateur habite. Les consommateurs habitant les régions plus froides l’hiver voient leur quantité de référence (et donc le seuil de la seconde tranche, où les tarifs s’élèvent) augmentée l’hiver. Les consommateurs habitant les régions plus chaudes obtiennent quant à eux un seuil plus élevé pour la seconde tranche lors des mois d’été, où leur demande est plus forte pour la climatisation. En plus de la différenciation selon la saison et le type d’installation, il existe ainsi un interfinancement régional, puisque les différences de prix entre les zones allègent le fardeau tarifaire des consommateurs aux besoins plus élevés, lorsque ces besoins vont de pair avec leur situation géographique et le climat y étant associé.

Tableau 20. Régions tarifaires de la Southern California Edison (SCE, 2016)



Dans sa version originale, la loi AB327 (2013) modifiant les dispositions entourant la tarification de l’électricité de l’État, comportait une précision interdisant explicitement l’interfinancement, sauf lorsqu’il est possible de démontrer que cet interfinancement sert clairement les objectifs de la politique d’électricité résidentielle (California Legislative Information 2016a). Bien que certains des débats parlementaires entourant le projet de loi aient souligné le bien-fondé de ce principe (California Legislative Information 2016b), cette disposition fut finalement rayée du texte final, qui ne contient aucune mention de l’interfinancement.

L’interfinancement californien, qui s’applique également au territoire couvert par la Pacific Gas & Electric, vise ainsi à compenser la grande variabilité climatique du territoire et son impact sur la consommation d’électricité.

Seattle

Un autre cas apparent d’interfinancement selon la zone géographique est celui de Seattle City Light, qui fait partie du gouvernement municipal de la ville de Seattle. L’entreprise offre des tarifs résidentiels, commerciaux et industriels différenciés selon la zone géographique. Ces zones correspondent à la ville de Seattle (City), ses banlieues (Suburban), et quatre autres villes entourant Seattle (Tukwila, Shoreline, Burien et Seatac). À celles-ci s’ajoute une septième zone (Network), associée principalement au centre-ville de Seattle.

La variation dans ces tarifs est présentée par l’entreprise comme étant une question de coût. L’un des facteurs expliquant cette variation est que les tarifs pour les villes avoisinantes sont établis selon des

ententes distinctes entre Seattle City Light et chacune d'elles. Ces ententes comportent des termes spécifiques de service, et l'entreprise fournit un calcul détaillé des coûts requis pour le service aux consommateurs de chacune des zones, de façon à expliquer et justifier les différences de tarifs. Il faut toutefois noter que les revenus additionnels générés par ces tarifs plus élevés pour les villes voisines sont retransférés en grande partie vers les gouvernements municipaux de ces villes (Seattle City Light 2011). Une autre raison affectant cette fois la banlieue de Seattle est la prise en compte de coûts liés à divers projets de mise sous terre du réseau (Seattle City Light, 2014a; 2014b). Finalement, la zone *network* s'applique surtout à des consommateurs commerciaux et industriels de moyennes et grandes quantités étant donné les coûts plus élevés du service, principalement au centre-ville de Seattle (Seattle City Light 2014a).

Par conséquent, malgré des différences régionales selon des zones bien définies, il n'y a donc ici aucun interfinancement régional, mais plutôt des différences liées aux termes des contrats et aux coûts de transport et de distribution. Ces différences doivent être constamment réévaluées et justifiées par Seattle City Light, qui fournit par conséquent des évaluations et explications détaillées pour toute demande d'augmentation, celles-ci variant d'une zone géographique à l'autre.

Saskpower

Pour les consommateurs du secteur résidentiel, SaskPower distingue les zones urbaines, ville ou village, et rurales. Le tarif est toutefois presque identique d'une zone à l'autre, avec un frais fixe plus élevé pour la zone rurale. Pour les usagers commerciaux et industriels, deux zones (rurale et urbaine) sont utilisées, et la différence s'observe surtout sur les frais fixes.

Comme pour Seattle, SaskPower justifie cette différenciation par sa structure de coûts. Dans sa dernière application demandant des augmentations de prix, SaskPower explique que l'entreprise dessert la population la moins dense au Canada, et doit faire face, par conséquent, à des coûts d'infrastructures et de gestion particulièrement élevés pour les zones rurales. Cette faible densité est donc utilisée pour supporter les tarifs et augmentations demandées (SaskPower 2013).

Ontario : le Global Adjustment

La province de l'Ontario calcule et charge à ses consommateurs un ajustement global visant à compenser la différence entre le prix de marché et le prix payé aux producteurs réglementés ou sous contrat. Le Global Adjustment (GA) couvre également les coûts des programmes de conservation et de gestion de la demande (IESO 2016a).

Tous les consommateurs d'électricité ontariens paient l'ajustement global, mais la méthode de calcul pour cette contribution est différente pour la « catégorie A » d'usagers. Tandis que la contribution du reste des usagers est proportionnelle à leur consommation en kWh, celle de la catégorie A est établie selon la part que leur demande de pointe occupe dans les cinq heures où la pointe provinciale est la plus élevée de l'année. Les usagers de catégorie A réussissant à anticiper correctement ces cinq périodes et réduire leur demande lorsqu'elles surviennent peuvent donc diminuer considérablement leur contribution à l'ajustement global, voire même l'éliminer complètement (IESO 2016a). Dans les faits, cette structure résulte en un interfinancement, puisqu'elle effectue un transfert de l'ajustement global de la catégorie A vers le reste des consommateurs, soit les plus petits consommateurs commerciaux et résidentiels.

Le mécanisme permettant aux usagers de la catégorie A de se soustraire au GA a le mérite de créer un incitatif à diminuer la consommation en période de pointe et, de surcroît, à créer une dynamique de décroissance de la pointe tout en rendant l'évitement plus difficile, si la pointe baisse. En effet, plus les usagers anticipent bien cette pointe, pour l'éviter, plus la pointe diminue et devient contraignante à éviter. Le signal *d'évitement* de prix fonctionne donc bien, en théorie, dans la mesure où il incite à diminuer sa consommation sans toutefois mener à une situation où trop peu d'usagers ne paieraient le

GA parce que trop d'usagers éviteraient les pointes. Par contre, ce mécanisme ne met pas en lien les coûts contenus dans le GA (contrats d'approvisionnement, programmes de conservation, etc.) et les usages des consommateurs. C'est une approche qui permet de gérer la pointe sans que les coûts évités par les usagers ne reflètent les coûts réels évités au système par le comportement de ces usagers.

