




HELIOS

*Une expertise en énergie
au service de l'avenir*



**AVIS DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE SUR
LES MESURES SUSCEPTIBLES
D'AMÉLIORER LES PRATIQUES
TARIFAIRES DANS LE DOMAINE DE
L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL**

Rapport de Philip Raphals

pour le RNCREQ

R-3972-2016

Régie de l'énergie

le 18 janvier 2017

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900
Télécopieur : (514) 849 6357
sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

Table de matières

1	Introduction.....	1
2	Les structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité	1
2.1	Principes tarifaires.....	2
2.1.1	<i>Les coûts fixes.....</i>	<i>2</i>
2.2	La pointe résidentielle.....	5
2.2.1	<i>Critical peak pricing</i>	<i>8</i>
2.2.2	<i>Coûts marginaux</i>	<i>10</i>
2.3	Les ménages à faible revenu et l'interfinancement.....	13
2.3.1	<i>Les ménages à faible revenu</i>	<i>14</i>
2.3.2	<i>Interfinancement.....</i>	<i>15</i>
2.3.2.1	<i>Le pacte social</i>	<i>17</i>
2.3.2.2	<i>Les bénéficiaires échoués et la loi 116.....</i>	<i>18</i>
2.3.3	<i>La proposition de Pineau.....</i>	<i>20</i>
3	L'intégration de nouvelles technologies	21
3.1	Production distribuée et mesurage net.....	21
3.2	Stockage	23
3.3	Véhicules électriques	24
4	L'ouverture du marché de détail à la concurrence	25
5	Conclusions	26
5.1	Tarifs résidentiels	26
5.2	Les MFR et l'interfinancement.....	27
5.3	Les nouvelles technologies	27
5.4	L'ouverture du marché de détail à la concurrence	28

1 Introduction

Ce rapport a été préparé à la demande du RNCREQ, dans le cadre des réflexions de la Régie de l'énergie (la « Régie ») suite à la demande d'avis du Ministre du 10 juin 2016. Il se limite au domaine de l'électricité et traite des sujets suivants :

- Le cadre réglementaire au Québec
- Les structures tarifaires
- L'intégration de nouvelles technologies

Il est important de souligner que plusieurs des sujets soulevés par la demande du Ministre font déjà l'objet d'un débat devant la Régie dans d'autres dossiers, notamment l'étude du Plan d'approvisionnement 2017-2026 d'HQD (R-3986-2016) et le dossier sur l'Établissement d'un mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficience par le distributeur d'électricité et le transporteur d'électricité (R-3897-2014). Ainsi, il existe déjà une preuve volumineuse déposée devant la Régie par différents experts et intervenants touchant les pratiques tarifaires, la gestion de la demande et l'intégration des technologies nouvelles, entre autres.

Plus spécifiquement, la question des « meilleures pratiques dans d'autres États et territoires » fait l'objet d'un examen détaillé dans le cadre du dossier R-3897-2014, du moins sous certains aspects.

Présumons que la Régie tiendra compte également de la preuve déposée dans ces autres dossiers en préparant son Avis au ministre.

2 Les structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité

À la demande de la Régie, un rapport d'expert a été préparé au sujet des structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité par MM. Pierre-Olivier Pineau et Simon Langlois-Bertrand, au nom de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal (le « rapport Pineau »). Le rapport présente un balisage de 31 distributeurs nord-américains, dont 10 au Canada, 20 aux États-Unis et un au Mexique, touchant notamment les options tarifaires, le traitement des ménages à faible revenu (« MFR ») et de la production distribuée, et l'interfinancement. Sur chacun de ces thèmes, le rapport décrit également l'approche d'HQD, et propose ensuite un certain nombre de « pistes de solution ».

D'autres commentaires sur ces sujets se trouvent dans le rapport d'expert de Patrick Gonzalez, préparé au nom de l'unité CREATE de l'Université Laval, sur l'Intégration des nouvelles technologies en énergie (le « rapport Gonzalez »), ainsi que dans le rapport d'HQD et celui de son expert Christensen Associates Energy Consulting (le « rapport Christensen »).

Dans les sections qui suivent, nous proposons de résumer et commenter certains de leurs propos.

2.1 Principes tarifaires

2.1.1 Les coûts fixes

Le rapport Pineau commence sa section sur les principes tarifaires avec une distinction entre les biens privés et les biens de réseau (qu'il appelle les biens « du club »), qui réfèrent essentiellement à l'infrastructure installée de production, transport, distribution et service à la clientèle. Il affirme que :

Le principal défi tarifaire est celui de l'allocation des coûts fixes aux différents types de consommateurs. (Pineau, p. 15)

Toutefois, il est surprenant que le rapport Pineau passe sous silence le défi encore plus grand d'arrimer la nécessité de baser les tarifs sur les *coûts moyens* — afin de générer des revenus adéquats et non excessifs — avec celle de fournir aux consommateurs un signal de prix qui reflète les *coûts marginaux* — comme le mentionne le rapport Christensen (section 8). Nous traitons de cette question à la section 2.2.2.

Le rapport Pineau critique le fait que, selon la conception des différents tarifs d'HQD, la part fixe des revenus ne reflète pas nécessairement la part fixe des dépenses. Ainsi, dans la section 2.4, il fait état du fait que, pour les tarifs D et G, les coûts fixes comptent pour un pourcentage beaucoup plus faible des revenus du Distributeur que de ses dépenses (Tableau 14, page 19). (Pour les tarifs M, LG et L, cette relation est en fait inversée.)

Il écrit :

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.

Il nomme quatre tendances qui, selon lui, créent de telles menaces : la combinaison d'un déficit de puissance et d'un surplus d'énergie, en l'absence d'un signal de prix qui serait dissuasif à la consommation de puissance; l'autoproduction; l'efficacité énergétique; et les véhicules électriques.

Tout en reconnaissant qu'il existe des distributeurs pour lesquels ces menaces sont importantes, nous croyons que ce n'est pas le cas pour HQD et ce, pour de nombreuses raisons.

Premièrement, contrairement à la vaste majorité des distributeurs nord-américains, HQD est réglementé selon le coût de service, avec des causes tarifaires annuelles^{1,2}. Si, dans une année, la consommation des usagers résidentiels baisse significativement, l'étude d'allocation des coûts de l'année subséquente en tiendra compte. Le résultat pourrait, en théorie, inclure une augmentation des tarifs unitaires, due au partage de certains coûts fixes sur un nombre moins grand de kWh. Selon la législation et les pratiques réglementaires présentement en vigueur, une telle situation n'affecterait en rien la capacité d'HQD de générer ses revenus requis.

Le rapport Pineau élabore davantage sur cette présumée menace à la page 27 :

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.

¹ Cette réalité qui définit le contexte réglementaire du Distributeur depuis 2001 pourrait potentiellement subir des modifications, selon les décisions qui découleront du dossier R-3897-2014, présentement en cours.

² Le balisage du rapport Pineau n'indique pas combien des distributeurs balisés sont réglementés selon le coût de service, ni la fréquence des causes tarifaires.

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 *load defection* 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. (Nous soulignons.)

Certes, cette menace d'« une spirale de coûts croissants » est un danger réel pour certaines compagnies d'électricité. C'est notamment le cas de BC Hydro et de NLH/Nalcor, qui entreprennent tous les deux des projets hydrauliques coûteux dans un contexte de demande qui stagne, une production distribuée qui augmente rapidement (dans le cas de la C.-B.) et une situation financière problématique. Toutefois, le faible niveau des tarifs constitue une protection de taille pour HQD. Même s'il perdait son monopole sur les ventes au détail, il est difficile d'imaginer un avenir rapproché où il perdrait une partie importante de sa charge résidentielle au bénéfice d'autres fournisseurs ou à l'autoproduction.

