

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Dossier R-3980-2016

**Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
de l'année tarifaire 2017-2018**

MÉMOIRE DE L'ACEF DE QUÉBEC

Préparé par :

Co Pham, Ph.D., ing.

Consultant en énergie

4 novembre 2016

INTRODUCTION

Dans le cadre du dossier R-3980-2016 de la Régie de l'énergie (la Régie), l'ACEF de Québec soumet le présent mémoire qui traite des sujets suivants :

1. Stratégies relatives aux tarifs domestiques ;
2. Modification des modalités de disposition des soldes des comptes de nivellement pour aléas climatiques et Niveau de hausse tarifaire 2017-2018 ;
3. Opportunité de créer un compte d'écarts des revenus nets des achats d'électricité ;
4. Prévision de la demande en énergie et en puissance ;
5. Approvisionnements en électricité ;
6. Coûts évités sur le réseau intégré ;
7. Mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu ;
8. Approche globale de recouvrement.

Tous ces sujets ont été acceptés par la Régie comme enjeux à débattre au présent dossier, par sa décision D-2016-135 du 15 septembre 2016.

SECTION 1

STRATÉGIES RELATIVES AUX TARIFS DOMESTIQUES

1.1 Proposition du Distributeur

Relativement à la stratégie tarifaire, le Distributeur soumet que la prise en compte de l'évolution du contexte énergétique et de la position concurrentielle de l'électricité est cruciale.¹

Le Distributeur est préoccupé par la rapidité et l'importance avec laquelle le prix de la deuxième tranche au tarif D augmenterait au cours des prochaines années dans le contexte de la révision des tarifs domestiques.²

À l'égard de la position concurrentielle de l'électricité, il soumet que le coût d'énergie du chauffage des locaux au gaz naturel pour tous les cas types est actuellement plus faible que celui du chauffage électrique pour un système à air chaud.³

Il est d'avis que le fait d'augmenter de façon plus importante le prix de la deuxième tranche amplifierait la perception négative de la clientèle domestique relativement à une position concurrentielle défavorable de l'électricité par rapport au gaz naturel.⁴

Il propose que les considérations tarifaires, économiques et énergétiques soient prises en compte à *chaque année* pour déterminer la stratégie d'amélioration du signal de prix de la deuxième tranche au tarif D.⁵

En ce qui concerne particulièrement la première année de l'implantation de la réforme des tarifs domestiques, soit l'année tarifaire 2017-2018, le Distributeur conclut ainsi :

“Compte tenu de ce qui précède, le Distributeur propose, pour le présent dossier tarifaire, d'amorcer l'implantation des mesures au tarif D en les compensant par

¹ Pièce B-0052, page 19, ligne 30.

² Pièce B-0052, page 20, ligne 6.

³ Pièce B-0052, page 20, ligne 26.

⁴ Pièce B-0052, page 21, ligne 6.

⁵ Pièce B-0052, page 23, ligne 3.

une **hausse uniforme des prix d'énergie**, plutôt que par une hausse deux fois plus élevée en 2e tranche qu'en 1re tranche.”⁶

Nous notons que la proposition ci-haut reproduite du Distributeur s'écarte de l'approche utilisée par la Régie ces dernières années qui consiste à hausser de façon plus importante le prix de la deuxième tranche d'énergie par rapport à la hausse du prix de la première tranche.

La proposition du Distributeur soulève deux enjeux, soit l'ajustement du prix de la deuxième tranche au tarif D pour 2017-2018 et l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité.

AJUSTEMENT DU PRIX DE LA DEUXIÈME TRANCHE D'ÉNERGIE POUR 2017-2018

1.2 Impacts de la proposition du Distributeur pour 2017-2018

Pour 2017-2018, le Distributeur propose d'ajuster les prix des deux tranches d'énergie au tarif D de façon uniforme.

Nous soutenons que **ce mode d'ajustement défavorise les petits consommateurs d'énergie et bon nombre de ménages à faible revenu.**

En effet, un petit consommateur ou un grand consommateur d'énergie consomment à peu près la même quantité d'énergie pour leurs besoins de base qui sont tarifés au prix relativement bas de la première tranche au tarif D (voir le tableau ci-dessous).

Par contre, pour les autres besoins, tels que le chauffage des locaux et de l'eau, leurs consommations respectives sont très différentes les unes des autres en raison essentiellement de l'espace des lieux d'habitation. Ces consommations sont tarifées au prix plus élevé de la deuxième tranche d'énergie.

⁶ Pièce B-0052, page 23, ligne 8.

Tableau 1.1

	Consommation (kWh)				
	1ère tranche	2ème tranche	Total		
Petit consommateur	9,730	2,904	12,634		
Grand consommateur	10,950	16,137	27,087		
Petit consommateur	77%	23%	100%		
Grand consommateur	40%	60%	100%		

Source: Profils de consommation fournis par HQD, R-3933-2015, présentation du 30 avril 2015, page 12.

Une hausse uniforme des prix des deux tranches d'énergie exige donc plus d'efforts financiers chez les petits consommateurs que chez les grands consommateurs domestiques toutes proportions gardées.

Ceci s'explique essentiellement par leurs proportions relatives différentes de leur consommation : 77% et 23% en première et deuxième tranche d'énergie respectivement pour le cas des petits consommateurs, comparés à 40% et 60% pour le cas des grands consommateurs résidentiels (voir le tableau 1.1 ci-dessus).

En justifiant une hausse uniforme des prix des deux tranches au tarif D par son souhait d'augmenter la position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz entre autres raisons, le Distributeur favorise les grands consommateurs d'énergie au détriment des petits consommateurs.

D'autre part, notons dès-à-présent que la stratégie tarifaire 2017-2018 du Distributeur ne tient pas compte de la capacité de payer limitée des ménages à faible revenu (MFR).

1.3 Signal de prix applicable au chauffage électrique

La proposition de hausse uniforme des prix du Distributeur fera augmenter le prix de la deuxième tranche d'énergie à 9,02 ¢/kWh en 2017 selon son évaluation présentée à la pièce B-0052, page 9.

Ce prix est supérieur au coût évité du chauffage électrique de court terme (en 2017 et 2018), mais en deçà des coûts évités de long terme [période 2019 – 2026] (voir le tableau 1.2 et la figure 1.1).

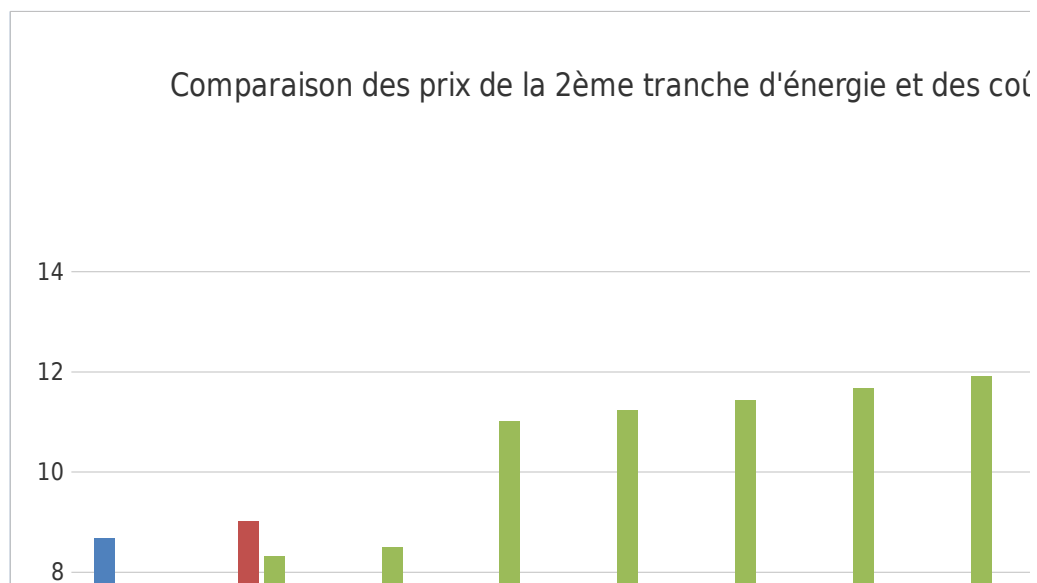
Tableau 1.2

Comparaison des prix d'énergie et des coûts évités du chauffage électrique

(Données d'Hydro-Québec)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Prix - 2ème tranche - 2016 (actuel)	8.68										
Prix - 2ème tranche - 2017 (proposé)		9.02									
Coûts évités - Chauffage - ¢/kWh de 2017		8.32	8.49	11.00	11.22	11.44	11.67	11.90	12.14	12.38	12.63
Sources:											
Prix de la 2ème tranche d'énergie: HQD, pièce B-0052, tableau 2, page 9.											
Coûts évités du chauffage des locaux: HQD, pièce B-0021, tableau A-1, page 13.											

Figure 1.1



On pourrait donc dire qu'une hausse uniforme des prix en 2017 aurait pour effet de ralentir l'amélioration du signal des prix applicable au chauffage électrique des locaux.

On se rappelle que l'an dernier, le Distributeur était encore d'avis que le prix de la deuxième tranche d'énergie devrait tendre vers le coût évité de long terme pour le chauffage des locaux :

“Bien que davantage de kWh de chauffage puissent être facturés au prix de la 1re tranche, il n'en demeure pas moins que la 2e tranche continuerait de viser essentiellement le chauffage des locaux et, conséquemment, que son prix devrait toujours tendre vers le coût évité de long terme pour le chauffage des locaux.”⁷ (nos soulignés).

Lors de la rencontre de travail du 12 juin 2015 avec les intervenants sur la réforme des tarifs domestiques, le Distributeur défend l'idée que les coûts évités de long terme constituent un signal de prix pour orienter les décisions d'achat des consommateurs et qu'ils doivent indiquer la direction et l'ampleur des changements de structure à apporter sur un horizon de long terme⁸.

Selon nous, la précision et la qualité de l'évaluation du coût évité de long terme revêt d'une importance particulière dans l'élaboration des stratégies tarifaires.

Si l'on croit que la position concurrentielle de l'électricité s'est affaiblie sérieusement et que par conséquent le volume des ventes du Distributeur évoluera plus faiblement que prévu dans les prochaines années, il serait indiqué de maintenir le niveau actuel des tarifs tout en révisant en profondeur les coûts évités.

1.4 Amélioration de la position concurrentielle de l'électricité

Comme on l'a vu précédemment, le Distributeur se préoccupe de la position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz et propose de ralentir, pour 2017-2018, la croissance des prix de la deuxième tranche d'énergie du tarif D associé essentiellement au chauffage électrique.

Cependant, il n'a pas élaboré sur les raisons justifiant une amélioration de la position concurrentielle de l'électricité.

Sa proposition relative aux ajustements uniformes des prix en considérant entre autres la position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz nous semble peu convaincante.

Certains peuvent se demander s'il est plus économique de se chauffer au gaz, pourquoi le Distributeur essaie-t-il d'influencer les consommateurs dans leur choix.

Le Distributeur propose de ralentir la croissance des prix du chauffage électrique en augmentant tout simplement le prix de l'électricité requise pour les besoins de base (éclairage, cuisson, etc.).