À l'origine en 2011, la catégorie A d'usagers pouvant se soustraire à une partie du GA regroupait les grands consommateurs industriels (ceux pour qui la demande excédait les 5 MW) de certains secteurs. La distinction représentait ainsi une composante de la politique industrielle du gouvernement ontarien, qui tentait d'assurer la compétitivité de certaines industries par la réduction de leurs tarifs d'électricité. Depuis, le gouvernement provincial a élargi la catégorie A à deux reprises : d'abord en 2014, lorsque le seuil d'éligibilité fut diminué à 3 MW (IESO 2016b), puis en septembre 2016, lorsqu'on annonça une nouvelle baisse du seuil d'éligibilité à 1 MW, en plus de l'abolition des restrictions sectorielle (Ontario Ministry of Energy, 2016a, 2016b). Bien qu'aucune date n'ait été annoncée pour la mise en vigueur de cette nouvelle règle, elle signifie que tous les consommateurs au-dessus de la barre des 1 MW seront maintenant éligibles à la méthode de calcul de contribution GA de la catégorie A.

L'interfinancement ontarien s'effectue ainsi par des objectifs de politique industrielle, partiellement aux dépens des consommateurs résidentiels et des plus petits consommateurs commerciaux, qui peuvent se retrouver avec une proportion plus grande du GA à leur charge.

New York : l'hydroélectricité des municipalités

L'échantillon contient l'exemple de Rouses Point, un village de 2 200 habitants de l'État de New York, près de la frontière canado-américaine. Cette municipalité, comme une cinquantaine d'autres dans l'État de New York, obtient une part de l'hydroélectricité produite à très bas prix par la New York Power Authority (NYPA, 2016). Cette quantité est toutefois limitée, et les besoins additionnels doivent être comblés par d'autres sources, souvent beaucoup plus dispendieuses.

L'État, par l'entremise de la NYPA, choisit aussi d'attribuer une certaine proportion de cette hydroélectricité à d'autres acteurs ou régions, y compris des projets industriels dans une perspective de création d'emploi. Globalement, on assiste donc à un interfinancement indirect des clients bénéficiant de l'hydroélectricité à bas prix, au dépend des autres consommateurs qui ne se voient pas attribuer d'hydroélectricité. Des critères géographiques ou de développement économique président à l'allocation des volumes d'énergie à faible prix, ce qui est équivalent à une subvention indirecte à ces consommateurs, au détriment de tous les autres.

Comme les volumes d'hydroélectricité ne répondent en général pas à tous les besoins, des achats au prix de marché doivent être faits. Les consommateurs de Rouses Point sont ainsi exposés à des ajustements liés à ces achats d'électricité. Des mesures de conservation, comme l'interdiction de certaines installations de chauffage électrique, sont aussi mises de l'avant (Village of Rouses Point Electric Department 2016).

Synthèse des cas présentés

Cette section a présenté divers cas d'interfinancement, ou d'atténuation de cet interfinancement, à travers différents mécanismes. Le tableau 21 synthétise ces observations, en précisant le type de mécanisme utilisé et l'impact négatif (atténuation) ou positif (exacerbation) sur le niveau d'interfinancement.

Tableau 21. Mécanismes d'atténuation (-) ou d'exacerbation (+) de l'interfinancement

		Région					
		Californie	Seattle	Saskatchewan (+ section 3.1)	Ontario	New York	Québec
Type de mécanisme	Zone climatique	+					
	Zone rurale/urbaine			-			
	Quartier/Municipalité		-				
	Catégorie de consommateurs				+		
	Proximité de l'hydroélectricité					+	
	Réallocation explicite de coûts entre catégories						+

Malgré l'importance des attributs 6 et 7 (tableau 11) sur l'équité et l'absence d'interfinancement, celui-ci existe sous une multitude de formes. Il est présent dans toutes les structures tarifaires où peu de frais fixes sont exigés : les grands consommateurs assument alors une plus grande part des coûts fixes du réseau, par rapport aux petits consommateurs, surtout si la tarification est progressive. Notre analyse de l'interfinancement n'a pas porté sur ce type d'interfinancement. Dans les cas sur lesquels notre analyse s'est arrêtée, les structures tarifaires ayant des mécanismes d'interfinancement sont généralement accompagnées d'une justification transparente. Ce n'est cependant pas le cas en Ontario et à New York, où les catégories de clients favorisés le doivent «au système», sans que les autres catégories d'usagers ne soient bien informées des coûts supplémentaires qu'ils prennent en charge.

Il est ainsi souhaitable d'être explicite dans les raisons de l'interfinancement. Les cas de la Seattle City Light et de la Californie montrent bien, par exemple, qu'une différence de tarifs selon des zones géographiques peut être justifiée de diverses façons. Dans le premier cas, comme pour SaskPower, les différences de tarifs d'une zone à l'autre sont justifiées par l'origine des coûts, tandis que dans le second cas, on distingue par zone pour tenir compte des contraintes climatiques variées sur le territoire desservi. Dans le cas de l'Ontario, c'est plutôt une politique industrielle qui est à la base de l'interfinancement découlant des contributions différenciées au GA. Il en va de même pour l'hydroélectricité de l'État de New York, même si une certaine portion est réservée aux municipalités.

5.3 Pistes de solution

L'interfinancement fait peser un poids important sur les usagers commerciaux et industriels, ce qui réduit leur compétitivité. La justification de cet interfinancement qui a beaucoup bénéficié à la clientèle résidentielle est liée au «pacte social» des années 1960 (HQD, 2002). Depuis cette époque, le Québec s'est beaucoup développé et la population québécoise a su se bâtir un niveau de vie bien meilleur. L'accès à l'électricité n'est plus un enjeu comme il l'était à l'époque, et un grand nombre de ménages ont accès à des moyens technologiques et financiers plus importants pour gérer leur confort matériel. Ainsi, les services rendus par l'électricité au Québec pour les individus, qui sont essentiellement le chauffage (locaux et eau), les appareils ménagers, l'éclairage et la climatisation, sont de plus en plus accessibles par des approches moins énergivores. L'évolution de la technologie et des connaissances permet en effet de mieux concevoir les enveloppes thermiques de bâtiment et leur gestion de l'énergie, tout en réduisant et/ou en gérant mieux la consommation des différents appareils utilisant de l'électricité.