En fait, la partie de sa charge qui est le plus à risque —selon les tendances mentionnées ci-haut— serait le secteur industriel où, comme le démontre le tableau 4 du rapport Pineau, la part fixe des revenus est beaucoup plus élevée que celle des dépenses.

Dans ce contexte, il est surprenant de lire dans le rapport d'HQD (p. 27) que celui-ci est préoccupé par l'impact de la concurrence des autres sources d'énergie et l'arrivée éventuelle de la production distribuée et du stockage d'énergie à faible coût sur le recouvrement des coûts fixes³. S'il dispose des études quantitatives qui justifient cette préoccupation, il devrait les rendre publiques.

Il est encore plus surprenant qu'il y annonce qu'il remet en question l'élimination de la redevance d'abonnement dans les tarifs résidentiels, politique qu'il a fait approuver par la Régie l'an dernier et qui fait partie de son dossier tarifaire R-3980-2016, maintenant en délibéré.

³ Rapport d'HQD, page 27.

À notre avis, les faits invoqués ici ne justifient aucunement un tel revirement de cette politique tarifaire dûment étudiée et approuvée l'an dernier.

2.2 La pointe résidentielle

Plusieurs experts identifient, avec raison, la problématique de la pointe résidentielle comme étant un défi majeur pour HQD dans les années à venir. Ils soulignent que, malgré le surplus d'énergie, le Distributeur fait face à des besoins croissants en puissance.

Nous avons soulevé cette problématique à plusieurs reprises devant la Régie, notamment dans l'étude du Plan d'approvisionnement 2013-2022 (R-3864-2012) et dans celle des demandes tarifaires de 2016 (R-3933-2015).

Dans R-3864-2012, nous avons démontré :

- qu'étant donné que les bilans prévisionnels de puissance du Distributeur ne tiennent pas compte des aléas, HQD pourra avoir besoin de la puissance beaucoup plus rapidement qu'indiquent ces bilans;
- que le document sur le Potentiel technicoéconomique sur la gestion de la demande produit par HQD était incomplet et insuffisant;
- que le potentiel des compteurs de nouvelle génération pour contribuer à la gestion de la demande avait été ignoré;
- que, selon les expériences en plusieurs autres juridictions, les mesures comme *critical period pricing* ou *peak period rebates* permettrait au Distributeur d'accéder à une « puissance interruptible » de la part de sa clientèle résidentielle⁴.

⁴ Raphals, P., *Bénéfices potentiels des compteurs « intelligents » pour répondre aux besoins en puissance*, Régie de l'énergie du Québec, R-3864-2013, Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution, pour le RNCREQ, 21 mai 2014.

Dans R-3933-2015, nous avons remarqué le peu de progrès accompli par HQD sur cette question, ainsi que l'importance de le faire, étant donné les coûts faramineux engagés pour répondre aux besoins à la pointe⁵. (Voir aussi la section 2.2.2, plus loin.)

Dans le Plan d'approvisionnement 2017-2026, présentement sous étude (R-3986-2016), le RNCREQ a proposé d'amener HQD à élaborer et exposer plus explicitement sa vision de « l'approvisionnement auprès de la clientèle » et à prendre des engagements concrets à cet égard, via l'adoption d'un plan à long terme qui ferait partie intégrante du Plan d'approvisionnement et serait donc soumis aux mêmes mécanismes d'approbation et de suivi. Afin d'éclairer la Régie sur ce sujet, le RNCREQ propose également de présenter un rapport d'expert qui fera état, d'une part, des meilleures pratiques développées aux États-Unis et ailleurs au Canada dans la dernière décennie sur ce sujet, et, d'autre part, des opportunités et défis dans le contexte québécois. La Régie n'a pas encore statué sur les demandes d'intervention dans ce dossier.

La plupart des experts qui traitent de la question de la pointe résidentielle dans le présent dossier favorisent une modification de la structure du tarif D. Pineau propose d'introduire une 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. (...)

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. (p. 29)

Selon lui (p. 30) :

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

⁵ Raphals P., *Commentaires sur le dossier tarifaire 2016-17 d'Hydro-Québec Distribution*, Régie de l'énergie du Québec, témoignage pour le RNCREQ, Régie de l'énergie du Québec, R-3933-2015, 10 novembre 2015.

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.

Il conclut :

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 craindre 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.

Le rapport Pineau décrit cette solution comme étant une « simplification », dans le sens qu'il simplifierait l'offre tarifaire, en substituant un seul tarif résidentiel « basé sur des paramètres explicites » aux quatre tarifs existants (D, DM, DT, DP). Cette « simplification » créerait, par contre, « une grille tarifaire basée sur des paramètres explicites de consommation et de conditions de service » (p. 52) — dont notamment son appel en puissance — pour tout consommateur. Toutefois, ce tarif binôme sera nécessairement plus complexe d'application que le tarif D d'aujourd'hui, ce qui semble contredire le souhaite exprimé par le Ministre que les options offertes aux clients soient simplifiées.

Les experts convoqués dans le présent dossier tendent à analyser le problème de la desserte de la pointe uniquement dans la perspective tarifaire. Tout en étant en accord avec l'importance d'impliquer le consommateur dans la recherche de solutions, nous croyons que l'approche tarifaire n'est pas la seule approche pertinente. Qui plus est, parmi les approches tarifaires, il existe des options autres que la tarification de la puissance, dont notamment les *enabling technologies* discutés plus loin. Selon les balisages, les autres approches (*TOU, critical peak pricing, peak time rebates*) semblent susciter le plus d'intérêt hors du Québec.

Par ailleurs, la tarification de la puissance dans le tarif D n'est probablement pas une bonne solution, en présumant qu'elle sera basée, comme les autres tarifs binômes, sur la consommation maximale du client durant l'année, ou même durant le mois. En effet, étant donné le profil des coûts marginaux d'HQD, il semble clair que c'est seulement la consommation à la pointe du réseau qui est problématique. Ainsi, si le but est de structurer le tarif en fonction des coûts imposés au Distributeur, on doit tarifier en fonction de présence sur la pointe coïncidente du réseau, et non pas en fonction de la charge maximale du client.

La charge maximale d'un consommateur résidentiel TAE aura lieu généralement lorsque l'ensemble de ses appareils de chauffage fonctionne simultanément. Il ne serait pas surprenant que cela arrive de temps à autre pendant la saison de chauffe, ce qui implique que le client résidentiel typique payerait généralement le tarif de puissance à la hauteur de ses équipements de chauffe. Le fait de remplacer le tarif D par un tarif binôme (demande-énergie) ne créera pas, en soi, d'incitatif significatif pour déplacer cet appel de puissance individuel pour qu'il ne coïncide pas avec la pointe du réseau, et ainsi réduire la charge aux heures de la fine pointe. Pour ce faire, il faut regarder plutôt des approches de tarification dynamique, notamment celle de *critical peak pricing*.

2.2.1 *Critical peak pricing*

Christensen introduit les notions de *critical peak pricing* (CPP) et sa variante *peak-time rebate* (PTR), à la page 10 de son rapport, en faisant un lien intéressant avec le tarif DT, qu'il présente comme un tarif CPP qui utilise la température extérieure comme proxy pour le coût marginal. Aux pages 14-15, il explore l'idée davantage, en lien avec un projet pilote sous étude par HQD sur le *fuel switching* par contrôle direct⁶.

Soulignons que le PTR est une variante du CPP qui prend la forme d'un **crédit** pour réduire la charge pendant les heures critiques aussi bien que d'une pénalité pour l'utilisation pendant ces heures. Nous avons présenté cette option lors du dossier R-3864-2013, sur le Plan d'approvisionnement 2014-2023⁷.