⁷ HQD, dossier R-3933-2015, pièce HQD-16, document 1.4, page 102.

⁸ HQD, dossier R-3933-2015, pièce HQD-16, document 1.1, annexe A (en liasse).

Il s'agit là de demander aux consommateurs d'électricité d'aider indirectement Hydro-Québec *intégrée* à concurrencer avec Gaz Métro.

La volonté du Distributeur de minimiser l'ajustement du prix de la deuxième tranche d'énergie pour concurrencer avec Gaz Métro était manifeste lors de sa comparution devant la Régie l'an dernier :

« Cette année, on vient d'atteindre le point d'équilibre. Si on continue à augmenter le prix de la deuxième tranche, on vient dire à Gaz Métro, venez chercher le chauffage » Note de bas de page no. 450 : (R-3933-2015, pièce A-0049, page 99) [D-2016-033, page 247]. [nos soulignés]

Qui sont les bénéficiaires d'une meilleure position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz ?

Selon nous, le Producteur en serait le premier bénéficiaire, car il ferait des profits relativement intéressants en vendant plus d'électricité dans un contexte de surplus énergétique. Ceci serait vrai même si la vente additionnelle s'effectue au prix de l'électricité patrimoniale, puisque son coût de revient est particulièrement bas.

Le Distributeur pourrait aussi réduire ses risques d'affaires par l'augmentation de son volume des ventes.

Quant aux consommateurs d'électricité, l'arrivée de plus de consommateurs utilisant de façon efficace le chauffage électrique contribuerait à ralentir la croissance des tarifs, compte tenu notamment des surplus d'électricité patrimoniale et des frais fixes de dédommagements à TCE.

Dans l'ensemble, l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité pourrait profiter à plusieurs acteurs et à l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

Pour le réaliser, le Distributeur pourrait voir avec le Producteur comment ce dernier peut mettre l'épaule à la roue, car le prix des approvisionnements électriques et leurs conditions d'alimentation constitueraient une composante importante du développement de la position concurrentielle de l'électricité.

Le Distributeur pourrait aussi voir à diminuer davantage son coût de service et à améliorer la qualité de ses services à la clientèle.

En résumé, nous estimons que l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité requiert des actions concrètes de réduction des coûts et d'augmentation de la qualité du service à la clientèle qui vont au-delà d'un simple transfert de coût entre le chauffage électrique et les usages de base.

Conclusion et recommandations

Pour l'année tarifaire 2017-2018, une hausse uniforme des prix des deux tranches d'énergie au tarif D va à l'encontre des objectifs d'alléger la facture d'électricité des ménages à faible revenu et d'améliorer le signal des prix.

Son utilité à l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz n'a pas été démontrée de façon convaincante par le Distributeur.

Nous recommandons donc respectueusement à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur d'ajuster de façon uniforme les prix des deux tranches au tarif D pour l'année tarifaire 2017-2018.

Le mode d'ajustement des prix de différentes composantes du tarif D devrait s'effectuer plutôt en tenant compte du reflet des coûts réels dans les tarifs et de la capacité de payer des clients du Distributeur.

Dans le cas où la Régie est favorable à une amélioration de la position concurrentielle de l'électricité, nous recommandons qu'elle demande au Distributeur de lui soumettre au prochain dossier tarifaire un plan d'action précisant les bénéfices et les inconvénients, ainsi que les contributions attendues de différentes divisions d'Hydro-Québec et de sa clientèle.

Nous recommandons également que la Régie demande au Distributeur de prendre des actions appropriées pour s'assurer de la précision et de la qualité de son évaluation des coûts évités de long terme.

HAUSSE DU SEUIL DE LA PREMIERE TRANCHE D'ÉNERGIE DES TARIFS DOMESTIQUES

1.5 Pour une hausse significative du seuil de la première tranche d'énergie des tarifs domestiques

La hausse du seuil de la première tranche d'énergie du tarif D fait partie des orientations retenues par la Régie dans le cadre de la réforme des tarifs domestiques :

« [977] Considérant que la hausse plus rapide du prix de l'énergie en 2e tranche affecte davantage les grands consommateurs, les clients facturés pour la puissance et la clientèle agricole, la Régie convient avec le Distributeur que la hausse du seuil de la 1re tranche constitue, en fait, une forme de redistribution. Elle considère qu'une hausse annuelle du seuil de la 1re tranche, plutôt que limitée aux quatre mois d'hiver, se justifie également afin d'aider, entre autres, la clientèle agricole.

[978] **La Régie accepte la proposition du Distributeur de hausser le seuil de la 1re tranche, afin de couvrir une portion du chauffage de base au réseau intégré.**

[979] **La Régie demande au Distributeur de soumettre une proposition formelle en ce sens lors de la demande tarifaire 2017-2018. Cette proposition devra notamment inclure une **simulation** démontrant les impacts, sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation, d'une hausse du seuil de la 1re tranche à 40 kWh/jour, compensée par une hausse deux fois plus importante du prix de l'énergie en 2e tranche qu'en 1re tranche. Le Distributeur devra également présenter des scénarios d'implantation graduelle d'une telle modification, afin de préserver la stabilité tarifaire.** »⁹ (nos soulignés et notre emphase)

Le prix de la première tranche d'énergie est plus faible que celui de la deuxième tranche ; une hausse du seuil de la première tranche permettrait d'alléger la facture d'électricité des petits consommateurs d'énergie et bon nombre de ménages à faible revenu.

Pour donner au Distributeur le même revenu requis, il faut par conséquent hausser le prix de la deuxième tranche d'énergie.

⁹ Décision D-2016-033, page 251.

La hausse du seuil de la première tranche d'énergie représente une **mesure concrète** pour aider les ménages à faible revenu à très court terme.

La Régie y a fait mention récemment dans sa décision D-2016-135 :

"[81] La Régie partage la position du Distributeur. Pour la Régie, l'avis au ministre s'inscrit dans un horizon de long terme, alors que l'implantation des orientations touchant les tarifs domestiques se traduit par des **mesures concrètes de manière à améliorer la situation des consommateurs**. Retarder la mise en application progressive des changements approuvés irait à l'encontre du décret 841-2014 et serait au détriment des autres catégories de consommateurs." [note de bas de page omise] (D-2016-135, page 18) (nos soulignés)

A l'égard des ménages à faible revenu, notons la préoccupation du gouvernement du Québec exprimée dans le décret 841-2014 :

"QUE soit indiqué à la Régie de l'énergie qu'elle doit tenir compte, lors de la fixation des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016, des préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité :

— la capacité de payer des ménages à faible revenu qui éprouvent des difficultés à supporter les hausses de coût de l'énergie; [...]"¹⁰

Il serait donc important que **la hausse du seuil de la première tranche d'énergie soit implantée le plus rapidement possible**.

Le Distributeur propose de hausser le seuil de la première tranche d'énergie de 2 kWh par jour annuellement pour atteindre 40 kWh par jour après 5 ans¹¹.

Comme un ménage à faible revenu consomme en moyenne 62 kWh par jour en hiver¹², 2 kWh de plus représente bien peu d'amélioration pour lui, compte tenu qu'il doit payer aussi le prix plus élevé de sa consommation en deuxième tranche d'énergie.

¹⁰ Décret 841-2014.

¹¹ HQD, pièce B-0052, page 19, ligne 1.

¹² Source : HQD, R-3933-2015, Suivis des décisions D-2014-037 et D-2015-018, Réponses aux engagements no 1 à 9, 15 et 16, tableau E-3.1, page 7.

Selon une évaluation du Distributeur, l'application de sa stratégie ne permettrait qu'un très léger adoucissement des impacts de la hausse tarifaire qu'il réclame pour 2017 sur les ménages à faible revenu, soit un écart de 0,2% par rapport à la hausse tarifaire moyenne des clients domestiques (voir le tableau ci-dessous).

Tableau 1.3

Comparaison des hausses tarifaires 2017-2018 résultant de la stratégie proposée par HQD

Source: HQD, pièce B-0052, tableau 4, page 12

	Hausse tarifaire 2017-2018 (proposée)
Moyenne des clients domestiques	1,6%
Clients MFR	1,4%
Écart	0,2%

Nous soumettons également que **le délai de 5 ans proposé par le Distributeur pour implanter la hausse du seuil de la première tranche d'énergie est trop long.**

Pendant ce long délai, bien de ménages à faible revenu devraient subir des impacts négatifs de la hausse du coût de l'énergie dont certains difficilement remédiables.

Il serait donc souhaitable de chercher d'autres options d'implantation pour soulager plus efficacement et plus rapidement les ménages à faible revenu.

Recommandation

Nous recommandons respectueusement à la Régie d'indiquer au Distributeur d'implanter le plus rapidement possible le nouveau seuil de la première tranche d'énergie de 40 kWh par jour afin que les consommateurs puissent en profiter significativement.

1.6 Possibilité d'augmenter le seuil de la première tranche d'énergie à plus de 32 kWh par jour dès l'exercice 2017-2018

Dans le cadre de la demande de renseignements, nous avons demandé au Distributeur d'évaluer l'opportunité d'augmenter le seuil de la première tranche à plus de 32 kWh par jour en 2017-2018, soit les seuils de 35 et de 40 kWh par jour.

Nous avons pris soin de suggérer au Distributeur de faire de telle sorte qu'on puisse isoler le maximum possible les impacts d'une augmentation du seuil de la première tranche sur différents segments de la clientèle, notamment les MFR.

Notre question et la réponse du Distributeur se lisent comme suit :

“ Demandes :

20.1 Afin de permettre à la Régie et aux intervenants d'évaluer l'opportunité d'augmenter le seuil de la première tranche à plus de 32 kWh par jour en 2017-2018, veuillez fournir les tableaux 2 et 4 calculés pour les seuils de 35 et de 40 kWh par jour respectivement.

Veuillez effectuer vos calculs et simulations de telle sorte qu'on puisse isoler le maximum possible les impacts d'une augmentation du seuil de la première tranche sur différents segments de la clientèle, notamment les MFR. À cet effet, serait-il peut-être approprié de maintenir les mêmes hypothèses relatives à la redevance (37,68 ¢/jour selon le tableau 2) et à la facture mensuelle minimale (voir le tableau 2, colonne « Tarifs 2017 ») que celles retenues par le Distributeur pour sa demande de hausse tarifaire.

Réponse :

Voir la réponse à la question 50.3 de la demande de renseignements no 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.” (HQD-16, document 2, page 37)

La question 50.3 de la Régie porte sur la possibilité de reporter le remplacement de la redevance par une facture minimale à une date ultérieure afin d'étudier la possibilité d'atteindre plus rapidement le seuil de 40 kWh par jour¹³.

En réponse à la question 50.3 de la Régie, le Distributeur a présenté deux scénarios avec des seuils de 33 et 35 kWh par jour selon différentes hypothèses.

Aux fins de notre analyse, nous reproduisons certains résultats de l'évaluation du Distributeur au tableau ci-dessous (le détail des résultats de l'évaluation du Distributeur se trouve au tableau R-50.3, pièce HQD-16, document 1.2, page 120).