Le balisage n'a pas réussi à identifier d'autres états ou provinces où un tel interfinancement avait lieu, ni à un tel niveau. L'évolution sociale et technique ne justifie plus qu'on subventionne tous les ménages comme cela a été le cas. La majorité des ménages n'ont plus besoin d'être aidés pour satisfaire à leurs besoins, surtout quand cette aide se fait au dépend des entreprises québécoises. Ces subventions aux

consommateurs résidentiels québécois sont d'autant plus problématiques qu'elles retardent l'adoption des nouvelles approches, technologiques et de gestion de l'énergie, qui permettraient de les rendre plus efficaces.

Mettre fin à l'interfinancement ne signifierait pas qu'on mette fin à l'aide aux MFR. Au contraire, une refonte du système permettrait de mieux cibler ceux qui en ont besoin, et d'aider plus efficacement les ménages qui en ont le plus besoin, plutôt que d'aider tous les ménages à travers un prix moyen de l'électricité 1,54¢/kWh plus bas que ce qu'il en coûte à HQD pour offrir le service.

La piste de solution proposée est donc de mettre fin à l'interfinancement. Cela pourrait par exemple se faire sur une période de transition de dix ans. Pour pleinement protéger les MFR d'un tel changement, les éléments suivants devraient être mis en place pendant cette période :

1. **Gel des tarifs pour les MFR.** Le prix de l'électricité appliqué aux MFR n'augmenterait pas durant les cinq premières années de la période de transition. On pourrait définir les 40% des ménages québécois ayant les plus faibles revenus comme étant des MFR (soit les deux quintiles de revenus inférieurs), en prenant éventuellement en compte d'autres critères (comme leur logement, leur région et leurs actifs totaux).
2. **Augmentation des tarifs pour les non-MFR.** Le prix de l'électricité pour les autres clients (les trois quintiles supérieurs, soit 60% des ménages québécois) augmenterait progressivement de 1,54¢/kWh sur cinq ans. Une attention particulière devrait cependant être donnée aux locataires assumant les coûts de chauffage : des normes d'efficacité énergétique devraient être fixées pour les logements locatifs, et des programmes de soutien à la réduction de la charge de chauffage devraient être créés, pour ne pas que le poids de cette augmentation repose entièrement sur les locataires.
3. **Gel des tarifs commerciaux et industriels.** Le prix de l'électricité des clients généraux et grands industriels (tarif L) ne baisserait pas pendant les cinq premières années de la période de transition, puis prendraient cinq ans pour descendre au niveau équivalent à leur coût de service.
4. **Investissement en faveur des MFR.** Les revenus supplémentaires générés par l'augmentation des tarifs pour la clientèle non-MFR, durant les cinq premières années, iraient dans un fonds spécial dédié à l'amélioration de l'efficacité énergétique des logements pour les MFR : isolation et gestion de l'énergie. Cela permettrait non seulement d'améliorer la situation du logement des MFR, mais de réduire leur facture d'électricité, et de les préparer à la hausse du prix à venir. Pendant les cinq années suivantes, ce fonds serait alimenté par les prix encore plus élevés des clients généraux et industriels.
5. **Constat de baisse de consommation chez les MFR.** Suite au constat d'une réelle réduction de la consommation d'énergie pour le chauffage chez les MFR, le prix de l'électricité pour ces ménages monterait progressivement (sur cinq ans) au niveau des autres ménages, soit simplement au niveau du coût de service.

Cette approche aurait l'avantage de maintenir l'esprit de solidarité du pacte social tout en promouvant l'efficacité énergétique chez les consommateurs résidentiels. À terme, tous les consommateurs commerciaux et industriels y gagneraient en bénéficiant de tarifs plus avantageux. Ces tarifs plus attractifs rendraient le recours à des programmes d'aide moins pertinents. Les grands clients industriels au tarif L y verraient un avantage certain.

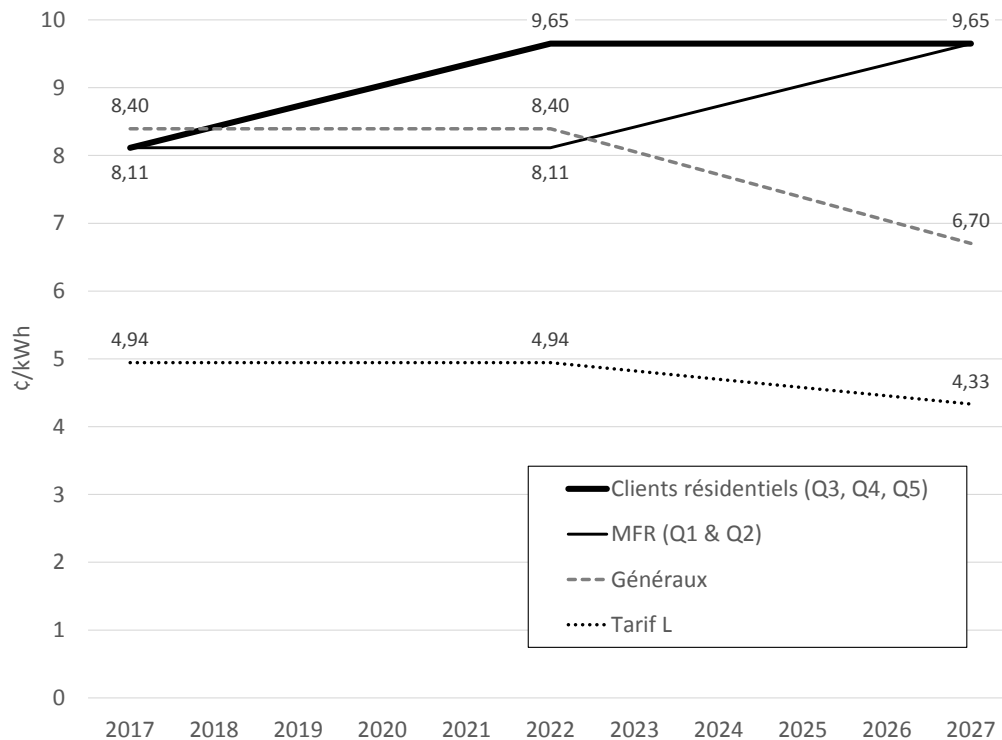
Le graphique 5 illustre les changements de revenu moyen (qui peut s'interpréter comme le prix) pour les quatre catégories de clients considérés :

- Clients résidentiels ayant leur revenu dans les 40% des plus faibles de la population, considérés comme les MFR ici. Ces ménages forment les deux quintiles de revenus inférieurs (Q1 et Q2).