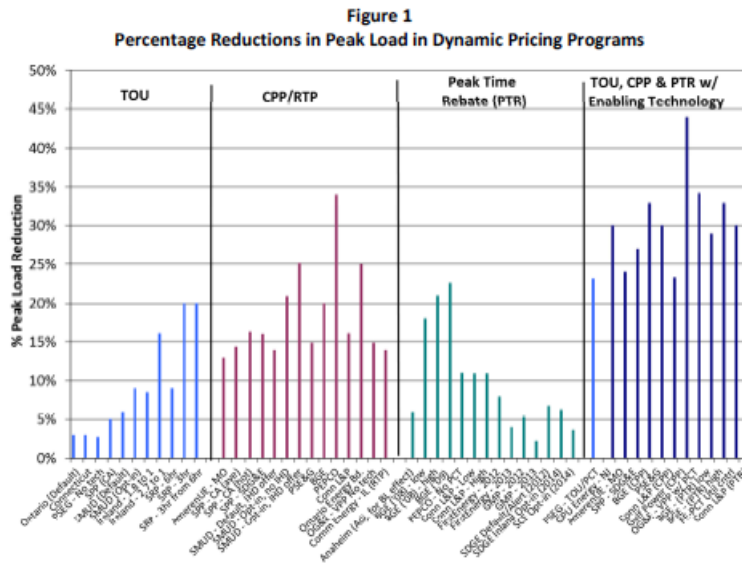
⁶ Ils ne précisent pas auquel projet pilote ils font référence.

⁷ Voir R-3864-2013, Raphals, P., Bénéfices potentiels des compteurs « intelligents » pour répondre aux besoins en puissance », preuve déposée pour le RNCREQ, C-RNCREQ-0015, pages 19-21 (http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/232/DocPrj/R-3864-2013-C-RNCREQ-0015-Preuve-RappExp-2014_05_15.pdf); et RNCREQ,

Autrement dit, la *tarification à la pointe* (Gonzalez, p. 13) est très différente — et beaucoup plus pertinente — de la *tarification de la puissance*, telle que proposée par Pineau (p. 51). Mentionnons à cet égard que Christensen a identifié seulement six exemples (mis à part le tarif DP d'HQD) de la tarification de la puissance en tarifs résidentiels — tous aux États-Unis et surtout dans des tarifs facultatifs sans participation importante (p. 9).

Par ailleurs, la Figure 1 du rapport Christensen (à la page 9) démontre clairement que les mesures tarifaires ont un impact beaucoup plus grand lorsqu'elles sont jumelées à des *enabling technologies*, tels les thermostats programmables qui répondent aux signaux de prix. Ce graphique est reproduit ici :

Figure 1. Reductions in Peak Load in Dynamic Pricing Programs (Christensen Fig. 1)



Il est également important de souligner que, selon ce même rapport Christensen, produit par le Distributeur, celui-ci n'est pas allé très loin dans ses explorations de la *demand response* :

[D]ue to the relatively low variation in marginal cost, HQD appears not to have explored as deeply as other utilities the use of demand response pricing or price variability to signal customers the variability of price over time. This situation arises from the ongoing pattern of marginal cost in the Québec region. (page 23)

À notre avis, il est urgent que le Distributeur accélère grandement son exploration de ces moyens et de leur applicabilité dans le contexte québécois. Malheureusement, la Régie n'a que peu d'outils réglementaires qui lui permettraient d'insister sur ce point. Pour cette raison, nous invitons la Régie à suggérer, dans son avis au Ministre, de revoir la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « *LRÉ* ») afin de lui donner des pouvoirs accrus à cet égard.

2.2.2 Coûts marginaux

Le rapport Gonzalez affirme qu'au Québec le coût moyen est supérieur au coût marginal (p. 16). En fait, le coût marginal, tel que défini par HQD dans ses coûts évités, est évidemment plus élevé que ses coûts moyens, tel que repris dans les tarifs.

Les coûts évités d'HQD sont produits chaque année dans le cadre de son dossier tarifaire⁸. À titre indicatif, pour l'année 2017, on indique des coûts évités pour le tarif D comme suit :

Chauffage de l'eau	7,42 cents/kWh
Chauffage des locaux	10,92 cents/kWh
Tous les usages	8,84 cents/kWh

Selon la méthodologie tarifaire du Distributeur, le prix du 2^e bloc est comparable au coût évité pour le Chauffage des locaux.

⁸ Cette année, ces coûts évités se trouvent dans le document HQD-4, doc. 4, du dossier R-3980-2016.

Le tarif D, tel que proposé, est de 5,92 cents/kWh pour les premiers 30 kWh/jour, et de 9,02 cents/kWh pour les kWh additionnels. Ainsi, on constate que le tarif pour le 1^{er} bloc est moins élevé que tous les coûts évités, et que le tarif du 2^e bloc est moins élevé que le coût évité pour le chauffage des locaux.

Si certains observateurs croient que le coût marginal est moins élevé que le coût moyen, c'est probablement parce qu'ils considèrent uniquement le coût évité de l'énergie de court terme. Cependant, la méthodologie de coûts évités d'HQD incorpore aussi, depuis très longtemps, des montants pour la puissance et pour les ajouts aux réseaux de transport et de distribution⁹.

Même si on regarde uniquement le coût marginal en énergie, on constate que le coût évité d'énergie en hiver, pour la période du surplus, est évalué à 6,3 cents/kWh (en \$ 2016), donc plus que le prix du 1^{er} bloc.

L'approche de Christensen est plus nuancée. Il reconnaît que les coûts marginaux d'HQD sont très atypiques, sans profil pour la vaste majorité des heures. Il écrit (p. 46) :

Hydro-Québec's marginal costs are quite unusual, as mentioned previously. In all but about 300 hours, marginal costs are flat due to the effect of hydraulic dominance and transmission constraints. In remaining hours, in which imports from other jurisdictions are possible, marginal costs may vary, especially at times of low system reserves.

Pour être plus précis, les coûts marginaux de court terme sont *flat* pour la plupart des heures en raison du contrat patrimonial, plutôt que du *hydraulic dominance* ou de *transmission constraints*. Pendant les autres heures, ces coûts, en plus d'être « variables », tendent à être élevés, sinon très élevés.

À notre connaissance, HQD n'a jamais produit une étude de son coût marginal **pendant les heures de plus grande charge**. Il y a plusieurs indications que ce coût marginal est très élevé. Par exemple, l'entente-cadre avec HQP fixe le prix d'un dépassement pendant les 300h de charge la plus élevée « au maximum entre 300 \$/MWh et le prix du Day-Ahead Market (DAM) de la Zone HQ du NYISO, augmenté de certains frais, dont les frais de transport »¹⁰.

⁹ Cette méthode a été expliquée en détail au dossier R-3610-2006, HQD-15, doc. 2, Annexe A.

¹⁰ D-2007-083, page 9.

Le contrat patrimonial accorde beaucoup de flexibilité au Distributeur, beaucoup plus que dans les réseaux thermiques. Tous les kWh fournis selon ce contrat ont la même valeur monétaire. HQD accorde-t-il, dans ses analyses internes, plus de valeur à un grand bâtonnet qu'à un petit? À moins qu'il considère un kWh fourni par le biais d'un grand bâtonnet comme étant plus coûteux qu'un kWh fourni par le biais d'un petit bâtonnet, la seule distinction en termes de coût de service arrivera pendant les heures où HQD fait des importations, à des prix hautement variables.