En comparant le scénario d'un seuil de 32 kWh par jour (proposé par le Distributeur) et le scénario à 33 kWh par jour (scénario A) au tableau 1.4, on constate que leurs impacts sur différents segments de la clientèle domestique sont similaires.

Donc, si l'on veut implanter rapidement la réforme déjà approuvée par la Régie, le scénario à 33 kWh par jour est plus approprié que celui à 32 kWh par jour.

D'autre part, il faut noter que le Distributeur n'a pas considéré la baisse de la redevance d'abonnement dans le scénario A, alors qu'il l'a fait dans le scénario qu'il propose (seuil de 32 kWh par jour).

Nous rappelons qu'une baisse de la redevance d'abonnement favorise généralement les petits consommateurs. Le Distributeur l'a confirmé dans le présent dossier comme suit :

¹³ HQD-16, document 1.2, page 118.

“ La proposition du Distributeur est néanmoins celle qui permet, à plus court terme, d'épargner le plus les petits consommateurs en raison de la baisse de la redevance qui y est intégrée.” (nos soulignés) ¹⁴

L'intégration de la baisse de redevance au scénario A à 33 kWh par jour devrait conduire à des résultats plus favorables aux petits consommateurs que le scénario à 32 kWh.

Quant au seuil de la première tranche d'énergie à 35 kWh (scénario B), si on y intègre la stratégie de “hausse deux fois plus importante du prix de l'énergie en 2^{ème} tranche qu'en première” et la baisse de la redevance, ses impacts sur les petits consommateurs seraient plus favorables que ceux présentés par le Distributeur.

L'implantation d'un seuil de la première tranche d'énergie à 33 ou 35 kWh par jour dès 2017 aidera certes les MFR mieux qu'un seuil de 32 kWh par jour. Cependant, il faut étudier les impacts d'une telle mesure sur la facture d'autres clients domestiques qui doivent compenser le manque à gagner du Distributeur.

Le Distributeur n'a pas évalué le scénario de hausse à 40 kWh par jour en justifiant sa décision qu'un tel scénario ne respecte pas un critère dont il s'est doté¹⁵. Nous y reviendrons plus loin dans ce mémoire.

Conclusion

L'implantation d'un seuil plus élevé que celui de 32 kWh par jour proposé par le Distributeur à partir du 1er avril 2017 serait envisageable.

¹⁴ HQD, pièce HQD-16, document 1.2, page 119.

¹⁵ HQD-16, document 1.2, page 119.

Tableau 1.4

Comparaison des scénarios pour l'année tarifaire 2017-2018

Source: HQD, pièce HQD-16, document 1.2, tableau R-50.3, page 120.
(Réponse du Distributeur à la question 50.3 de la DDR no. 2 de la Régie)

	Stratégie proposée par HQD	Scénario A	Scénario B
Hypothèse de hausse tarifaire 2017-2018 Seuil de la 1ère tranche (kWh) Baisse de la redevance et Introduction de la facture minimale	1,6% 32 Oui	1,6% 33 Non	1,6% 35 Non Non (Hausse uniforme)
Hausse 2 fois plus importante en 2ème tranche qu'en 1ère tranche	Oui	Oui (2,3% et 4,4%*)	4,4% et 4,5%*)
<u>Impact sur la facture de la clientèle au tarif D</u>			
Moyenne des clients D	1,8%	1,8%	1,8%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	1,8%	1,8%	1,8%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	1,6%	1,7%	1,9%
<u>Cas types d'habitation chauffés à l'électricité</u>			
Clients à la 1ère tranche seulement	1,6%	1,8%	3,6%
Logement 5 et demi	0,6%	0,4%	Moins 1,6%
Résidences unifamiliales	1,8% à 2,9%	1,6% à 3,0%	1,6% à 2,9%
<u>Segments de la clientèle au tarif D</u>			
Propriétaires TAE (maisons-plex)	1,7%	1,6%	1,5%
Propriétaires TAE (multilogements)	0,9%	1,0%	1,4%
Locataires	1,0%	1,2%	1,4%
Clients MFR	1,4%	1,4%	1,5%
Clients agricoles	2,7%	2,9%	2,9%

* : calculs selon les nouveaux seuils de la 1ère tranche d'énergie.

1.7 Critère utilisé par le Distributeur

Dans sa preuve, le Distributeur décrit son scénario d'implantation de la réforme des tarifs domestiques comme suit :

« Afin d'assurer une mise en œuvre graduelle des modifications proposées, le Distributeur a élaboré un scénario d'implantation en faisant l'hypothèse que les hausses tarifaires inférieures ou égales à l'inflation seront récupérées deux fois plus dans le prix de la 2^e tranche que dans celui de la 1^{re} tranche. Ce scénario vise à limiter la période d'introduction des changements à l'intérieur d'une période maximale de 10 ans et à limiter la hausse du prix de la 2^e tranche à 3 % de plus que la hausse moyenne. Ce niveau d'impact maximal a déjà été retenu par le passé par la Régie, notamment dans le cadre de la réforme des tarifs généraux. »¹⁶ (nos soulignés)

Le rythme d'implantation de la réforme des tarifs domestiques dépend donc de la contrainte que s'est donnée le Distributeur de « *limiter la hausse du **prix** de la 2^e tranche à 3 % de plus que la hausse moyenne* ». Il prétend aussi que ce niveau d'impact maximal a déjà été retenu par le passé par la Régie.

Il explique que la limite sur la hausse du prix de la deuxième tranche mentionnée ci-haut lui sert à juger du caractère raisonnable des scénarios à étudier :

“ Le Distributeur n'a pas évalué le scénario de hausse à 40 kWh par jour puisqu'il ne permet pas de respecter le critère dont s'est doté le Distributeur pour juger du caractère raisonnable des scénarios envisagés, soit une hausse du prix de la 2^e tranche limitée à un maximum de 3 % de plus que la hausse moyenne de 1,6 %.” (nos soulignés)¹⁷

Nous constatons que le Distributeur fait le choix des scénarios à étudier selon **un critère qui n'a pas été approuvé par la Régie**.

De plus, dans son affirmation reproduite ci-haut, le Distributeur fait référence à une hausse du *prix* de la deuxième tranche d'énergie et non celle de la *facture* d'électricité.

Selon nous, une hausse de 3% du prix de la deuxième tranche d'énergie ne se traduit pas par une hausse de même ampleur de la facture, car cette dernière se calcule aussi en fonction du prix de la première tranche d'énergie et de la redevance d'abonnement.

¹⁶ HQD, pièce B-0052, page 18.

¹⁷ HQD, pièce HQD-16, document 1.2, page 119 (réponse du Distributeur à la question 50.3 de la Régie).

Le critère choisi par le Distributeur de son propre chef serait donc trop sévère.

Nous aimerions souligner que la Régie a remarqué qu'il y a une différence entre « prix » et « facture » :

« 34. Référence : Pièce B-0083, p. 25.

Préambule :

« 16.2 Veuillez justifier l'utilisation la proposition de « limiter la hausse du **prix** de la 2^e tranche à 3 % de plus que la hausse moyenne ».

Réponse :

Le Distributeur propose de limiter la hausse du **prix de la 2^e tranche** à 3 % de plus que la hausse moyenne parce qu'il considère qu'il s'agit d'un niveau d'impact que la Régie a reconnu comme raisonnable dans le cadre de réforme de tarifs généraux.

En effet, dans sa décision D-2009-016, la Régie a indiqué à la page 94 : Ainsi, au terme de la période 2009-2011, près de 70 % des clients du tarif M connaîtront des hausses allant de 0 % à 5 %, tandis que 15 % de ces clients enregistreront des baisses de leurs **factures** pouvant aller jusqu'à 10 %. Un autre 15 % des clients subiront des hausses de 5 % à plus de 10 %. Le Distributeur souligne que ces impacts ont été calculés en incluant des hausses tarifaires annuelles de 2,2 % en 2009 et de 2,0 % en 2010 et 2011.

La Régie prend acte de la mise en œuvre du plan de réforme des tarifs généraux proposé par le Distributeur. Elle est d'avis que les éléments de cette réforme respectent les orientations et objectifs approuvés dans la décision D-2008-024. Les éléments de la réforme vont permettre d'atteindre les objectifs fixés au départ, dans un délai jugé raisonnable et sans créer d'impacts tarifaires trop importants ». [nous soulignons]

La Régie remarque que le Distributeur applique, au présent dossier, le critère de 3% à une composante, soit au prix de la 2^e tranche d'énergie, plutôt qu'à la hausse de la facture du client comme cela semble le cas dans la citation tirée de la décision D-2009-016.

Demandes :

34.1 Veuillez préciser comment la décision D-2009-016 peut justifier la proposition du Distributeur de limiter la hausse du prix de la composante « 2^e tranche d'énergie » à 3 % de plus que la hausse moyenne plutôt que de limiter la hausse totale de la **facture** à 3 % de plus que la hausse moyenne. » (nos soulignés)¹⁸

¹⁸ Régie de l'énergie, pièce A-0018, page 40.

La décision D-2009-016 fait référence clairement aux baisses ou hausses de factures, et non celles du prix d'une composante du tarif M.

L'argument du Distributeur pour justifier sa proposition de « limiter la hausse du prix de la 2e tranche à 3 % de plus que la hausse moyenne » « selon un niveau d'impact que la Régie a reconnu comme raisonnable¹⁹ » nous apparaît incorrect.

Si le Distributeur désire s'inspirer de la décision D-2009-016 pour proposer une limite maximale du seuil de la première tranche d'énergie, il doit baser son critère sur les impacts sur les *factures* de différents segments de ses clients et non sur les hausses du *prix* de la deuxième tranche d'énergie.

Le Distributeur devrait également préciser si les impacts indiqués dans son évaluation des scénarios à 33 kWh par jour et 35 kWh par jour (tableau R-50.3, HQD-16, document 1.2) réfèrent aux impacts sur la facture ou sur les prix de la deuxième tranche d'énergie.

Signalons que la Régie a demandé récemment au Distributeur d'évaluer un scénario prévoyant une hausse rapide du seuil de la première tranche d'énergie qui respecterait le critère de limiter la hausse de la **facture** à 3 % de plus que la hausse moyenne, et non d'une hausse de 3% du prix de la deuxième tranche :

« 34.2 Afin d'alimenter la réflexion concernant une implantation par étape de la réforme tarifaire au tarif D, veuillez présenter un scénario prévoyant une hausse rapide du seuil de la 1re tranche d'énergie combinée à une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2e tranche d'énergie que celui de la 1re et qui respecterait le critère de limiter la hausse de la **facture** à 3 % de plus que la hausse moyenne. Veuillez fournir une simulation démontrant les impacts sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation. Veuillez commenter.»²⁰ (nos soulignés).

RÉDUCTION GRADUELLE DE LA REDEVANCE D'ABONNEMENT ET INTRODUCTION D'UNE FACTURE MINIMALE

1.8 Notre compréhension de l'orientation de la Régie

La proposition du Distributeur d'éliminer à terme la redevance d'abonnement et d'introduire une facture minimale a été approuvée l'an dernier par la Régie à la suite de

¹⁹ Ibid.

²⁰ Ibid.

son examen du dossier tarifaire R-3933-2015.

Dans sa décision D-2016-033, la Régie écrit :

"[955] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'introduire une facture minimale en remplacement de la redevance.