- Clients résidentiels étant dans les 60% des revenus les plus élevés. Ce sont les troisième, quatrième et cinquième quintiles (Q3, Q4 et Q5).
- Clients généraux (affaires), souscrivant surtout aux tarifs M, G et LG.
- Clients du tarif L. Dans la catégorie grands clients industriels, ce sont uniquement ceux-ci qui contribuent à l'interfinancement (les contrats spéciaux n'y contribuent pas).

On voit ainsi dans le graphique 5 le prix monter durant les cinq premières années (2018-2022) pour les clients résidentiels (Q3, Q4, Q5), du niveau actuel (8,11¢/kWh) jusqu'à leur niveau sans interfinancement (9,65¢/kWh). Les prix pour les autres catégories de client ne changeant pas durant ces cinq premières années, cela permet de générer des revenus supplémentaires allant dans le fonds en faveur de la réduction de la consommation des MFR. Ces revenus sont illustrés sur le graphique 6. Sur les dix ans de la transition, 3,6 milliards iraient dans ce fonds, dédié à l'amélioration de l'efficacité énergétique des logements pour les MFR.

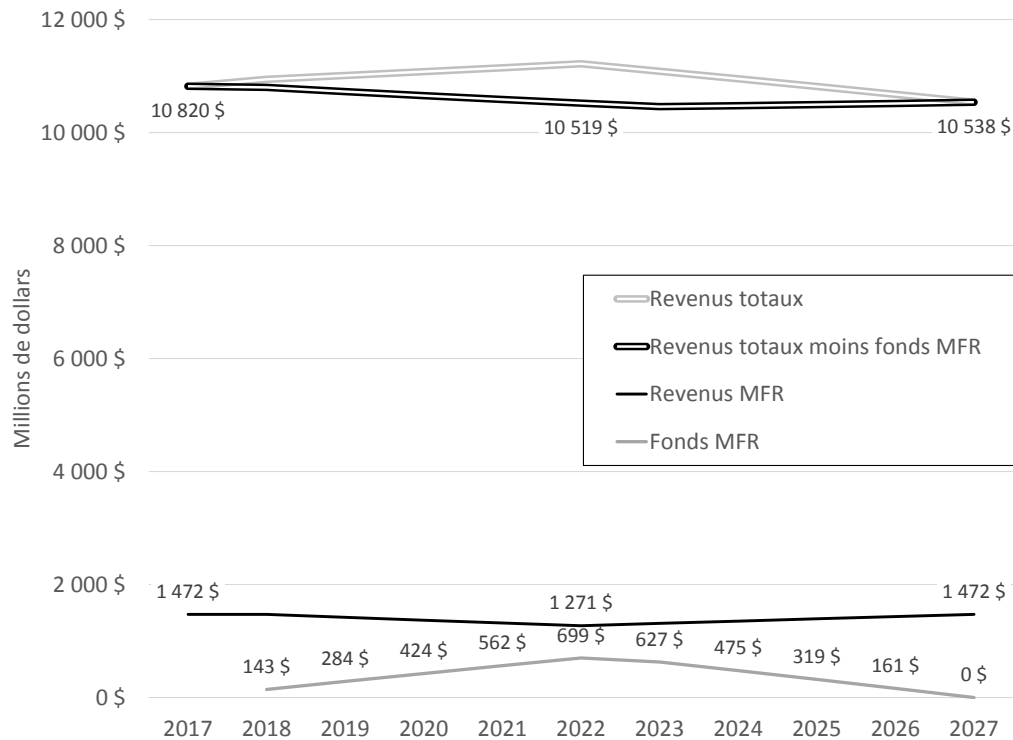
Graphique 5. Illustration de l'évolution du revenu moyen par catégorie de clientèle, en cents par kWh



Après la cinquième année (après 2022 dans cet exemple), le prix pour les MFR monterait progressivement rejoindre le niveau du coût de service, alors que les prix pour les clients d'affaires (généraux et tarif L) baisseraient progressivement vers le niveau de leur coût de service. Ainsi, après dix ans, toutes les catégories tarifaires payeraient un prix reflétant leur coût de service.

Les sommes très significatives allant dans le fonds en faveur de la réduction de la consommation des MFR serviraient à cette fin, de telle sorte que durant les cinq premières années leur facture globale d'électricité diminuerait. Durant les cinq années suivantes, elle monterait parce que le prix serait à la hausse, mais leur consommation continuerait de baisser grâce aux efforts rendus possibles grâce au fonds. Après les dix années de transition, leur contribution totale (montant total payé) serait la même qu'au début (1 472 millions).