Dans le cadre du dossier R-3933-2015, nous avons analysé en détail les achats d'HQD sur les marchés externes. En utilisant des données de 2014 qui venaient d'être rendues publiques - et ce pour la première fois - nous avons identifié les heures où des achats à court terme ont eu lieu et, pour chacune, à estimer le nombre de MW achetés et le prix¹¹.

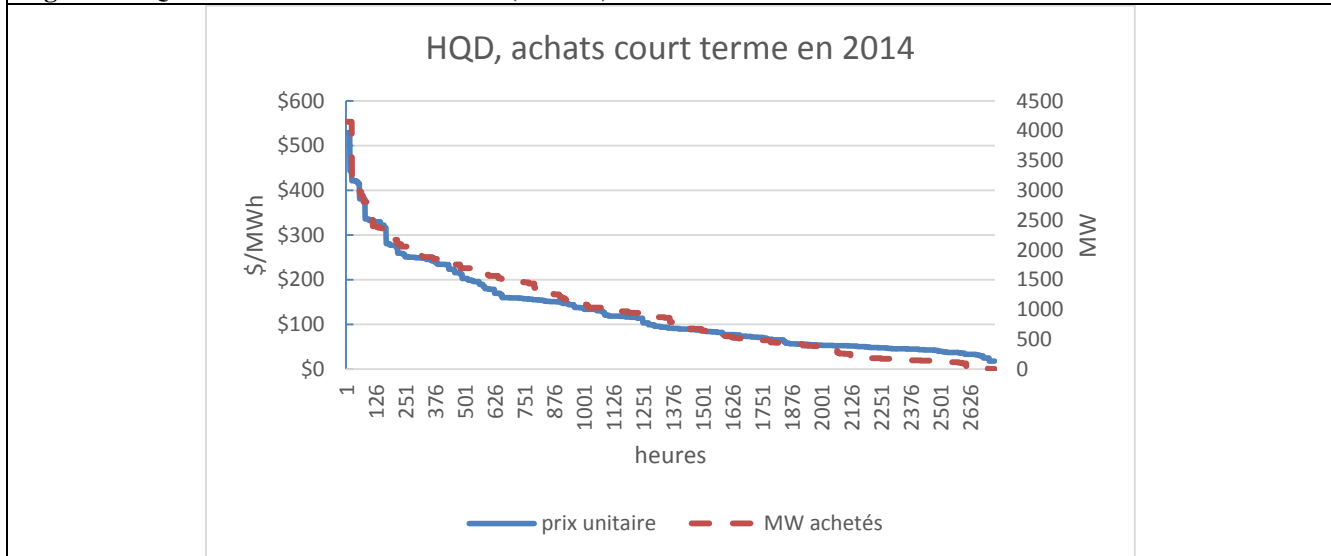
Tout en reconnaissant que l'année 2014 était exceptionnelle, tant pour la quantité d'achats de court terme que pour leur prix, les résultats sont frappants. Comme l'indique le graphique suivant, il y a eu des achats de court terme sur environ 2 730 heures de l'année, avec des quantités allant jusqu'à 4 150 MW et des prix moyens par heure allant jusqu'à 530 \$/MWh¹². Au premier trimestre de 2014, HQD a fait des achats de court terme d'environ 440 M \$, à des prix moyens de 183,58 \$/MWh pour les achats bilatéraux et de 249,30\$/MWh pour les achats sur les bourses¹³.

¹¹ Certaines imprécisions demeurent parce que, pour les achats de bourse, les documents d'HQD indiquent seulement un nombre de MWh par jour, et non par heure. Il est aussi important de comprendre que, pendant une heure donnée, il peut y avoir différentes transactions en cours, à des prix différents.

¹² Les deux courbes ayant été classées (?) séparément, on ne peut tirer aucune conclusion de ce graphique sur la relation, dans une heure donnée, entre le prix et la quantité achetée.

¹³ HQD, Suivi Sommaire des Achats et Ventes sous Dispense, 2014 (http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2014-205_PlanAppro2014-2023/HQD_SuiviActivitesAchatVente2014_12mai2015.pdf)

Figure 2. HQD Achats court-terme en 2014 (classées)



L'ampleur de ces chiffres démontre l'importance des économies qui peuvent être obtenues en fournissant aux consommateurs un signal de prix qui reflète réellement le bénéfice, pour HQD et donc pour les consommateurs dans l'ensemble, de réduire la charge pendant les heures critiques du réseau.

Malheureusement, les propositions tarifaires produites par les experts dans le présent dossier ne permettent pas l'identification d'une solution efficace et équitable à cette problématique.

Afin de guider le développement des outils tarifaires et autres pour la réduction de la demande de pointe, HQD devrait produire une étude détaillée sur ses coûts marginaux pendant ses propres heures de plus grande charge.

Il est surtout important que la Régie ait les pouvoirs et la volonté de mettre en place des mécanismes de consultation qui inciterait la créativité tant du Distributeur que de sa clientèle et les autres membres de la société civile québécoise afin de trouver de telles solutions.

2.3 Les ménages à faible revenu et l'interfinancement

Les problématiques des ménages à faible revenu (MFR) et de l'interfinancement sont interreliées, mais distinctes. Une des raisons souvent invoquées pour justifier l'interfinancement est le besoin de protéger les MFR, mais ce n'est pas la seule.

2.3.1 Les ménages à faible revenu

Plusieurs des experts consultés favorisent la mise en place d'un tarif MFR. Par exemple, selon Pineau, le gouvernement du Québec devrait venir en aide à cette clientèle :

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. (p. 30)

La question est toujours : Comment identifier les MFR? Christensen (page 16) fait référence aux « *lifeline* » rates, utilisés dans plusieurs états, dont l'éligibilité est définie selon l'éligibilité pour le programme fédéral (Low Income) Home Energy Assistance Programme (LIHEAP) qui utilise des critères basés sur le revenu familial. Selon lui, l'éligibilité devrait être définie en fonction du revenu familial :

Approaches that make use of customer billing data only in awarding discounts are likely to be less useful than methods that identify customers directly by means of some indicator of income. Naturally, these are not perfect, since they rely on measures of eligibility that may change or not be as accurate as desired. Additionally, eligibility rules can be subject to abuse. Nevertheless, it is worthwhile for a utility to consider such explicit alternatives, since a targeted approach permits reduction of widespread subsidy of broad segments of the residential class in an effort to ensure the “affordability” of energy for heating. (p. 17)

Pineau fait référence aussi au fait que plusieurs services publics américains ont des « tarifs MFR », auquel s'ajoute le LIHEAP (pages 24-25).

L'idée d'un tarif spécial MFR n'est pas nouvelle : elle a été soulevée dans un rapport que j'ai préparé pour une table de travail entre HQ et des groupes de consommateurs en 2001¹⁴.

¹⁴ P. Raphals, Balisage — Services aux ménages à faible revenu, présenté à la Table de travail ARC/CACQ/FACF et HQ-DSR (Centre Hélios), le 20 juin 2001.

Dans le passé, HQ a toujours résisté à l'idée d'administrer un programme qui distinguerait ses clients en fonction de leur revenu. Effectivement, l'administration d'un tel programme risque d'être lourde.

Toutefois, dans son rapport, HQD semble maintenant ouvert à cette approche :

À l'instar de la *Commission de l'énergie de l'Ontario*, la Régie, si elle le juge opportun, pourrait également examiner la possibilité d'offrir aux MFR un programme universel d'aide relative aux frais d'électricité, combiné à la poursuite d'une stratégie tarifaire favorable à cette clientèle, aux programmes d'économie d'énergie du Distributeur et aux programmes actuellement offerts par les différents paliers de gouvernement. Le Programme ontarien d'aide aux frais d'électricité, administré par la Commission de l'énergie de l'Ontario, aide directement les MFR à payer leur facture d'électricité. Ces clients reçoivent un crédit mensuel en fonction du revenu et de la taille du ménage. Ce programme est financé par tous les consommateurs à partir d'une charge de 0,11 ¢/kWh sur leur facture d'électricité et vise directement les MFR sans égard à leur statut de bon ou de mauvais payeur³³. Un tel programme d'aide devrait également s'adresser à tous les MFR du Québec, tant ceux alimentés par les réseaux municipaux que ceux qui utilisent d'autres sources d'énergie.