[956] La Régie demande au Distributeur de soumettre une proposition formelle en ce sens lors de la demande tarifaire 2017-2018. Cette proposition devra notamment inclure une **simulation** démontrant les impacts, sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation, de l'introduction d'une facture minimale et de l'élimination de la redevance compensée par une hausse deux fois plus importante du prix de l'énergie en 2e tranche qu'en 1re tranche. Le Distributeur devra également présenter des **scénarios** d'implantation graduelle d'une telle modification, afin de préserver la stabilité tarifaire." (D-2016-033, page 247) [nos soulignés].

Nous comprenons que la Régie accepte la proposition du Distributeur d'introduire une facture minimale en remplacement de la redevance, mais elle laisse au Distributeur le soin de lui soumettre une proposition formelle en ce sens lors de la demande tarifaire 2017-2018.

Nous comprenons aussi que la hausse deux fois plus importante du prix de l'énergie en 2e tranche qu'en 1re tranche mentionnée dans la décision D-2016-033 (paragraphe 956) fait partie de la *simulation* demandée par la Régie, mais ceci ne veut pas dire que la Régie opte pour cette façon d'ajustement des prix d'énergie de façon fixe ou définitive pour les prochaines années.

Ceci ne veut pas dire non plus que le Distributeur et les intervenants n'ont pas la possibilité de proposer à la Régie une façon d'implanter la réduction de la redevance d'abonnement qui s'écarte du mode d'ajustement "hausse deux fois plus importante du prix de l'énergie en 2e tranche qu'en 1re tranche".

A cet égard, il est à noter que le Distributeur propose dans le présent dossier d'ajuster de façon uniforme les prix des deux tranches du tarif D pour l'année tarifaire 2017-2018, contrairement au mode d'ajustement des prix décrit dans la simulation demandée dans la décision D-2016-033²¹.

Notre analyse s'effectuera en suivant les critères suivants :

- Le respect de la décision D-2016-033 ;

²¹ HQD, pièce B-0052, page 23, ligne 8.

- L'adéquation des propositions avec des concepts et des principes généralement acceptés dans les juridictions réglementaires nord-américaines ;
- La prise en compte de la stabilité tarifaire et de la capacité de payer de certains segments de la clientèle du Distributeur.

L'implantation d'une facture minimale comporte trois *modalités* importantes à débattre :

- Le remplacement de la redevance d'abonnement par les prix de l'énergie (première et deuxième tranche d'énergie des tarifs domestiques) ;
- Le montant minimum de la facture ;
- Et son rythme d'implantation.

1.9 De la redevance d'abonnement à la composante en énergie

Bien que la redevance d'abonnement ait certains avantages dans une structure tarifaire, maintenant que la Régie a décidé de la remplacer par les composantes en énergie, il serait opportun d'étudier une façon adéquate d'implanter le remplacement choisi par la Régie.

Le Distributeur considère l'élimination à terme de la redevance comme une ***réallocation des revenus*** de la composante fixe du tarif (la redevance d'abonnement) vers les composantes en énergie :

" Le remplacement de la redevance par une facture minimale, compensé par une hausse des prix d'énergie, constitue une ***réallocation des revenus d'environ 400 M\$*** de la composante fixe du tarif vers les composantes en énergie".

Note de bas de page : Revenus de la facture minimale de 118 M\$ moins les revenus de 516 M\$ de la redevance. (source : HQD, pièce B-0052, page 15, ligne 1).

Selon notre compréhension des propos ci-dessus du Distributeur, la redevance actuelle, de 40,64 ¢/jour par abonné procure au Distributeur des revenus de 516 M\$. En estimant que l'implantation de la facture minimale lui procurera 118 M\$, il faut donc hausser les prix des composantes en énergie de 398 M\$ (516 moins 118) pour donner au Distributeur le même revenu.

Ces hausses des prix des composantes en énergie s'ajoutent à celles causées par autres facteurs non reliés à la réforme des tarifs domestiques²².

À titre d'exemple, pour 2017, la hausse de 165,8 M\$ de revenu réclamé par le Distributeur est liée essentiellement à la modification des modalités de disposition des soldes du compte de nivellement et d'autres facteurs, et non à la réduction de la redevance d'abonnement.

Trois options sont possibles dans le cas du Distributeur :

- Allouer les coûts reliés à la redevance d'abonnement à la première tranche d'énergie ;
- Les allouer uniquement à la deuxième tranche d'énergie ;
- Les allouer à la fois à la première et à la deuxième tranche d'énergie.

Quelle est la meilleure option ?

Pour répondre à cette question, il importe de rappeler certaines notions et pratiques de l'industrie électrique.

Pour fournir de l'électricité aux consommateurs, tout distributeur doit installer certains appareils tels les compteurs et les lignes de branchement dont le coût est indépendant du volume d'électricité consommé. Certains autres coûts tels les frais reliés aux services à la clientèle ne varient pas non plus avec le volume de consommation.

Plusieurs juridictions nord-américaines jugent aussi qu'une petite portion du coût du réseau de distribution à basse tension doit être facturée aux clients même si le volume de consommation est nul ou très petit. C'est la notion de « *réseau minimum* ». ²³

Selon une estimation récente du Distributeur²⁴, son coût total d'abonnement comprend les frais reliés aux services à la clientèle, aux compteurs et autres accessoires de

²² Le Distributeur explique que les montants de 118 M\$ et de 516 M\$ sont le résultat de la simulation de la structure des prix actuelle et de la structure cible (réponse du Distributeur à la question 23.1 de l'ACEF de Québec, pièce HQD-16, document 2, page 30).

²³ La Régie demande au Distributeur de présenter ces coûts dits "coût d'abonnement" ("cost of customer service") à chaque année dans la partie "Répartition des coûts".

²⁴ HQD, pièce HQD-16, document 2, tableau R-16.1, page 22.

mesurage, aux branchements et au réseau minimum. Il s'élève à 878,1 M\$ en 2017 ou 18,55 \$ par mois par abonné (voir le tableau ci-dessous).

Tableau 1.5

Coûts d'abonnement aux tarifs
domestiques - 2017

Source: HQD, pièce HQD-16, document 2, tableau R-16.1,
page 22

[réponse du Distributeur à la question 16.1 de l'ACEF de
Québec]

	(M\$)	¢/jour
Services à la clientèle (relève des compteurs, facturation, réponse téléphonique, recouvrement, etc.)	302.6	21.31
Mesurage (compteurs et autres)	187.4	13.20
Réseau - Abonnement (branchement et réseau minimum)	388.0	27.32
Total	878.1	61.83
Total (\$/mois)		18.55

Ces coûts "fixes" - indépendants du volume de consommation - sont généralement récupérés par le truchement de la composante "Redevance d'abonnement" ["Customer Costs" en anglais] dans la plupart des juridictions nord-américaines²⁵.

Ainsi, même si un client ne consomme rien pendant une période de facturation donnée, il doit assumer les coûts fixes reliés à la mise en disposition de l'électricité (coût d'abonnement).

Ainsi, un client d'Hydro-Québec chauffé à l'électricité paie le même montant de redevance d'abonnement qu'un client non-chauffé à l'électricité. [La redevance d'abonnement ne varie pas avec le volume de consommation ni avec l'usage de l'électricité].

²⁵ " Customer Costs. Costs associated with the carrying of customers on the power system, or the addition of customers to the power system. These costs vary with the number of the customers on the system.

Billing and meter reading expenses are examples of costs which vary with the number of customers on the power system. " American Public Power Association - Cost of Service Procedures for Public Power Systems - page III-2.

La redevance d'abonnement permettrait d'éviter la situation où un client passant l'hiver à l'étranger refile *indirectement* une partie du coût de son compteur et d'autres frais fixes aux autres clients, du fait que sa consommation est nulle ou très faible pour cette période.

L'utilisation de la redevance d'abonnement ou de la facture minimale permettrait de maintenir *plus ou moins* l'équité entre les différents clients domestiques du Distributeur.

Nous utilisons le terme "plus ou moins", parce qu'actuellement, la redevance d'abonnement ne couvre pas la totalité du coût d'abonnement.

En fait, la Régie a noté dans sa décision D-2016-033 que la redevance d'abonnement ne couvrait que 55% du coût d'abonnement en 2015²⁶.

La plus récente estimation effectuée par le Distributeur indique que la redevance d'abonnement actuelle représente 66% du coût d'abonnement total de 2017²⁷.

Compte tenu de ce qui précède, nous sommes d'avis que **l'allocation du coût d'abonnement à la première tranche d'énergie serait plus appropriée** pour les faire assumer de façon équitable par chaque abonné qu'une allocation à la deuxième tranche d'énergie.

Si on alloue le coût d'abonnement à la deuxième tranche d'énergie, cela implique que les consommateurs utilisant le chauffage électrique paient une partie de ce coût pour les clients qui se chauffent au gaz, en plus de leurs parts. Dans de tels cas, l'équité sociale serait affectée si le client chauffé à l'électricité est pauvre, et celui chauffé au gaz plus riche !

Une sur-allocation du prix de la deuxième tranche d'énergie causerait aussi des iniquités envers les clients agricoles, puisque ces derniers ont des consommations importantes tarifées en deuxième tranche d'énergie²⁸.

²⁶ « [939] La redevance couvrait 55 % des coûts d'abonnement en 2015 et 61 % en moyenne de 2008 à 2015 ». (D-2016-033, page 244).

²⁷ Redevance d'abonnement actuelle (2016) : 40,64 c/jour ou 12,19 \$/mois (pièce B-0052, tableau 2, page 9)

Coûts d'abonnement aux tarifs domestiques (2017) : 18,55 \$/mois (pièce HQD-16, document 2, page 22, tableau R-16.1) [réponse du Distributeur à la question 16.1 de l'ACEF de Québec].

12,19 divisé par 18,55 = 66%.

Nous estimons qu'il serait important que les prix de la composante "énergie" du tarif D reflètent le mieux possible leurs coûts réels et que l'équité tarifaire entre les clients domestiques du Distributeur est renforcée ou du moins maintenue.

L'allocation du coût d'abonnement à la première tranche d'énergie fera certes augmenter le prix de cette dernière.

Certains pourrait argumenter qu'une telle allocation défavorise les MFR et les petits consommateurs et par conséquent la Régie ne doit pas la considérer.

Nous soumettons respectueusement que dans ce cas spécifique d'allocation du coût d'abonnement, le critère d'équité entre les clients domestiques est le plus important.

On ne peut pas favoriser les MFR en créant des iniquités envers les clients chauffés à l'électricité et aux clients agricoles.

La nature du coût d'abonnement suggère normalement une allocation par abonné, et non en fonction du volume de consommation ou de l'usage de l'électricité.

Nous rappelons respectueusement que le montant en jeu est très important à terme : environ 878 M\$ selon une évaluation du Distributeur²⁹ (voir résumé des coûts à allouer ci-dessous).

Données fournies par le Distributeur :

- Revenus de redevance d'abonnement selon les tarifs au 1^{er} avril 2016 : 522 M\$³⁰.
- Coût d'abonnement total en 2017 : 878 M \$.³¹

Une allocation mitoyenne entre les deux tranches d'énergie serait possible ; cependant, elle diminuerait l'équité tarifaire entre les clients domestiques.