Graphique 6. Illustration de l'évolution des revenus totaux, en millions de dollars



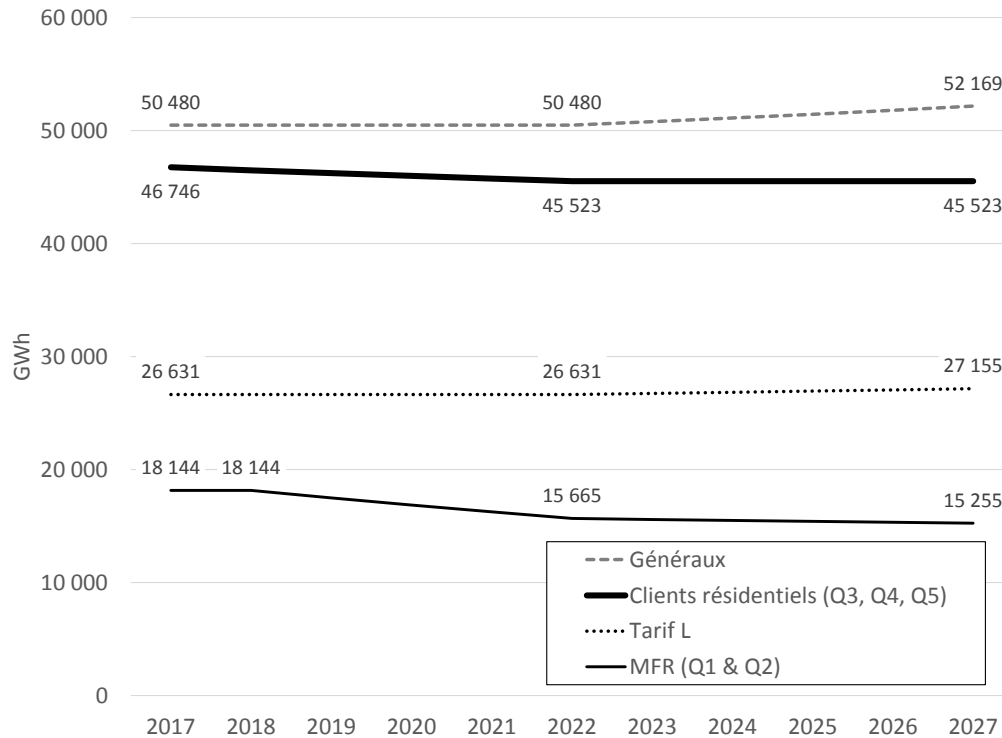
Évidemment, en changeant les prix, il y aurait un impact sur les ventes. Le graphique 7 illustre cet impact sous les hypothèses suivantes : (1) l'élasticité-prix de la consommation d'électricité est de -0,15; (2) les efforts financés par le fonds en faveur de la réduction de la consommation des MFR permettrait de réduire leur consommation de 3,6% annuellement durant les cinq premières années. Ensuite, les réductions ne viendraient que de leur réaction au prix (liée à l'élasticité-prix). Cette hypothèse est conservatrice étant donné que le fonds continuerait d'être alimenté pour des projets, ce qui permettrait sans doute de réduire davantage leur consommation. Mentionnons aussi que le potentiel technico-économique d'efficacité énergétique pour l'électricité dans le secteur résidentiel a été estimé à 8 431 GWh en 2010 (Technosim, 2011). La réduction de la demande résidentielle de l'exemple illustré ici est bien en-deçà : 4 112 GWh, sur dix ans, dont 2 888 GWh pour les MFR (Q1 et Q2).

Encadré 2 Explications méthodologiques supplémentaires sur l'exemple de transition mettant fin à l'interfinancement

Cet exemple est évidemment une simplification d'une réalité beaucoup plus complexe. Il ne prétend pas refléter ce qu'il se passerait si une telle approche était mise en pratique. Nous pensons cependant qu'il reste pertinent pour illustrer et expliquer ce qu'il serait possible de réaliser.

Tous les coûts et les niveaux de consommations initiaux sont basés sur les chiffres de HQD (2016a) pour l'année 2017, sauf la répartition de la consommation par quintile de revenu. Cette répartition a été faite sur la base des dépenses moyennes en électricité par quintile de revenu au Québec, rapportées par Statistique Canada (2016) entre 2010 et 2014. Selon ces dépenses moyennes en électricité, les ménages du quintile de revenu le plus faible (Q1) auraient une consommation annuelle de 10 100 kWh par an, qui monterait progressivement à 26 000 kWh pour les ménages étant dans les 20% des revenus les plus élevés (cinquième quintile, Q5). L'hypothèse est faite dans cet exemple qu'il n'y a pas de changement dans la consommation liée au climat, aux changements démographiques et à l'économie, et que les coûts de service moyen restent les mêmes durant les dix de la transition.

Graphique 7. Illustration de l'évolution des ventes totales par catégorie de clientèle, en GWh



D'une manière générale, la société québécoise deviendrait plus productive grâce à des gains d'efficacité énergétique, qui pourraient être exportés ou vendus à des nouvelles entreprises venant s'établir au Québec. Dans l'exemple considéré ici, une diminution des ventes de 1 899 GWh est obtenue sur une période de 10 ans, résultat de la baisse de la consommation résidentielle (-4 112 GWh) et de la hausse de la consommation des autres groupes de clients (+2 213 GWh).

Les inconvénients sont évidemment d'ordre politique : les ménages ne faisant pas partie des MFR verraient leur facture d'électricité augmenter rapidement. De l'information devrait aussi leur être transmise pour les accompagner dans l'amélioration de leur performance énergétique, leur permettant de réduire leur consommation. Une réelle volonté politique de faire des gains d'efficacité devrait être présente pour que cette solution soit politiquement viable.

Un autre inconvénient potentiel est de nuire à l'efficacité énergétique des clients d'affaires en baissant le prix de l'électricité. Des efforts particuliers devraient être mis pour les aider à réaliser les gains qui seraient néanmoins possibles de faire en gérant plus proactivement leur consommation d'électricité.

6. Synthèse des pistes de solution et conclusion

Ce rapport présente un aperçu des tendances tarifaires dans le secteur de l'électricité en Amérique du Nord, un état de la situation québécoise et un balisage des structures tarifaires pour les clientèles résidentielles et d'affaires. Les principaux constats dans les tendances indiquent une adoption de plus en plus grande de la tarification dynamique, des compteurs avancés et de la facturation nette. Une minorité de distributeurs, cependant, est impliquée dans cette voie. Ce n'est par contre pas le fruit du hasard ou un effet de mode si ces tendances existent : les technologies évoluent et si la tarification ne s'adapte pas, un écart grandissant entre des coûts fixes, plutôt en croissance, et les revenus variables, plutôt en déclin, pourrait ébranler l'équilibre tarifaire des distributeurs d'électricité. Le Québec n'est pas à l'abri d'un tel déséquilibre : les besoins en puissance croissent alors que les ventes stagnent. Plus d'autoproduction, d'efficacité énergétique et de véhicules électriques contribueront progressivement davantage à ce déséquilibre. Pire, la structure tarifaire québécoise pour les clients résidentiels amplifie cette tendance : aucun signal économique n'est donné pour réduire la puissance, et plus de 80% des revenus sont générés selon le volume des ventes d'énergie. Plutôt que de décourager les pointes et encourager la consommation d'énergie (chose qui serait possible en période de surplus), la structure tarifaire envoie le signal contraire.