HQD semble donc suggérer que le programme devrait être géré par la Régie. Il serait important de bien sonder les parties concernées avant de prendre une telle décision.

Cela dit, dans la mesure où un système sera mis en place capable d'identifier de façon adéquate les MFR, une aide ciblée serait évidemment souhaitable. Toutefois, il ne faut pas minimiser les défis de créer un système capable d'identifier les MFR de manière équitable, fonctionnelle, efficace et respectueuse de la vie privée des personnes qui y ont recours.

2.3.2 Interfinancement

Le rapport Pineau dédie sa section 5 à la question de l'interfinancement. Il utilise ce terme pour faire référence tant aux différences entre les coûts de service qui découlent entre autres du principe de l'uniformité territoriale qu'à l'écart entre les coûts de service de la classe résidentielle et les revenus obtenus de cette classe (interfinancement relié à l'allocation des coûts).

Il est sans doute vrai que tout régime de tarification implique un certain niveau d'interfinancement, étant donné que les coûts de service de différents consommateurs ne sont jamais identiques. Par exemple, Pineau souligne (p. 28) que :

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.

Quoiqu'il ne propose pas une tarification avec distinction urbaine/rurale, il propose une tarification par zone climatique (pages 30 et 51), mettant fin à l'uniformité territoriale. Il s'agit d'une proposition assez radicale, dans le contexte québécois, dont l'acceptabilité sociale et politique ne peut être présumée.

Quoiqu'il est vrai que la température est plus clémente dans la région montréalaise, le coût de service en zone métropolitaine est aussi moins élevé, en raison de la densité de la population. Si les deux effets se neutralisent, du moins partiellement, serait-il équitable d'ajuster les tarifs seulement pour les écarts climatiques, sans tenir compte des autres facteurs?

En ce qui concerne « la réallocation explicite de coûts de service d'une catégorie de consommateur à une autre » (p. 41), Pineau en propose carrément l'abolition, avec une période de transition de 10 ans :

La piste de solution proposée est donc de mettre fin à l'interfinancement. (p. 47)

Pour Pineau, cet interfinancement se limite à l'interfinancement bénéficiant les consommateurs résidentiels, en vertu de l'art. 52.1 *LRÉ*. À notre avis, **l'exemption de l'indexation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale pour la clientèle industrielle du tarif L est aussi un exemple d'interfinancement** – cette fois-ci, au bénéfice d'une catégorie de consommateur « d'affaires ». (Quoique Pineau ne l'identifie pas explicitement, cette exemption explique pourquoi l'interfinancement subit par les Grands clients industriels, selon le Graphique 4 de Pineau, est beaucoup moins élevé que celui des autres tarifs Généraux.)

Christensen pointe aussi du doigt l'article 52.1, en suggérant que le Législateur :

... appears to have inadvertently imposed rigidity on the process of rate stabilization that occurs in the normal course of regulation in other jurisdictions. (p. 48; nous soulignons.)

Évidemment, l'art. 52.1 n'a pas été créé par inadvertance. Christensen et Pineau voient tous les deux la protection des MFR comme sa raison d'être. Quoiqu'il s'agit effectivement d'un élément important, il y

a aussi d'autres raisons, liées au pacte social traditionnel, d'une part, et au processus de restructuration qui a donné lieu à la séparation fonctionnelle à Hydro-Québec, de l'autre, qui sont décrit dans les sections qui suivent.

2.3.2.1 Le pacte social

Pineau fait référence à la notion du pacte social (à la page 41), en mentionnant qu'il n'est énoncé dans aucun document formel. Effectivement, pour comprendre la source de cette notion, il faut retourner aux documents-clés de la politique énergétique québécoise, dont notamment le rapport de la Table de consultation du Débat public sur l'énergie, de 1996. Ce rapport, ayant été adopté par le gouvernement en 1995 comme cahier blanc menant à sa politique énergétique (*L'énergie au service du Québec*) et au projet de loi sur la Régie de l'énergie qui l'accompagnait, est un outil important pour comprendre cette disposition qui reste inchangée depuis la Loi 50.

D'autres [représentants des consommateurs résidentiels] reconnaissent le phénomène [de l'interfinancement] mais le considèrent comme un véritable pacte social. En effet, il ne leur semble pas logique de traiter sur le même pied les entreprises, des institutions, et les consommateurs-citoyens, propriétaires d'Hydro-Québec par l'intermédiaire du gouvernement.

Il faut enfin souligner que pour plusieurs intervenants, la tarification des grands consommateurs industriels bénéficiant de contrats à partage de risques et de bénéfices aboutit en pratique à un phénomène analogue d'interfinancement, en faveur de ces entreprises, et au détriment cette fois-ci de l'État actionnaire.

(...)

Il est tout à fait acceptable d'imaginer qu'un **taux de rendement différent** soit défini, **variant selon les catégories tarifaires**. L'existence d'un marché captif, pour ce qui est du chauffage, devrait normalement conduire à exiger un **rendement plus bas des ventes d'électricité aux consommateurs résidentiels**.

En fait, il ne serait **ni logique, ni équitable** que l'on applique aux consommateurs résidentiels les mêmes règles qu'aux autres catégories de consommateurs, sans même faire référence à la situation du consommateur et **au droit du citoyen de percevoir directement une partie de la rente économique liée à l'exploitation des ressources hydrauliques**, on doit convenir que les risques accompagnant la vente

d'électricité aux particuliers ne sont pas du même ordre que dans le cas des autres catégories de consommateurs. (pages 105 et 106, gras dans l'original)

Ainsi, le pacte social fait référence non seulement à la protection des MFR, mais aussi à la notion d'un bénéfice direct aux citoyens du Québec, lié à leur statut de « consommateurs-citoyens, propriétaires d'Hydro-Québec ».

2.3.2.2 Les bénéfiques échoués et la loi 116

Une autre justification de ce pacte social découle des circonstances de la mise en place de la séparation fonctionnelle à Hydro-Québec.

Dans les débats sur la restructuration des services publics aux États-Unis (et aussi en Alberta et en Ontario) pendant les années 90, un thème important était le traitement des *stranded costs*, terme généralement traduit par des « coûts échoués ». Il s'agit des coûts, engagés par le service public sous le régime antérieur de réglementation selon les coûts, qui ne peuvent être récupérés dans un contexte de marché.

L'exemple le plus commun est celui d'un service public ayant construit des centrales nucléaires à des coûts qui sont devenus astronomiques. Ainsi, l'électricité produite par ces centrales avait un coût de revient beaucoup plus élevé que les autres sources d'approvisionnements, dont notamment la filière au gaz naturel¹⁵.

La plupart des états dans cette situation ont choisi d'ajouter, dans la législation de restructuration, une charge aux consommateurs — un *stranded costs charge* — afin de défrayer ces coûts. Autrement, les actionnaires de ces services publics auraient encaissé des pertes importantes.