Certains pourraient argumenter qu'une allocation du coût d'abonnement à la deuxième tranche d'énergie donnerait un signal plus fort de la nécessité de protection de

²⁸ La consommation moyenne des exploitations agricoles est de 106 kWh par jour; 124 kWh/jour en hiver et 95 kWh/jour en été. [Source: HQD, R-3933-2015, Suivis des décisions D-2014-037 et D-2015-018, Réponses aux engagements no 1 à 9, 15 et 16, tableau E-3.1, page 7 de 17].

²⁹ HQD-16, document 2, tableau R-16.1.

³⁰ HQD-14, document 2, page 62, tableau A-7.

³¹ HQD-16, document 2, tableau R-16.1.

l'environnement ou d'améliorer le signal de prix au chauffage électrique. Bien que ces objectifs soient importants, nous sommes d'avis que l'équité tarifaire entre les clients domestiques doit avoir *prépondérance* dans ce cas spécifique de réallocation du coût d'abonnement.

L'implantation des compteurs "communicants" aurait occasionné certes des coûts supplémentaires au Distributeur ces dernières années. Nous ne voyons pas pourquoi les clients utilisant le chauffage électrique doivent payer plus que ceux qui chauffent leurs locaux au gaz naturel pour couvrir les frais de ces nouveaux compteurs.

La « règle » habituelle de « hausser deux fois plus qu'en deuxième tranche qu'en première » ne devrait pas s'appliquer dans l'allocation du coût d'abonnement. Elle se justifierait plutôt pour récupérer les dépenses d'achats d'énergie ou encore pour couvrir le coût de développement du réseau de distribution.

Si la Régie accepte d'allouer le coût d'abonnement à la première tranche d'énergie, cela aurait pour effet également de diminuer la pression à la hausse du prix de la deuxième tranche d'énergie.

La facture d'électricité des clients utilisant le chauffage électrique serait par conséquent moins élevée que celle calculée sur la base d'une réallocation deux fois plus importante au prix de la deuxième tranche d'énergie qu'à celui de la première tranche.

Comme le Distributeur récupère des revenus très élevés par le truchement de la redevance d'abonnement (ou le coût d'abonnement), il serait important d'allouer ce coût à la composante en énergie du tarif D de façon rationnelle et selon le critère d'équité largement accepté par la Régie et bien d'autres juridictions réglementaires.

Recommandation

Considérant l'équité tarifaire entre les différents clients domestiques, nous recommandons respectueusement à la Régie d'accepter le principe d'allouer le coût *d'abonnement à la première tranche d'énergie* dans le cadre des réformes de la structure des tarifs domestiques, et de l'exclure par ce fait, de la règle ou pratique habituelle de hausser deux fois plus en deuxième tranche qu'en première tranche.

1.10 Interprétation des résultats d'études effectuées par le Distributeur

Le Distributeur présente la structure cible qu'il propose pour le tarif D au tableau 6 de la pièce B-0052, page 15. On y note que la structure cible élimine effectivement la redevance d'abonnement, et que les hausses des prix de la première et de la deuxième tranche d'énergie seront de 10% et 20% respectivement.

Nous avons demandé au Distributeur d'indiquer comment le montant associé à la redevance d'abonnement a été réparti entre les prix des deux tranches d'énergie du tarif D.

Notre question 24.1 et la réponse du Distributeur se lisent comme suit :

" 24.1 Veuillez indiquer comment le montant associé à la redevance d'abonnement a été réparti entre les prix des deux tranches d'énergie du tarif D au tableau 6 [référence (i)].

Réponse :

La structure cible proposée par le Distributeur reflète les **orientations retenues par la Régie** dont l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance, la hausse du seuil de la 1re tranche d'énergie à 40 kWh par jour et la récupération des revenus par une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2e tranche d'énergie que celui de la 1re tranche." ³² (nos soulignés)

³² HQD, pièce HQD-16, document 2, page 31.

La réponse du Distributeur reproduite ci-dessus confirme que les prix cibles du tarif D ont été calculés en faisant une allocation du montant associé à la redevance d'abonnement en haussant deux fois plus élevée le prix de la 2e tranche d'énergie que celui de la 1re tranche.

Nous constatons que le Distributeur a répondu à la demande de la Régie d'effectuer une simulation spécifique décrite dans sa décision D-2016-033 :

« [...] Cette proposition devra notamment inclure une simulation démontrant les impacts, sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation, de l'introduction d'une facture minimale et de l'élimination de la redevance compensée par une hausse deux fois plus importante du prix de l'énergie en 2e tranche qu'en 1re tranche. »

Cependant, nous soumettons respectueusement que le terme "simulation" utilisé par la Régie au paragraphe 956 de sa décision D-2016-033 laisse comprendre que les résultats de simulations serviront à *l'étude du dossier*.

On ne doit pas interpréter une demande spécifique pour une simulation comme une orientation donnée par la Régie pour appliquer dans la réforme des tarifs domestiques pour la prochaine décennie.

Voici quelques définitions utiles tirées du *Le Petit Robert* :

- Simuler : faire paraître comme réel, effectif (**ce qui ne l'est pas**) ; [...] effectuer une simulation ; [...] avoir l'apparence de.
- Simulation : fait de simuler (un acte juridique), de déguiser un acte sous l'apparence d'un autre ; [...] représentation du comportement de systèmes physiques (par des calculateurs analogiques, numériques, etc.) en simulant par des signaux appropriés les grandeurs réelles.³³ (nos soulignés)

Et le *Petit Larousse* :

« Simulation : [...] *Tech.* Méthode de mesure et **d'étude** consistant à remplacer un phénomène, un système à **étudier** par un modèle plus simple, mais ayant un comportement semblable ». (nos soulignés)

Le *Petit Robert* et le *Petit Larousse* n'ont jamais associé « Simulation » à « Orientation ».

³³ Le Petit Robert, page 1817 (1984).

À notre connaissance, la Régie demande souvent au Distributeur d'effectuer des simulations ou de bâtir des scénarios dans plusieurs de ses dossiers aux fins d'études, sans vouloir dire qu'ils s'agissent de ses orientations ou de son choix. Pour s'en convaincre, on n'a que compter le nombre de fois la Régie utilise les termes « simulation » et « scénarios » dans ses DDR au Distributeur.

Il serait donc important de bien distinguer une simulation spécifique demandée par la Régie de ses orientations pour la réforme des tarifs domestiques.

Selon nous, la réallocation des montants associés à la redevance d'abonnement et les prix cibles que propose le Distributeur ne reflètent pas nécessairement les orientations de la Régie relatives à la réforme des tarifs domestiques telles qu'exprimées dans sa décision D-2016-033.

On devrait donc interpréter avec *précaution* les résultats des simulations effectuées par le Distributeur (par exemple les impacts annualisés par segment de clientèle au tarif D présentés à la figure 4, pièce B-0052, page 18)³⁴.

1.11 Période de réduction de la redevance d'abonnement

Le Distributeur propose de réduire et d'éliminer la redevance sur une période de 9 ans³⁵.

Cette période découle de deux hypothèses retenues par le Distributeur :

- les hausses tarifaires seront récupérées deux fois plus dans le prix de la 2e tranche que dans celui de la 1re tranche;
- hausse du *prix* de la deuxième tranche d'énergie limitée à un maximum de 3% de plus que la hausse moyenne ³⁶

Il nous serait difficile de nous prononcer sur le *réalisme* des hypothèses retenues par le Distributeur pour une période aussi longue que 9 ans.

³⁴ voir les impacts évalués l'an dernier par le Distributeur pour le cas de l'atteinte du seuil de 40 kWh par jour en une seule année (Hypothèse d'une hausse tarifaire de 2%). Source : HQD, dossier R-3933-2015, pièce HQD-16, document 1.4, figure R-34.2-A.

³⁵ HQD, pièce B-0052, page 18, ligne 10.

³⁶ HQD, pièce B-0052, page 18, ligne 1.

Nous portons à l'attention de la Régie que dès la première année de déploiement des réformes des tarifs domestiques, le Distributeur lui propose de hausser de façon uniforme les prix des deux tranches d'énergie, contrairement à sa première hypothèse !

Nous sommes d'avis qu'il faut procéder à la réduction de la redevance d'abonnement avec **prudence** pour alléger des impacts sur certains clients, ce qui suggère une **réévaluation** de la stratégie tarifaire et des ajustements à chaque année.

1.12 Montant minimal de facture

Pour simplifier la structure du tarif D, le Distributeur propose d'éliminer à terme la redevance d'abonnement par les composantes en énergie. Ainsi, après quelques années d'implantation, la facture de la plupart des clients ne sera calculée que sur la base des prix de la première et de la deuxième tranche d'énergie.

Cette simplification implique l'instauration d'un montant minimum de facture, puisque pour une période de facturation donnée, certains clients ne consomment rien ou ne consomment qu'une très faible quantité d'énergie.

Actuellement, au tarif de 2016, la redevance d'abonnement est de 40,64 cents le kilowatt-heure, soit 12,19 \$ par mois (40,64 multipliés par 30).

Ce niveau est inférieur à celui de 18,55 \$ par mois représentant 100% du coût d'abonnement. Le Distributeur se propose donc d'augmenter graduellement le montant minimal de facture pour atteindre son coût d'abonnement.

Si l'on admet qu'une augmentation de 1,00 à 1,50 \$ du montant minimal de facture mensuelle est raisonnable, sa période d'implantation devrait s'étaler entre 4 et 6 ans (voir le tableau 1.6).

Tableau 1.6

Scénarios d'augmentation graduelle du montant minimal de facture pour atteindre 100% du coût d'abonnement (Alimentation en monophasé)		
Redevance mensuelle actuelle (=30.64 x 30) [source: HQD, pièce B-0052, page 9, tableau 2].	12.19 \$/mois	
Niveau de facture minimale à 100% du coût d'abonnement (source: HQD-16, doc. 2, tableau R-16.1)	18.55 \$/mois	
Augmentation requise pour atteindre 100% du coût d'abonnement	6.36 \$	
Augmentation du montant minimum mensuel	Augmentation de la facture basée sur 2 mois de consommation	Nombre d'années d'ajustement
1.00 \$	2.00 \$	6.4
1.50 \$	3.00 \$	4.2
2.00 \$	4.00 \$	3.2
2.50 \$	5.00 \$	2.5
3.00 \$	6.00 \$	2.1

Rappelons que parmi les clients qui seraient touchés par l'augmentation du montant minimal de facture, on compte, selon le Distributeur, certains auto-producteurs, propriétaires de résidences secondaires, exploitants agricoles, propriétaires non-TAE, locataires, et clients MFR³⁷.

Dans sa réponse à la question 22.2 de la DDR no. 1 de l'ACEF de Québec, le Distributeur a indiqué la proportion du nombre de clients par segments touchés par la facture minimale, plus précisément le pourcentage des clients du segment payant une facture minimale au moins une fois durant l'année : 37% chez les locataires, 34% chez les propriétaires TAE des multilogements, 27% chez les clients MFR, et seulement 8% chez les propriétaires des maisons-plex TAE³⁸.