En regard du balisage de 31 distributeurs nord-américains effectué, plusieurs observations intéressantes peuvent être faites. Tout d'abord, les structures tarifaires d'Hydro-Québec Distribution sont relativement simples. Non seulement le sont-elles, mais l'information se trouve facilement et est conviviale. Les distributeurs nord-américains étudiés ont en général plus de niveaux de prix, de frais spécifiques pour la transmission et la distribution, de différenciations géographiques et temporelles et d'ajustements sur la facture finale. Si dans beaucoup de cas cette complexité n'aide pas le consommateur, elle peut avoir le mérite, dans certains cas, d'envoyer des signaux légitimes aux usagers. Aussi, elle permet souvent de mieux refléter les coûts de service différents pour différents usagers, et ainsi de limiter un manque d'équité dans les coûts assumés par différentes catégories de consommateurs.

Des signaux tarifaires, notamment pour la puissance, sont beaucoup plus clairement présents dans les structures tarifaires commerciales et industrielles, et même agricoles (quand elles sont présentes). Ainsi, un prix de la puissance est très fréquemment présent pour ces clientèles, et c'est aussi le cas au Québec. Les sources fixes de revenus sont ainsi beaucoup plus importantes pour les clientèles d'affaires, ce qui correspond davantage à la structure des coûts des distributeurs.

Dans l'optique d'améliorer les pratiques tarifaires québécoise, les pistes suivantes sont donc suggérées :

1. Tarif domestique

- *Introduction d'une tarification de la puissance.* Pour contribuer à gérer les pointes et augmenter les revenus non liés au volume d'énergie consommé. Ce tarif pourrait être progressif, pour limiter l'impact sur les petits consommateurs.
- *Créer une différenciation saisonnière des prix.* Surtout pour la puissance, il est important d'envoyer un message économique correspondant à la réalité de l'utilisation du réseau.
- *Créer une différenciation par zone climatique.* Les besoins en chauffage dominant la consommation d'électricité, mais le climat québécois n'étant pas aussi rigoureux partout, une tranche de consommation «pour le chauffage» devrait prendre en compte les variations géographiques.
- *Ménages à faible revenu.* Des programmes plus ciblés devraient être conçus et prendre plus d'ampleur. Des choix tarifaires pour tous ne devraient pas être faits sur le principe qu'ils sont favorables aux MFR. Les tarifs devraient viser une plus grande efficacité dans la consommation, et des mécanismes spécifiques aux groupes devant être aidés devraient être bâtis.

2. Tarifs généraux et industriels

- a. *Simplification supplémentaire de la structure tarifaire.* Au lieu d'avoir un nombre tout de même assez grand de tarifs pour différentes classes de consommateurs, une grille tarifaire basée sur des paramètres explicites de consommation et de conditions de service devrait être utilisée.
- b. *Programmes d'aide temporaire.* Les besoins particuliers de certaines industries devraient être pris en compte pour des périodes limitées, et ne donner lieu à des traitements préférentiels qu'exceptionnellement.

3. Interfinancement

- a. *Fin de l'interfinancement.* Le balisage n'a pu identifier aucun autre distributeur avec un interfinancement similaire à celui du Québec. La technologie et le niveau de vie des québécois ne justifient plus un tel interfinancement, qui pénalise les consommateurs commerciaux et industriels. Une période de transition de dix ans devrait être planifiée pour mettre fin à l'interfinancement, période pendant laquelle un effort particulier devrait être fait pour améliorer les logements des MFR, pour réduire leur facture de chauffage.

Si de telles recommandations ne simplifieront pas toujours les options offertes aux consommateurs d'électricité, elles amélioreront l'efficacité globale du système et encourageront une diffusion de l'innovation technologique – notamment dans la gestion de la demande. La société québécoise en sortira gagnante, notamment parce qu'Hydro-Québec Distribution sera plus en mesure d'intégrer les nouvelles technologies, sans causer de problèmes de réconciliation des revenus et des coûts.

La situation particulière des MFR sera améliorée à travers l'attention qui serait donnée à leur logement, pour réduire leur facture de chauffage. La fin de l'interfinancement ne leur sera donc pas négative. Enfin, certaines industries pourront toujours bénéficier de certaines aides, mais de manière temporaire.

S'il n'y a pas nécessité immédiate de faire une réforme tarifaire en électricité, les tendances sont claires : sans réforme, un déséquilibre entre revenus variables en déclin et coûts fixes croissants mettra en péril l'équilibre du distributeur. Le Québec peut non seulement se préparer pour l'avenir, mais améliorer son efficacité, tout en faisant des progrès dans le domaine de l'équité. Les pratiques tarifaires devraient changer dans ce sens.