Les coûts échoués existent donc lorsque les revenus anticipés des consommateurs d'énergie ne suffisent pas à couvrir les coûts d'opération et à générer une marge de rentabilité équitable sur les capitaux investis. Les investisseurs ne recevraient pas le revenu total requis pour supporter la valeur de leurs actifs sur le marché. S'ils ne sont pas compensés, cela constituerait un transfert de richesse des

¹⁵ En réalité, les efforts des consommateurs industriels pour sortir des tarifs qui reflétaient ces coûts étaient le moteur principal du mouvement de restructuration.

investisseurs vers les consommateurs. La compensation consiste d'une charge additionnelle sur la facture des consommateurs, afin de récompenser ces coûts échoués.

Le phénomène inverse existe aussi : lorsque des actifs de production d'électricité à faible coût sont soustraits de la réglementation, il en résulte un bénéfice inattendu pour les actionnaires. Ainsi, les « bénéfiques échoués » — *stranded benefits* — existent lorsque les revenus anticipés après la restructuration excèdent les revenus totaux requis sous la réglementation traditionnelle. Il s'ensuit donc un transfert de richesse des consommateurs vers les investisseurs.¹⁶

Par exemple, si une compagnie de service public vendait à un tiers une vieille centrale hydroélectrique qui produit de l'électricité à un coût comptable très faible, le prix de vente refléterait habituellement la valeur actualisée des futures ventes d'électricité à partir de cette centrale, valeur qui serait nettement supérieure à la valeur comptable de la centrale. Ainsi, les actionnaires de la compagnie de service public retireraient des bénéfices importants de cette vente. Un tribunal de l'Illinois a décidé que, dans pareil cas, ce bénéfice exceptionnel appartient aux consommateurs, et non aux actionnaires, parce que ce sont les consommateurs qui ont pris le risque au moment de la construction de la centrale, et en ont supporté le fardeau financier¹⁷.

Bien que d'application inégale en pratique, le principe est clair : si des actifs ont été acquis pour desservir des consommateurs réglementés et que toute perte associée à ces actifs a été portée par les consommateurs, ce sont les consommateurs qui devraient bénéficier de toute différence entre la valeur comptable et la valeur marchande des actifs. Selon cette logique, le bénéfice économique qui découle des anciennes centrales hydroélectriques devrait être alloué aux consommateurs, et non à l'actionnaire.

Si ces bénéfiques échoués sont alloués à l'ensemble des consommateurs, de façon égale, cela ne créera pas de l'interfinancement. Toutefois, dans la mesure où on voit les consommateurs résidentiels comme étant des consommateurs « permanents », il y a une certaine logique à vouloir attribuer ce bénéfice aux citoyens-consommateurs, plutôt qu'aux entreprises qui peuvent aller et venir selon le contexte économique.

¹⁶ *Stranded Benefits vs. Stranded Costs in Utility Deregulation*, Reed W. Cearley and Daniel H. Cole, Chap. 8 of *The End of a Natural Monopoly: Deregulation And Competition In The Electric Power Industry*, Daniel H. Cole, ed., JAI Press, 2003.

¹⁷ *Illinois Public Telecom Assoc. v. FCC*, 117 F.3d 555 (D.C. Cir. 1997)).

Ces notions aident à expliquer, selon nous, la raison d'être de l'art. 52.1 *LRÉ*. À notre avis, il serait mal avisé de proposer son retrait sans en tenir compte.

2.3.3 La proposition de Pineau

Pineau propose (page 47) un plan sur 10 ans pour éliminer l'interfinancement. En même temps, il souligne (à l'encadre 2 de la page 49) que celui-ci représente en fait « une simplification d'une réalité beaucoup plus complexe ».

Ce plan soulève des idées provocantes, mais il soulève plusieurs questions :

- Le plan présume qu'un système d'identification des MFR est déjà en place (point 1 – Gel des tarifs pour les MFR). Voir commentaires ci-dessus;
- Au point 2 (Augmentation des tarifs pour les non-MFR), Pineau propose que des « normes d'efficacité énergétique pour les logements locatifs » soient mises en place, ainsi que « des programmes de soutien à la réduction de la charge de chauffage ». La question de logements locatifs est épineuse, et mérite une réflexion approfondie. Peut-on simplement édicter une telle norme, en sachant que des rénovations très coûteuses peuvent être requises afin de la respecter? Il existe une littérature imposante sur les défis et les solutions à cette problématique, et nous encourageons HQD et la Régie à l'explorer en temps et lieu ;
- Au point 4 (Investissement en faveur des MFR), Pineau propose un « fonds spécial dédié à l'amélioration de l'efficacité énergétique des logements pour les MFR : isolation et gestion de l'énergie ». Encore une fois, la problématique de logements locatifs se présente : qu'est-ce qui arrive si le MFR déménage (ou, pire encore, s'il est évincé) après que le propriétaire a touché la subvention ? Des solutions existent, mais il ne faut pas sous-estimer la difficulté du problème;
- Pineau propose que, à partir de l'année 5, les tarifs généraux diminueraient « au niveau équivalent à leur coût de service ». Est-ce que le coût de service du tarif L inclura l'indexation du tarif patrimonial, ou propose-t-il de maintenir cet aspect de l'interfinancement ?

Retenons de ce Plan que la mise en place d'un système d'identification des MFR en est un pré-réquis, ainsi qu'une réflexion approfondie sur le renouvellement, en termes de l'enveloppe thermique, du parc immobilier locatif. Il s'agit de deux questions difficiles, dont une résolution est essentielle avant de procéder à une refonte majeure de l'art. 52.1 *LRÉ*.

3 L'intégration de nouvelles technologies

Plusieurs des auteurs ont abordé la question des nouvelles technologies, qui est au cœur du mandat du rapport Gonzalez. Comme les rapports de Pineau et de Christensen, il aborde la question de mesurage net et de politiques sur les véhicules électriques.

3.1 Production distribuée et mesurage net

Les trois auteurs accordent chacun beaucoup d'importance aux attaques récentes et vigoureuses sur le mesurage net aux ÉU. Essentiellement, cet argument considère que, avec le mesurage net, l'autoprodacteur ne paie pas sa juste part des coûts fixes de distribution et de transport, étant donné que sa consommation totale est moins qu'elle ne l'aurait été en l'absence de son autoproduction, mais son utilisation du réseau pendant les heures où son système produit peu ou pas d'énergie ne l'est pas.