Dans sa preuve, le Distributeur propose d'atteindre en 4 ans une facture minimale de 20 \$ par mois pour l'alimentation en monophasé et en 8 ans celle de 60\$ par mois pour l'alimentation en triphasé³⁹.

³⁷ HQD, dossier R-3933-2016, pièce B-0051, page 16, ligne 28.

³⁸ HQD, pièce HQD-16, document 2, page 29, tableau R-22.2.

³⁹ HQD, pièce B-0052, page 18, ligne 10.

Compte tenu des impacts sur bon nombre de clients qui consomment peu, notamment les MFR, nous croyons qu'il serait raisonnable de viser l'implantation de la facture minimale de **façon graduelle sur 4 à 6 ans** et de **réévaluer l'état de la situation à chaque année**.

Cas d'une alimentation en triphasé

Dans sa preuve, le Distributeur justifie la fixation d'un montant minimal de la facture plus élevé pour le cas d'une alimentation en triphasé par rapport à celui d'une alimentation en monophasé comme suit :

"Considérant les coûts plus élevés associés à l'alimentation en triphasé et conformément à la pratique actuelle applicable aux tarifs G, M et G-9, il est proposé de fixer à 60 \$ par mois, soit trois fois plus que pour l'alimentation en monophasé, le montant minimal de la facture si l'alimentation est en triphasé."
[note de bas de page omise]⁴⁰

Nous estimons qu'en principe cette proposition du Distributeur est bien justifiée, puisqu'elle se base sur les coûts et en considérant que la Régie a accepté cette pratique pour les cas des tarifs G, M et G-9.

Cependant, nous ne sommes pas en mesure de nous prononcer sur la *précision* de la valeur de 60 \$ par mois mentionnée dans la proposition ci-haut reproduite du Distributeur.

Conclusion

Une période d'ajustement du montant minimal de facture pour l'alimentation en monophasé de 4 à 6 ans nous apparaît raisonnable.

Nous notons également que la décision D-2016-033 n'a pas accepté formellement le niveau de 22 \$ de facture mensuelle minimale mentionné par le Distributeur l'an dernier.

D'autre part, le niveau de 20 \$ que propose le Distributeur dans le présent dossier est supérieur au coût d'abonnement réel de 18,55 \$. Cette dernière valeur devrait donc être considérée comme le niveau cible de facture mensuelle minimale, plutôt que la valeur de 20 \$ par mois proposée par le Distributeur⁴¹.

⁴⁰ HQD, pièce B-0052, page 14, ligne 18.

⁴¹ HQD, pièce B-0052, page 14, ligne 14 et page 15, tableau 6.

Tout comme pour le cas de la réduction et l'élimination de la redevance d'abonnement, nous croyons que les ajustements des montants minimaux de facture devraient s'effectuer avec **prudence et ré-calibrés à chaque année.**

1.13 Stratégie relative au tarif DT

Le tarif bi-énergie résidentielle DT contribue à la rentabilité du Distributeur. De plus, il constitue un moyen pour baisser le coût d'approvisionnement de la puissance au profit de l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

Pour l'hiver 2015-2016, le Distributeur compte sur une contribution de 580 MW du tarif DT pour satisfaire ses besoins en puissance⁴². A titre comparatif, cette quantité est bien supérieure à la capacité totale de 500 MW des trois contrats de puissance de long terme signés avec Hydro-Québec Production dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01⁴³.

Depuis quelques années, le Distributeur fait face au problème de l'abandon du chauffage bi-énergie par un nombre croissant de clients au tarif DT. En effet, plus de 5000 clients ont quitté le tarif bi-énergie en 2014 et autant en 2015.⁴⁴

Du point de vue des clients, le message d'Hydro-Québec indiquant que le tarif bi-énergie DT leur permettrait de faire des économies par rapport au tarif D ne serait pas vrai *dans certains cas*, notamment lors des hivers très froids.

La Régie a noté dans sa décision D-2016-033 que certains clients se sont plaints parce qu'ils « *se sont considérés désavantagés par le tarif DT au cours des deux hivers 2013-2014 et 2014-2015, particulièrement longs et rigoureux* »⁴⁵.

Dans le présent dossier, le Distributeur a estimé qu'environ 18,5% des clients au tarif DT ne réaliseraient pas d'économie par rapport au tarif D si l'on appliquait le tarif DT actuel (2016) aux conditions climatiques réelles de 2015 (hiver rigoureux)⁴⁶.

⁴² HQD, réponse à la question no. 1.5 du ROÉE, pièce HQD-16, document 9, tableau R-1.5, page 6.

⁴³ HQD, Dossier R-3939-2015, pièce B-0006, page 11.

⁴⁴ HQD, pièce B-0052, page 33, ligne 22.

⁴⁵ Régie de l'énergie, D-2016-033, dossier R-3933-2015, pièce A-0064, page 257, paragraphe 1006.

⁴⁶ HQD, pièce HQD-16, document 11, figure R-5.4-A, page 16 (réponse du Distributeur à la question 5.4 d'UC).

L'an dernier, l'ACEF de Québec a plaidé pour que le Distributeur prenne des actions rapides pour remédier à la situation⁴⁷.

Cette année, le Distributeur propose des stratégies relatives au tarif DT pour les prochaines années et pour l'exercice 2017-2018.

Pour les prochaines années, le Distributeur propose de remplacer la redevance par une facture minimale au tarif DT, tout en appliquant un multiplicateur à la facture minimale et à la redevance dans le cas du mesurage collectif⁴⁸.

Il propose également de maintenir la structure actuelle du tarif DT qui comporte une composante puissance, plutôt que de créer un autre tarif pour les clients de plus de 50 kW⁴⁹.

De plus, dans le cadre des programmes de gestion de la demande en puissance (GDP) au marché résidentiel, le Distributeur entend réaliser au cours de l'hiver 2016-2017 un projet pilote de télécontrôle des systèmes biénergie auprès d'un nombre limité de clients⁵⁰.

Pour l'exercice 2017-2018, le Distributeur propose de faire évoluer le tarif de façon à augmenter au 1^{er} avril 2017 les économies réalisées par les clients au tarif DT pour tenter de ralentir l'érosion de ce tarif, contrairement à sa stratégie soumise dans le dossier tarifaire de l'an dernier⁵¹.

⁴⁷ "[1010] L'ACEFQ considère que « le tarif DT représente un avantage pour tout le reste de la clientèle du Distributeur » et :

« [qu']il faut agir pour maintenir la clientèle du tarif DT dans l'intérêt de tout le monde, de tous les autres clients du Distributeur.

[...] Hydro-Québec a présenté une estimation et puis demandé à la Régie de considérer la stratégie seulement l'an prochain, j'imagine. Alors, d'après moi, c'est trop tard, il faut agir dès maintenant » (note de bas de page omise) [D-2016-033, page 258].

⁴⁸ HQD, pièce B-0052, page 33, ligne 9.

⁴⁹ HQD, pièce B-0052, page 33, ligne 15.

⁵⁰ HQD, pièce B-0052, page 34, ligne 14.

⁵¹ HQD, pièce B-0052, page 34, ligne 20.

Ainsi, le Distributeur propose d'éliminer la redevance d'abonnement du tarif DT sur une période de 4 ans en la remplaçant par une facture minimale, **sans attendre ses études de calibrage**.

Il estime que les clients au tarif DT bénéficieront d'une économie additionnelle annuelle avant effacement de 37 \$ pour les 4 prochaines années.⁵²

De plus, il propose de geler les prix d'énergie au tarif DT au 1^{er} avril 2017 pour contribuer à une augmentation des économies pour les clients.⁵³

Selon une évaluation du Distributeur, sa proposition permettrait d'accroître l'économie du cas d'un client type ajusté à la normale 2017 de 74 \$ à 88 \$, selon la présence ou non d'usages estivaux (climatisation et chauffage des piscines)⁵⁴.

Le Distributeur a également démontré que le tarif DT proposé pour le 1^{er} avril 2017 permettrait de réduire le nombre de clients désavantagés par rapport au tarif D dans le cas d'un hiver rigoureux comme celui de 2015⁵⁵.

Dans l'ensemble, il nous apparaît que la stratégie proposée par le Distributeur à l'égard du tarif DT améliore sa rentabilité par rapport au tarif D.

Le Distributeur estime qu'il aura un manque à gagner de **4 M\$ en 2017** associé à sa stratégie relative au tarif DT. Il propose de le récupérer auprès des clients domestiques, dans le même esprit que pour le rééquilibrage des tarifs généraux.⁵⁶

Nous proposons plutôt de récupérer ce montant auprès de l'ensemble de la clientèle du Distributeur, puisque les mesures relatives au tarif DT profitent à tous les clients du Distributeur incluant les consommateurs commerciaux et industriels.

A notre connaissance, les coûts associés à la puissance interruptible fournie par certains clients industriels sont récupérés auprès de l'ensemble de la clientèle du Distributeur, et non uniquement chez les clients industriels.

⁵² HQD, pièce B-0052, page 34, ligne 27.

⁵³ HQD, pièce B-0052, page 35, ligne 1.

⁵⁴ Voir détail à la réponse du Distributeur à la question 1.4 du ROÉÉ, pièce HQD-16, document 9, page 5.

⁵⁵ Voir détail à la réponse du Distributeur à la question 5.4 de UC, pièce HQD-16, document 12, page 15.

⁵⁶ HQD, pièce B-0052, page 35, ligne 5.

C'est la logique d'attribuer les coûts aux bénéficiaires, et non au groupe de clients-fournisseurs du service. Il serait donc approprié de suivre la même logique dans le cas du manque à gagner associé à la stratégie relative au tarif DT.

Le parallèle avec le rééquilibrage des tarifs généraux invoqué par le Distributeur nous apparaît non fondé, puisque ce rééquilibrage ne donnerait pas de service aux autres catégories de clients du Distributeur.

Par ailleurs, le Distributeur a soumis ses propositions précises pour toutes les composantes du tarif DT, à savoir la redevance, les prix de l'énergie hors pointe et à la pointe, les primes de puissance et les montants mensuels minimaux de facture pour l'alimentation en monophasé et en triphasé à la pièce HQD-14, document 2, tableau 2, page 9.

Les prix respectifs de ces composantes ont été calculés sur la base d'une hausse tarifaire de 1,6 % pour 2017-2018. Ils devront évidemment être ajustés en fonction du niveau de hausse tarifaire que décidera la Régie.

Recommandation

Compte tenu de ce qui précède, nous recommandons respectueusement à la Régie d'approuver la stratégie proposée par le Distributeur relative à la réduction de la redevance d'abonnement et le gel des prix d'énergie du tarif DT pour l'exercice 2017-2018 et de fixer les prix respectifs des composantes de ce tarif selon le niveau d'ajustement tarifaire qu'elle décidera.

Nous recommandons également que la Régie demande au Distributeur de récupérer tout manque à gagner associé aux mesures tarifaires relatives au tarif DT auprès de l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

SECTION 2

MODIFICATION DES MODALITÉS DE DISPOSITION DES SOLDES DES COMPTES DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES ET NIVEAU DE HAUSSE TARIFAIRE 2017-2018

2.1 Pour le maintien du principe réglementaire en vigueur

Dans le présent dossier, le Distributeur demande à la Régie d'approuver de façon *exceptionnelle* la modification des modalités actuelles de disposition des soldes des comptes de nivellement pour aléas climatiques.⁵⁷

Par rapport au principe réglementaire en vigueur, la demande du Distributeur a pour effet d'augmenter son revenu requis et la hausse tarifaire applicable à sa clientèle.