Références

- Bonbright J.C. (1961) *Principles of Public Utility Rates*, New York : Columbia University Press.
- Bonbright J.C., Danielsen A.L. et Kamerschen D.R. (1988) *Principles of Public Utility Rates*, second edition, Arlington: Public Utilities Reports.
- California Legislative Information. 2016a. Assembly bill 327 (Electricity: natural gas: rates: net energy metering: California Renewables Portfolio Standard Program 2013-2014). En ligne: https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billTextClient.xhtml?bill_id=201320140AB327
- California Legislative Information. 2016b. *Assembly Third Reading: Assembly Floor Analysis*. 23 avril 2013. En ligne: https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billAnalysisClient.xhtml?bill_id=201320140AB327#
- CPUC. 2016. *What is Baseline?* California Public Utilities Commission. En ligne: <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=12186>
- EIA (2016) *Electric power sales, revenue, and energy efficiency Form EIA-861 detailed data files*, Washington: Energy Information Administration. Site internet consulté le 22 novembre 2016. <https://www.eia.gov/electricity/data/eia861/>
- Flathead Electric (2016) *Peak Time Rebate Program*, Kalispell: Flathead Electric Cooperative. Site internet consulté le 23 novembre 2016. <http://www.flatheadelectric.com/energy/peak/rebate.php>
- HQ (2016) *Lexique - Répertoire des termes du domaine électrique*, Montréal : Hydro-Québec. Site internet consulté le 9 décembre 2016. <http://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/compte-et-facture/comprendre-facture/lexique-electricite-facturation.html>
- HQD (2002) *Principe et méthodes de calcul de l'interfinancement*, HQD-3, Document 4, R-3492-2002, Montréal : Hydro-Québec Distribution.
- HQD (2004) *Comparaison nord-américaine des structures tarifaire*, HQD-2, Document 5, Demande R-3492-2004, Montréal : Hydro-Québec Distribution.
- HQD (2007a) *Réforme des tarifs généraux*, HQD-12, Document 4, Demande R-3644-2007, Montréal : Hydro-Québec Distribution.
- HQD (2007b) *Comparaison nord-américaine des structures tarifaire*, HQD-12, Document 6, Demande R-3644-2007, Montréal : Hydro-Québec Distribution.
- HQD (2014) *Mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu*, HQD-1, Document 5, Demande R-3905-2014, Montréal: Hydro-Québec Distribution.
- HQD (2015a) *Séance de travail Phase 1 : Tarifs domestiques*, 1^e rencontre : 30 avril 2015, Demande R-3933-2015, Montréal : Hydro-Québec Distribution.
- HQD (2015b) *Interventions en efficacité énergétique*, HQD-10, Document 1, Demande R-3933-2015, Montréal: Hydro-Québec Distribution.
- HDQ (2016a) *Répartition du coût de service de l'année témoin 2017*, HQD-12 Document 3, Demande R-3980-2016, Montréal: Hydro-Québec Distribution.
- HDQ (2016b) *Stratégie tarifaire*, HQD-14 Document 2, Demande R-3980-2016, Montréal: Hydro-Québec Distribution.
- HQD (2016c) *Plan d'approvisionnement 2017-2026 - Réseau intégré*, HQD-1, document 1 , Demande R-3986-2016, Montréal: Hydro-Québec Distribution.
- HQD (2016d) *Suivi des mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu*, HQD-15, Document 1, Demande R-3980-2016, Montréal: Hydro-Québec Distribution.
- IESO. 2016a. *Global Adjustment*. Independent Electricity System Operator. En ligne: <http://www.ieso.ca/Pages/Ontario's-Power-System/Electricity-Pricing-in-Ontario/Global-Adjustment.aspx>

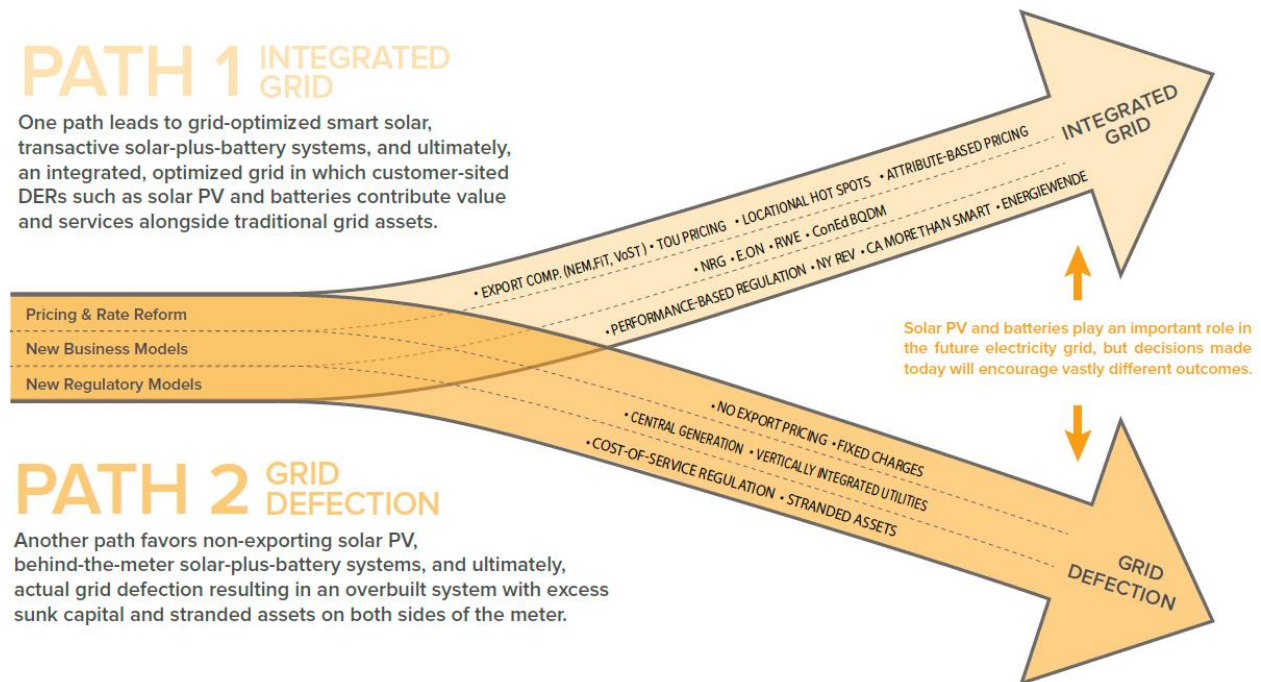
- IESO. 2016b. *Changes to Class A Eligibility*. Independent Electricity System Operator. En ligne: <http://www.ieso.ca/Pages/Participate/Settlements/Changes%20to%20Class%20A%20Eligibility.aspx>
- Manitoba Hydro (2016) *Utility rate comparisons - Survey of Canadian electricity bills*, effective May 1, 2016, Winnipeg: Manitoba Hydro. Site internet consulté le 11 novembre 2016. https://www.hydro.mb.ca/regulatory_affairs/energy_rates/electricity/utility_rate_comp.shtml
- NYPA. 2016. *Municipal and Rural Cooperative Economic Development Program*. New York Power Authority. En ligne: <https://www.nypa.gov/services/economicdev/economic.htm>
- Ontario Ministry of Energy. 2016a. *Ontario Reducing Electricity Costs for Families and Businesses*. Toronto: Ministry of Energy, 13 septembre. En ligne: <https://news.ontario.ca/mei/en/2016/09/ontario-reducing-electricity-costs-for-families-and-businesses.html>
- Ontario Ministry of Energy. 2016b. *Ontario's Industrial Conservation Initiative (ICI)*. Toronto: Ministry of Energy, 15 septembre. En ligne: <https://news.ontario.ca/mei/en/2016/9/ontarios-industrial-conservation-initiative-ici.html>
- OpenEI (2016) *Utility Rate Database*. Site internet consulté le 25 novembre 2016. http://en.openei.org/wiki/Utility_Rate_Database
- Lafrance G., Da Silva L. et Desjarlais C. (2015) *Impact des changements climatiques sur la demande d'énergie*, Montréal : Ouranos et Ressources naturelles Canada.
- RNCAN (2015) *Zones climatiques—portes, fenêtres et puits de lumière*, Ottawa : Ressources naturelles Canada. Site internet consulté le 14 décembre 2016. <http://www.rncan.gc.ca/energie/produits/categories/fenetrage/13955>
- Régie de l'énergie (2016a) Avis publique - Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel, Montréal : Régie de l'énergie.
- Régie de l'énergie (2016b) *Décision sur le fond - Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017*, D-2016-033, R-3933-2015, Montréal : Régie de l'énergie.
- RMI (2015) *The Economics of Load Defection - How Grid-Connected Solar-Plus Battery Systems Will Compete With Traditional Electric Service, Why It Matters, and Possible Paths Forward*, Boulder: Rocky Mountain Institute.
- SaskPower. 2013. *2014, 2015, 2016 Rate Application*. SaskPower. En ligne: http://www.saskpower.com/wp-content/uploads/2014-15-16_rate_application.pdf
- SCE (2016) *Standard Residential Rate Plan - Residential Rate Plan (Schedule D)*, Southern California Edison. En ligne: <https://www.sce.com/wps/portal/home/residential/rates/Standard-Residential-Rate-Plan>
- Seattle City Light. 2011. *Review Panel: Guide to Rate Making*. Seattle City Light. En ligne: http://www.seattle.gov/Documents/Departments/CityLightReviewPanel/Documents/guidetorate_makinghandout.doc
- Seattle City Light. 2014a. *Cost of Service and Cost Allocation Report, Adopted 2015-2016 Rates*. En ligne: http://www.seattle.gov/light/rates/docs/COSACAR_2015_2016.pdf
- Seattle City Light. 2014b. *Rate Design Report, Adopted 2015-2016 Rates*. En ligne: http://www.seattle.gov/light/rates/docs/RDR_2015_2016.pdf
- Statistique Canada (2016) *Tableau 203-0022 Enquête sur les dépenses des ménages (EDM), dépenses des ménages, Canada, régions et provinces, selon le quintile de revenu du ménage, annuel (dollars)*, Ottawa : Statistique Canada.