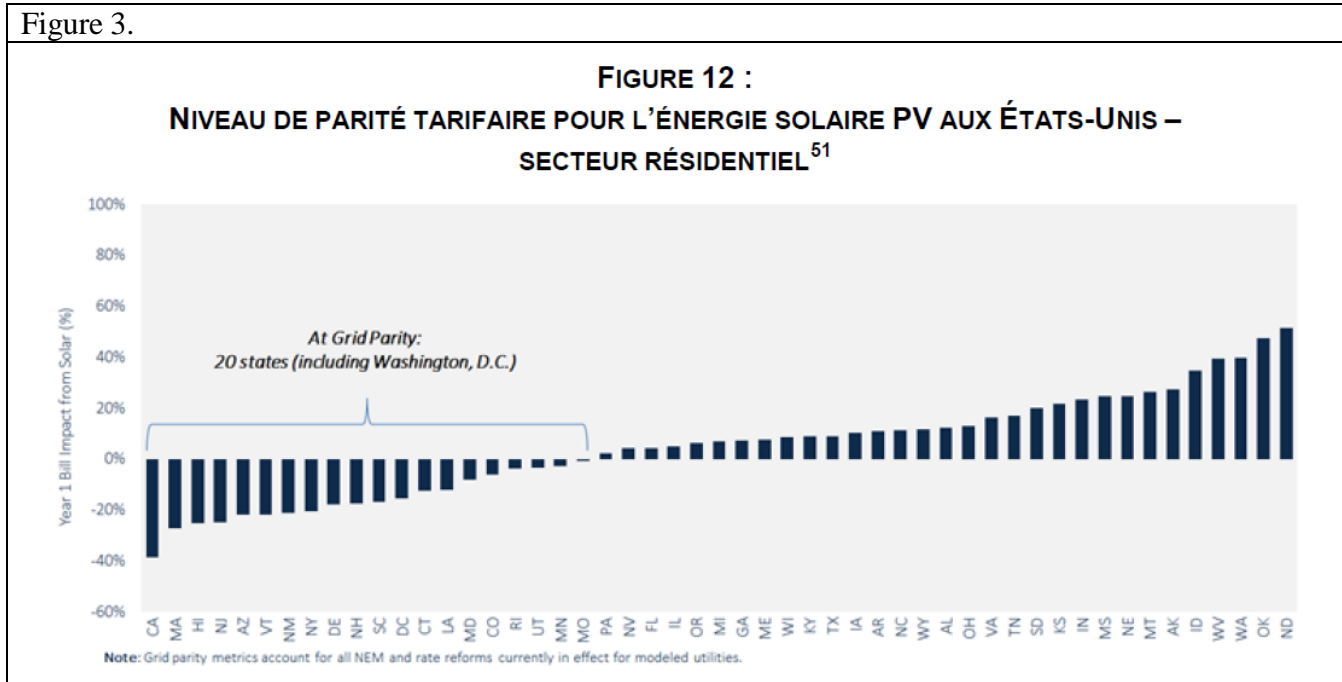
Comme nous l'avons déjà expliqué à la section 2.1.1, la problématique de récupération des coûts fixes n'a pas la même importance au Québec qu'il l'a aux États-Unis.

Selon Gonzalez, « le net metering rembourse les efforts du consommateur à un prix (le cout moyen) supérieur à la valeur de ce qu'il économise (le cout marginal) » (page 16). Cette déclaration simpliste cache une réalité beaucoup plus complexe, étant donné que la valeur de l'énergie économisée dépend d'où et quand elle est produite et aussi de l'état du réseau, qui peut (ou non) avoir besoin de ressources additionnelles coûteuses pour fournir le kWh déplacé.

L'analyse de Christensen est plus nuancée (pages 41-43). Toutefois, la pertinence au Québec de son affirmation à l'effet que « long-term viability of DG pricing requires unbundling of charges for energy and wires services, improvements in measurement of avoided costs, use of time- and location-varying DG prices that follow the time and location variations of avoided costs, and improvement in metering and related utility capabilities » (page 43) reste à établir. Aucune preuve n'a été produite qui suggère que l'utilisation du mesurage net, ou de tout autre tarif DG, risque d'augmenter substantiellement dans un avenir prévisible.

Si ces questions arrivent maintenant aux ÉU, c'est parce que, avec la chute des prix du solaire, le *grid parity* est atteint dans de plus en plus d'États et le nombre d'installations solaires explose. L'état du *grid parity* est présenté à la Figure 12 du rapport d'HQD, reproduite ici :

Figure 3.



S'il est vrai que 20 juridictions américaines (sur 51, y compris le District de Columbia) affichent maintenant du *grid parity*, il est également vrai que, pour les états avec les tarifs les moins élevés (le côté droit du graphique), le solaire coûte encore plus que 50% plus cher que le tarif et ce, même en tenant compte du *Production Tax Credit* et d'autres subventions applicables.

Selon HQD (page 23), son tarif D demeure le plus bas en Amérique du Nord, ce qui fait en sorte que, sur la Figure 12, HQ se trouverait au-delà de l'extrême droite du graphique. Autrement dit, la tendance vers la *grid parity* de l'énergie solaire ne touchera pas HQD de sitôt, et ce, avant même de tenir compte de son emplacement géographique, donc des heures limitées d'ensoleillement pendant les mois de pointe.

Le Tableau 4 du rapport d'HQD démontre un total de seulement 103 adhésions à l'énergie solaire au Québec entre 2006 et 2016, sur un total de 124 adhésions programme de mesurage net. Cela renforce la conclusion que l'inquiétude des services publics américains à l'égard du mesurage net n'est pas justifiée au Québec.

À la section 6.2 (page 61), HQD indique qu'il compte « s'inspirer des meilleures pratiques afin d'ajuster ses tarifs et son option de mesurage net, tel que le suggère CAEC ». Étant donné la différence importante entre les contextes québécois et américains sur ce sujet, pourtant reconnue par HQD (p. 62) la fermeté de cet énoncé est préoccupante.

Soulignons que, toujours à la section 6.2, HQD indique que CAEC favorise « l'abaissement du prix de rachat pour correspondre au coût évité », sans tenir compte du fait qu'au Québec, le coût évité est plus élevé que le tarif.

Par ailleurs, même cette notion de « prix de rachat » est problématique, étant donné que le programme de mesurage net d'HQD est basé sur le stockage (*banking*) de l'énergie, plutôt que sa vente. Comme le démontre bien l'article par Cicchetti et Wellinghoff (ancien président de la FERC), cité par Gonzalez, cette différence est primordiale¹⁸.

Pour déterminer si des ajustements sont requis au programme de mesurage net, afin de s'assurer de l'équité tarifaire, des études sont requises sur le profil d'utilisation de différents types d'autoproducteurs au Québec. Si de telles études démontrent un déséquilibre, il devra évidemment être corrigé. Il convient toutefois de mettre en garde contre l'utilisation de généralisations émanant d'un contexte dramatiquement différent.

3.2 Stockage

Christensen explique (pages 44-45) comment le stockage d'électricité peut aider les sources intermittentes à contribuer aux besoins en puissance. Il invoque ce fait en appui à sa recommandation de dégroupier (*unbundle*) les tarifs, notamment entre la partie énergie et la partie distribution et transport (*wires*), et de faire varier les tarifs selon le moment et le lieu de consommation.

En même temps, Christensen fait valoir que l'approche de mesurage net, qui implicitement offre au producteur indépendant la capacité de stockage inhérent au contrat patrimonial, dévalue le stockage auprès du consommateur :

Although net metering is not an obstacle to efficient investment in and use of storage if the net metering applies only to energy services, the banking provisions of net metering tariffs, at HQD and elsewhere, are incompatible with efficient investment in and use of storage. The reason is that banking equalizes the implicit power prices that the DG customer faces over time. Because the main value of storage is in moving

¹⁸ Cicchetti C. J. et Wellinghoff J. (2015), « Solar Battle Lines », *Public Utilities Fortnightly*, **153** (12), pp. 18-25.

power from a low-value period to a higher-value period, banking provisions undermine the incentives for investment in and use of storage. (p. 45)

Si l'objectif était de promouvoir l'utilisation de stockage d'électricité par le producteur solaire, cet argument pourrait avoir une certaine pertinence. Cependant, cet argument présume que la valeur de l'électricité varie d'heure en heure, ce qui n'est pas le cas au Québec. De toute évidence, l'élimination du *banking* afin de favoriser le stockage d'électricité risquerait de tuer la production distribuée au Québec, plutôt que de l'aider.

Cela dit, il serait néanmoins important d'amorcer une réflexion sur le rôle que le stockage d'énergie peut jouer pour aider le Québec à répondre à ses besoins en chauffage électrique¹⁹. Le défi est important étant donné que, contrairement aux périodes de pointe causées par la climatisation en climat chaud, les périodes de pointe au Québec peuvent facilement durer 8, 12, ou 24h, sinon plus. Malgré cet inconvénient important, il se peut que le stockage d'énergie puisse néanmoins faire partie d'une solution, mais plusieurs questions se posent :

- Combien d'heures de stockage sont requises pour faire une différence?
- Stockage individuel, auprès du consommateur, ou à un autre niveau?
- Stockage d'énergie électrique ou d'énergie thermique?