Ainsi, la hausse tarifaire pour 2017 sera augmentée de 0,5% à 1,6% pour les clients domestiques et généraux, à l'exception des clients Grands Industriels. Pour ces derniers, au lieu d'un gel tarifaire en 2017, la hausse tarifaire sera de 1,1% si la Régie approuve la demande de modification exceptionnelle du Distributeur (voir détail des calculs du Distributeur à sa réponse à la question 1.1 de l'ACEF de Québec, pièce HQD-16, document 2, page 3).

Aux fins d'études, la Régie a ajouté un scénario qui consiste à ramener l'amortissement sur un horizon de 5 ans pour tous les comptes de nivellement, sans exception⁵⁸.

On se retrouve donc avec trois options :

- Maintien des modalités de disposition actuelles (hausse tarifaire de 0,5% pour 2017-2018);
- Modification exceptionnelle des modalités selon la demande du Distributeur (hausse tarifaire de 1,6%);
- Amortissement sur 5 ans selon un scénario d'étude de la Régie (hausse tarifaire de 0,8%).

Le Distributeur justifie sa demande de modification exceptionnelle par son souhait de réduire la pression tarifaire pour les prochaines années.⁵⁹

La Régie a demandé au Distributeur de donner un aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires pour la période 2017 à 2022.

⁵⁷ HQD, pièce B-002, page 2, article 13.

⁵⁸ DDR no. 2 de la Régie, question no. 8.

⁵⁹ HQD, pièce B-002, page 2, article 13.

Les résultats de l'estimation du Distributeur sont résumés au tableau suivant.

On y constate qu'effectivement, les hausses tarifaires pour donner au Distributeur ses revenus requis seraient de l'ordre de 3% en 2018 et 2019, mais elles ne seraient que de 1% pour les années 2020 à 2022 dans le cas où la Régie maintient les modalités de disposition actuelles.

Il faut noter que le Distributeur n'a fourni aucun renseignement permettant à la Régie et aux intervenants d'apprécier la plausibilité de ses prévisions de hausses tarifaires de la période 2017-2022.

La proposition du Distributeur et le scénario sous étude par la Régie atténuent à différents degrés les hausses tarifaires de 2018 et 2019.

Tableau 2.1

Hausses tarifaires de la période 2017-2022 selon différents scénarios							
(Sujet aux modifications de certains paramètres et hypothèses)							
Source: HQD-16, document 1.2, page 17							
(Réponse du Distributeur à la question 8.3 de la DDR no. 2 de la Régie)							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Moyenne
Proposition du Distributeur	1.6%	1.7%	2.5%	1%	1%	1%	1.5%
Scénario sous étude par la Régie	0.8%	2.4%	3.0%	1%	1%	1%	1.5%
Modalités de disposition en vigueur	0.5%	2.9%	3.1%	1%	1%	1%	1.6%

Par contre, le maintien des modalités de disposition actuelles permet de donner un répit dans l'immédiat aux consommateurs d'électricité québécois.

En effet, une hausse de l'ordre de 0,5% en 2017 représenterait une mesure concrète pour tenir compte de la situation des ménages à faible revenu et des personnes qui ont de la difficulté à payer des factures d'électricité.

Cette situation préoccupante a été soulevée par le gouvernement du Québec dans le décret 841-2014 :

« ATTENDU QUE, depuis quelques années, des indicateurs d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution montrent une détérioration notable des comptes à recevoir auprès des ménages québécois ainsi que du nombre d'ententes de paiement pour les clients à faible revenu; [...] »

Si la Régie désire tenir compte de la perspective des hausses tarifaires relativement élevées en 2018 et 2019, l'adoption du scénario sous étude de la Régie serait un bon compromis.

Conclusion et Recommandation

Nous tenons à souligner qu'à ce moment, nous ne pouvons pas recommander à la Régie un niveau de hausse tarifaire précis pour 2017, car la révision des données des ventes et des revenus qu'Hydro-Québec présentera au début de l'audience pourrait modifier bien les évaluations du niveau de hausse tarifaire pour 2017-2018.

En nous basant sur les données disponibles à ce moment, nous estimons que la Régie devrait **privilégier le maintien des modalités de disposition actuelles**, considérant son peu d'impacts négatifs sur les MFR et qu'il ne nécessite pas de modification des règles de disposition des soldes des comptes de nivellement en vigueur.

Sur un autre plan, nous recommandons respectueusement à la Régie de demander au Distributeur de lui soumettre dans chaque dossier tarifaire une *estimation* de l'évolution de ses coûts sur un horizon de 5 ans pour faciliter l'étude *prospective* de la **stabilité tarifaire**.

2.2 Indices d'interfinancement

Selon une évaluation du Distributeur, l'indice d'interfinancement du secteur Domestique serait de 84,4 % dans le cas du maintien des modalités de disposition des soldes des comptes de nivellement (hausse tarifaire de 0,5%)⁶⁰.

Par contre, si la Régie accepte la proposition de modification des modalités du Distributeur, l'indice d'interfinancement diminuera légèrement, se situant à 83,9% (hausse tarifaire de 1,6%)⁶¹.

Le maintien des modalités en vigueur **protégera donc mieux** les consommateurs résidentiels que le scénario de modification des règles de disposition des soldes des comptes de nivellement proposé par le Distributeur.

Pour les Grands industriels, les indices d'interfinancement seront de 113,9% et 112,6% respectivement pour les deux cas mentionnés ci-haut.

⁶⁰ HQD-16, document 2, page 4, tableau R-1.1-B, colonne R (réponse du Distributeur à la question 1.1 de l'ACEF de Québec).

⁶¹ HQD, pièce B-0052, page 8, tableau 1 et pièce B-0047, page 15, tableau 8B, colonne R.

2.3 Hausse tarifaire selon la variation des coûts

À propos de la hausse tarifaire applicable à la catégorie Grands Industriels, il importe de rappeler la réponse du Distributeur à notre question no. 2.1 :

« Préambule

(i) Le Distributeur indique à la référence (i) que l'ajustement tarifaire selon la variation des coûts pour le secteur Domestique sera de 4,9% et son indice d'interfinancement sera de 86,6%. Pour les Grands Industriels, l'ajustement selon la même hypothèse impliquera une **baisse tarifaire de -5,2%** et leur indice d'interfinancement sera de 106,8.

Demandes :

2.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne propose pas l'ajustement tarifaire selon la variation des coûts pour l'année tarifaire 2017-2018.

Réponse :

En continuité avec ses propositions tarifaires depuis le dossier R-3644-2007, le Distributeur propose une hausse uniforme, étant donné notamment que des ajustements différenciés selon la variation des coûts conduiraient, dans le présent dossier, à des impacts brusques et non équilibrés. Certains facteurs **ponctuels**, dont la proposition du Distributeur à l'égard des comptes de pass-on et de nivellement, ainsi que le transfert de deux clients du tarif L vers les contrats spéciaux, expliquent les résultats selon les ajustements différenciés.

La Régie avait d'ailleurs tenu compte du critère de stabilité tarifaire pour approuver la proposition de hausse uniforme dans sa décision D-2016-033 (paragraphe 834).

Le Distributeur maintient donc dans le présent dossier la position qu'il a récemment énoncée dans le dossier tarifaire 2016-2017 (R-3933-2015) en réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements no 4 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.3 (B-0076) et reprise dans son plan d'argumentation (pièce B-0158, pages 14 et 15). Il rappelle dans cette réponse que les indices d'interfinancement n'ont jamais servi de base dans l'établissement des hausses tarifaires par catégories de consommateurs. » (nos soulignés)⁶².

⁶² HQD-16, document 2, page 5.

Nous comprenons que la variation des coûts d'une catégorie de consommateurs donnée mesure la variation de ses coûts entre deux années, soit 2016 et 2017 dans le présent dossier (voir les calculs détaillés du Distributeur à la pièce B-0047, page 15, tableau 8B)⁶³.

S'il y a un ou des éléments factuels qui conduisent à une variation de coût brusque ou non équilibrée, il ne faudrait pas se baser sur cette variation peu « représentative » pour déterminer la hausse tarifaire de cette catégorie.

De plus, si l'indice d'interfinancement d'une catégorie de consommateurs en 2016 est jugé non satisfaisant par la Régie, il ne serait pas opportun de tenter de ramener ce niveau d'interfinancement en 2017 par un ajustement basé sur la variation des coûts.

Pour nous, la hausse différenciée basée sur la variation des coûts entre deux années ponctuelles ne constitue pas un but en soi. Elle pourrait servir plutôt, dans certains cas, à aider de façon pratique à aligner les tarifs avec les coûts ou pour faire des ajustements tarifaires en vue de respecter la clause relative à l'interfinancement de la Loi sur la Régie.

Dans la perspective d'une hausse tarifaire de l'ordre de 0,5% en 2017, une hausse uniforme (non différenciée selon la variation des coûts) ne devrait pas modifier significativement les indices d'interfinancement [voir les indices d'interfinancement calculés par le Distributeur à la pièce HQD-16, document 2, tableau R-1.1-B – réponse du Distributeur à la question 1.1 de l'ACEF de Québec].

⁶³ HQD-12, document 3, page 15, tableau 8B

SECTION 3

OPPORTUNITÉ DE CRÉER UN COMPTE D'ÉCARTS DES REVENUS NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

3.1 Cadre de l'examen

Dans sa demande du 28 juillet 2016⁶⁴, le Distributeur évoque que sa prévision de la demande et des revenus des ventes est particulièrement affectée par plusieurs changements dans le contexte actuel. Il demande par conséquent à la Régie la création d'un compte d'écart sur les revenus des ventes nets des achats d'électricité.

Selon le Distributeur, un tel compte d'écart viserait à refléter dans un dossier tarifaire subséquent les écarts de nature non climatique, tant à la hausse qu'à la baisse, entre les revenus des ventes nets des achats d'électricité reconnus et ceux réels. Les écarts constatés seront versés dans le compte d'écart, hors base de tarification, pour une récupération ultérieure dans les tarifs.⁶⁵

Dans sa décision procédurale D-2016-135 du 15 septembre 2016, la Régie note que le Distributeur propose de définir les modalités de disposition de ce compte dans le cadre du dossier tarifaire *suivant* son approbation par la Régie.

Dans cette même décision, la Régie note également que l'ACEFO et la FCEI considèrent que les modalités de disposition du compte d'écart proposé devraient être présentées et débattues dès le présent dossier.

Sur ce sujet, la Régie a pris la décision suivante :

« [22] La Régie juge qu'il est pertinent d'examiner d'abord la demande du Distributeur relative à la création d'un compte d'écart sur les revenus nets des achats d'électricité dans le présent dossier. Par ailleurs, elle examinera ultérieurement, s'il y a lieu, les modalités de disposition de ce compte d'écart. »⁶⁶

3.2 État de la situation des écarts de revenus nets des achats d'électricité

⁶⁴ HQD, pièce B-0002, page 13, paragraphe 15.