- Technosim (2011) *Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique au Québec – Secteurs résidentiel, commercial et institutionnel et agricole*, mise à jour 2010, document à l'intention de la Direction Efficacité énergétique – Hydro-Québec.
- USDHHS. 2016. Low Income Home Energy Assistance Program (LIHEAP). U.S. Department of Health & Human Services. En ligne: <http://www.acf.hhs.gov/ocs/programs/liheap>
- Village of Rouses Point Electric Department. 2016. *Electric Rates* (page consultée le 23 novembre 2016). En ligne: <http://www.rousespointny.com/the-village/electric-department.html>
- Whitmore J. et Pineau P.-O. (2016) *État de l'énergie au Québec 2017*, Montréal : Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.

Annexe 1: «Load Defection»

Les avancées technologiques dans la production d'énergie renouvelable décentralisée et dans le stockage, jumelées à des bâtiments et des équipements qui ont des performances énergétiques de plus en plus grandes (e.g. bâtiments passifs), laissent entrevoir un avenir dans lequel les consommateurs pourraient réduire de manière importante leurs achats d'électricité ou même se débrancher complètement du réseau électrique. Ils deviendraient des auto-producteurs autosuffisants.

Cette défection partielle ou complète des consommateurs créerait une situation économique extrêmement problématique pour les distributeurs, aux prises avec des coûts fixes que leurs revenus variables ne couvriraient plus. Cette situation a été analysée en détail par RMI (2015 : 41), dont le graphique ci-dessous illustre deux avenues possibles pour l'avenir du réseau électrique : un réseau intégré ou un réseau caractérisé par une défection croissante.



L'avenue la plus souhaitable, évidemment, est celle d'un réseau intégré, où la tarification est plus dynamique et basée sur des attributs spécifiques, dont certains géographiques, plutôt que sur le modèle traditionnel du coût de service des distributeurs intégrés.

Annexe 2: Exemple de gestion de la charge


La Flathead Electric Cooperative est basée au Montana et a des ventes annuelles de l'ordre de 1,4 TWh, contre 176 TWh pour Hydro-Québec. Cela ne l'empêche pas d'offrir des options de gestion de la puissance pour les consommateurs résidentiels, comme l'image ci-dessous l'illustre (Flathead Electric ; 2016). Ce genre d'approche permet de réduire la consommation de pointe et de limiter les coûts de service, sans affecter le bien-être des consommateurs.

Your Co-op
Flathead Electric *Community...Integrity...Reliability*

HOME SMARTHUB SITE MAP SEARCH CONTACT US

Peak Time Rebate Program

Do you have an electric water heater? Saving \$48 is as easy as 1, 2, 3...

-  **1 Click or Call.**
Complete the form at flatheadelectric.com or call 751-1834 to sign up for the Peak Time Rebate Program.
-  **2 We Install**
a device on your water heater that helps reduce your energy demand and costs by turning it off for a short time during periods of peak demand.
-  **3 You Save**
\$48 per year when we pass that savings onto you via an automatic \$4 per month bill credit.

NOTE: With the average hot water reserve capacity and insulation of today's hot water heaters, participants in the program typically don't ever notice that they have the unit installed.