Encore une fois, une réflexion structurée est requise afin d'amorcer la recherche de solutions.

3.3 Véhicules électriques

Dans sa demande tarifaire 2017, HQD propose un tarif expérimental pour les bornes de recharge. Ce tarif est décrit dans son rapport (pages 63 à 65), et aussi analysé par Christensen (pages 35-38). Cette analyse est intéressante, quoiqu'il le décrive erronément comme un tarif à *declining block*. En fait,

¹⁹ Quoique Christensen parle de la *longstanding high propensity* des Québécois de se chauffer à l'électricité, il est important de se rappeler que cela est la conséquence d'une politique explicite adoptée par HQ et le gouvernement du Québec afin d'absorber le surplus créé par le projet de la Baie-James.

comme l'indique le Tableau 9 de la Stratégie tarifaire présentée au dossier tarifaire²⁰, le tarif BR comporte trois tranches, dont la troisième (16,23 cents/kWh) est plus élevée que la première (11,00 cents/kWh), et moins élevée que la deuxième (20,65 cents/kWh).

Cette demande tarifaire étant en délibéré, il ne serait pas opportun d'en débattre le bien-fondé. Toutefois, étant donné l'importance accordée par plusieurs des experts à la tarification TOU, il est pertinent de réfléchir sur sa pertinence pour les bornes de recharge.

Comme plusieurs l'ont remarqué, la recharge, surtout à haut voltage, crée un appel de puissance important. Il s'agit aussi d'une fonction sur laquelle l'utilisateur exerce un contrôle important par rapport au moment de son utilisation. Le client ou la cliente effectuera-t-il/elle la recharge domestique à son retour du travail — souvent en pleine période de pointe — ou doit-on l'inciter à utiliser une minuterie, pour faire la recharge en pleine nuit pendant les périodes critiques?

Pour les bornes de recharge, il ne faut évidemment pas créer des obstacles aux recharges nécessaires pour le voyageur. Néanmoins, encore une fois, la structure tarifaire devrait-elle l'inciter à éviter, lorsque possible, les périodes critiques où le coût de service monte en flèche?

Encore une fois, les questions soulevées par les rapports d'expert sont importantes, mais les réponses fournies ne sont qu'un début.

4 L'ouverture du marché de détail à la concurrence

Quoique Pineau le mentionne dans son balisage (page 23), Gonzalez est le seul expert qui traite directement de la question de l'ouverture du marché de détail à la concurrence au Québec (pages 9-11). Sa discussion, très concise, soulève la problématique énorme de la création d'une offre concurrentielle.

Il s'agit d'un sujet très complexe, qui risque de toucher la structure de l'industrie de l'électricité au Québec dans son ensemble. Le Centre Hélios a déjà produit une étude majeure sur cette question,

²⁰ R-3980-2016, HQD-14, doc. 2, p. 46).

intitulé *Ouverture des marchés de l'électricité au Québec : options, impératifs d'une réelle concurrence et conséquences pour les prix*²¹.

Si la Régie entend poursuivre une réflexion approfondie sur ce sujet, nous l'encourageons d'en prendre connaissance.

5 Conclusions

5.1 Tarifs résidentiels

La recommandation de Christensen de dégroupier les tarifs, entre la partie énergie et la partie distribution et transport (*wires*), et de faire varier les tarifs d'énergie selon le moment et le lieu de consommation, reflète fidèlement l'orthodoxie américaine. Bien qu'il serait effectivement intéressant de l'explorer, la pertinence de cette approche au Québec est loin d'être évidente.

Il en est de même pour la tarification de la puissance au tarif D, prôné par le rapport Pineau. Cela aurait l'effet de complexifier substantiellement le tarif, sans créer les bénéfices escomptés.

Par contre, des modalités comme *critical peak pricing* ou *peak-time rebates*, qui peuvent être vues comme des modalités tarifaires ou, à la limite, comme des programmes commerciaux, offrent beaucoup plus d'intérêt en termes de donner au consommateur résidentiel un intérêt réel à réduire son appel en puissance pendant les périodes critiques. Comme le démontre Christensen, l'efficacité de ces moyens est significativement accrue lorsqu'ils sont jumelés avec des *enabling technologies*, comme des thermostats avancés. Cela démontre l'importance d'attaquer à la problématique de la pointe résidentielle de manière intégrée, c'est-à-dire en englobant tant l'aspect tarifaire que technologique.

Quoiqu'un tel effort peut en effet être entrepris dans le cadre de l'étude du Plan d'approvisionnement, force est de constater qu'il serait encore plus souhaitable si la Régie avait des pouvoirs explicites afin de promouvoir et encadrer ce genre de réflexion. Nous suggérons respectueusement qu'une telle recommandation fasse partie de l'Avis de la Régie.

²¹ http://www.centrehelios.org/downloads/studies_politique_energetique/1997_FR_OC_Competition_in_Quebec.pdf

Un élément essentiel pour optimiser ces outils serait une étude des coûts marginaux d'HQD en fonction de ses propres heures de plus grande charge. Nous invitons la Régie à communiquer ce besoin à HQD dès maintenant.

5.2 Les MFR et l'interfinancement

Le consensus parmi les experts pour mettre fin à l'interfinancement se base sur une compréhension incomplète de la raison d'être de cet interfinancement, dont la précarité des MFR n'est qu'un élément. Les autres éléments, reliés à la relation citoyen / Hydro-Québec, d'une part, et les conséquences de la restructuration au Québec (bénéfices échoués), de l'autre, doivent également être pris en compte.

Les experts prônent la mise en place d'un programme d'aide explicitement pour les MFR, ce qui présume la mise en place d'un système qui permet d'identifier quels ménages en font partie. Un tel système représenterait une innovation importante, qui serait en théorie souhaitable. Toutefois, il ne faut pas minimiser les défis de créer un tel système capable d'identifier les MFR de manière équitable, fonctionnelle, efficace et respectueuse de la vie privée des personnes qui y ont recours.

La mise en place d'un tel système serait un prérequis à la réduction ou l'élimination de l'interfinancement en faveur des consommateurs résidentiels, mais il y a aussi d'autres éléments importants à considérer, dont notamment la mise en place des solutions favorisant l'écorénovation des immeubles locatifs. Rajoutons que l'exemption du tarif L de l'indexation du contrat patrimonial représente aussi un type d'interfinancement, en sens contraire.

5.3 Les nouvelles technologies

Les critiques formulés par les experts sur les programmes de mesurage net, qui s'appuient sur font appel à des arguments importés de contextes très différents, n'ont pas de force probante dans la réalité québécoise. La participation au programme de mesurage net a toujours été très faible, et rien ne présage la répétition ici des expériences avec la production solaire aux États-Unis.

La question de stockage mérite d'être explorée, dans le cadre d'un examen intégré de la pointe résidentielle. Est-ce que le stockage électrique, ou même thermique, peut jouer un rôle dans la desserte de la pointe? La réponse dépend, entre autres, de l'accès à des données fiables sur le coût réel de la desserte de cette pointe, y compris le coût des achats sur les marchés avoisinants.

En ce qui concerne les véhicules électriques, le questionnement sur les modalités tarifaires est effectivement pertinent, étant donné la croissance importante prévue dans ce secteur. Cela dit, il est à présumer que les débats sur cette question continueront dans les causes tarifaires à venir.

5.4 L'ouverture du marché de détail à la concurrence

Finalement, sur la question posée par le Ministre sur l'ouverture du marché de détail à la concurrence, force est de constater que, à part quelques lignes dans le rapport de Gonzalez, les rapports d'expert n'ont pas touché cette question, qui soulève des enjeux complexes.