⁶⁵ Idem, paragraphes 16 et 17.

⁶⁶ Régie de l'énergie, D-2016-135, paragraphe 22.

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur a établi récemment l'évolution des écarts des revenus nets des achats d'électricité de la période 2004-2016. Les résultats de l'évaluation du Distributeur sont résumés à la figure et au tableau suivants.

On y voit que de 2004 à 2008, les écarts sont tantôt favorables à la clientèle du Distributeur, tantôt au Distributeur.

En particulier, en 2006, il y a eu un écart important de 61 M\$ favorable à la clientèle du Distributeur (défavorable au Distributeur) mais ce dernier n'a pas jugé bon de demander la création d'un compte d'écarts de revenus.

Figure 3.1

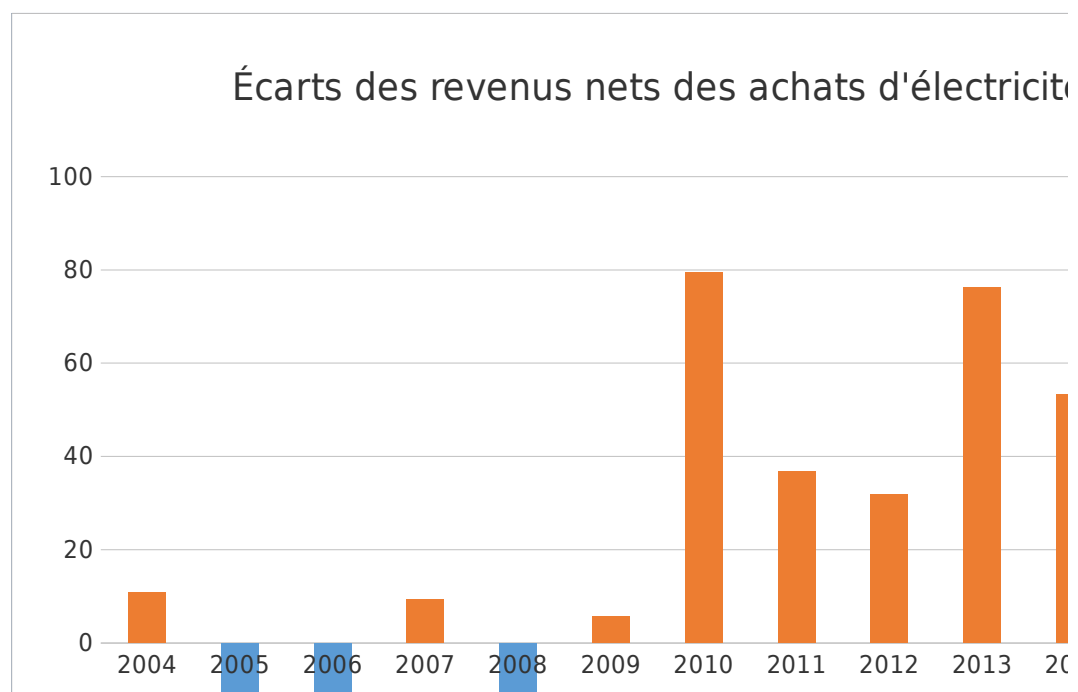


Tableau 3.1

Écarts des revenus nets des achats d'électricité (M\$)															
Source: HQD-16, document 1.2, page 22, tableau R-11.1-A.															
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Favorable à la clientèle du Distributeur		-10.8	-61.3		-15.1							-82.7	-76		
Défavorable à la clientèle du Distributeur	10.8			9.4		5.6	79.4	36.7	31.8	76.3	53.3				
Total des écarts 2004-2016: 57.4 M\$ (défavorable à la clientèle du Distributeur)															

Par contre, de 2009 à 2014, soit pendant 6 années consécutives, le mécanisme actuel (sans compte d'écarts de revenus) a permis au Distributeur d'empocher des revenus importants supérieurs à ceux reconnus par la Régie.

Pour 2015 et 2016⁶⁷, la situation s'inverse : le Distributeur obtient moins de revenus que ceux autorisés.

Globalement, de 2004 à 2016, la clientèle a payé au Distributeur 57,4 M\$ de plus que les niveaux de revenus jugés raisonnables par la Régie.

3.3 Analyse

Dans l'éventualité de la création d'un compte d'écarts des revenus, le Distributeur estime qu'il ne peut tenir compte des écarts des années passées puisque cela porterait atteinte au principe de non-rétroactivité tarifaire⁶⁸.

Si le principe de non-rétroactivité tarifaire ne permettait pas aux consommateurs québécois de récupérer leurs paiements en trop, il serait souhaitable qu'un ou des mécanismes réglementaires soient développés pour réduire ou éviter aux consommateurs d'en subir des impacts négatifs importants pendant une période prolongée.

Le Distributeur expose les motifs à l'appui de la création d'un compte d'écarts des revenus nets des achats d'électricité à la pièce B-0016, page 9.

Parmi divers motifs, le Distributeur évoque les écarts de revenus significatifs en 2015 et 2016 qui lui sont défavorables⁶⁹.

⁶⁷ Basé sur 4 mois réels et 8 mois prévisionnels (HQD-16, document 1.2, page 22, tableau R-11.1-A).

⁶⁸ HQD-16, document 2, page 14 (réponse du Distributeur à la question 9.2 de l'ACEF de Québec).

⁶⁹ HQD-3, document 3, page 10, ligne 12.

Cependant, tel que noté par la Régie⁷⁰, les écarts de 2010 et de 2013 - favorables au Distributeur - étaient du même ordre de grandeur, mais le Distributeur n'a pas formulé de demande de création d'un compte d'écarts de revenus.

Questionné sur cette contradiction apparente, le Distributeur a fourni des justifications supplémentaires dans sa réponse à la question 11.2 de la DDR no. 2 de la Régie.

Lisons la question 11.2 de la Régie et la réponse du Distributeur :

« 11.2 Veuillez justifier la nécessité de créer un compte d'écarts des revenus nets des achats d'électricité aujourd'hui, alors que le Distributeur n'a pas fait une telle demande à la suite des années 2013 ou 2010 (référence (ii) dont l'ordre de grandeur des écarts était similaire à ceux de 2015 et 2016.

Réponse :

La baisse de la demande de la clientèle résidentielle, liée à des changements de comportement significatifs chez un nombre important de clients, et l'incertitude au niveau de la croissance de la demande de la clientèle industrielle sont les **principaux motifs** justifiant la demande de création du compte d'écarts sur les revenus nets des achats.

De plus, les **risques** supportés par le Distributeur en cas de baisse de la demande sont supérieurs à ceux occasionnés en cas de hausse de la demande.

En cas de baisse imprévue de la demande, le Distributeur doit supporter le coût des infrastructures de transport et de distribution pour répondre à une demande prévue qui ne se réalise pas et qui ne génère pas les revenus attendus.

En revanche, une demande plus forte qu'anticipée se traduit par des revenus de vente additionnels, les infrastructures de transport et de distribution en place étant pleinement utilisées

Par ailleurs, le Distributeur **crain**t que les profondes mutations qui ont récemment affecté le marché du gaz naturel ne se propagent au domaine de l'électricité et empêchent le Distributeur de récupérer la totalité de ses revenus requis, ce que le CER proposé permettrait d'éviter.

Dans le marché du gaz naturel, ces mutations ont entraîné une migration des sources d'approvisionnement et une baisse des volumes de gaz transportés sur le réseau principal de TransCanada pipelines Limited (TCPL). Tel que la Régie l'énonce dans le sommaire de l'Avis sur les approvisionnements en fourniture de

⁷⁰ Question 11.2 de la Régie, DDR no. 2, HQD-16, document 1.2, page 26.

transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes, « Les coûts du réseau principal étant majoritairement fixes, cette migration des volumes crée une pression à la hausse sur les tarifs de transport pour les utilisateurs, dont les consommateurs québécois. » [note de bas de page omise] (nos soulignés)⁷¹.

Donc, les motifs du Distributeur justifiant la création d'un compte d'écart de revenus se résument à trois éléments :

- La baisse prévue de la demande résidentielle et le risque relié à la demande du secteur industriel ;
- Risques supportés par le Distributeur en cas de baisse de la demande supérieurs à ceux occasionnés en cas de hausse de la demande ;
- Risques reliés à la demande électrique similaires au cas du marché du gaz naturel.

Tous les risques invoqués par le Distributeur pour justifier sa demande de création d'un compte d'écart de revenus ont donc trait aux aléas de la demande en énergie.

Selon nous, si le Distributeur peut réduire ses risques reliés aux aléas de la demande, inévitablement sa clientèle doit les assumer davantage à sa place.

Or, la Régie a statué clairement que les écarts de revenus reliés aux aléas de la demande doivent être supportés par le Distributeur et non par les clients, considérant que le Distributeur est rémunéré pour assumer ce risque :

“La Régie opte pour une protection contre les risques associés aux aléas climatiques des revenus de transport et de distribution. Le nivellement des aléas reliés à la température est justifié par le fait que ceux-ci sont entièrement hors du contrôle du Distributeur et qu'ils doivent se compenser au fil des ans. Quant aux aléas de la demande, la Régie considère que les écarts de fin d'année doivent être supportés, non par les clients, mais par l'actionnaire qui est rémunéré pour assumer ce risque. La Régie juge qu'il n'y a pas lieu de modifier cette règle.” (D-2006-34, page 20) [nos soulignés]

Il importe de souligner que le Distributeur a reconnu clairement que les aléas de la demande font partie de son risque d'affaires. En effet, la Régie a noté ce qui suit en 2006 :

⁷¹ HQD-16, document 1.2, page 26.

« Selon le Distributeur, les aléas de la demande sont réputés faire partie de son risque d'affaires. »⁷²

En toute logique, si le Distributeur veut maintenant réduire ses risques reliés aux aléas de la demande, il doit accepter une baisse du rendement de ses capitaux propres.

Selon une évaluation du Distributeur, en date de 14 octobre 2016, le compte d'écart de revenus proposé, le compte de *pass-on*, et le compte de nivellement captent la totalité des écarts de revenus nets des achats d'électricité (voir tableau suivant).

Nous comprenons qu'une très grande partie sinon la totalité des revenus des ventes d'électricité du Distributeur lui sont « garantis » par le truchement des tarifs que payent sa clientèle et les comptes d'écart.

Nous nous interrogeons alors sur les **impacts** du déploiement du compte d'écart de revenus sur la qualité des services à la clientèle et sur les efforts du Distributeur pour minimiser ses coûts de service.

Tableau 3.2

Évaluation du Distributeur en date du 14 octobre 2016		
(HQD-16, document 1.2, page 30, tableau R-12.4)		
(Réponse du Distributeur à la question 12.4 de la Régie)		
	M\$	
* Revenus des ventes d'électricité	11635.5	
* Ajustement - Provision réglementaire 2016	20.9	
* Provision réglementaire 2017 récupérée en 2018	-54.3	
Revenus des ventes d'électricité		
après la hausse de 1,6% au 1er avril 2017:	11,602.10	(A)
Données neutralisées globalement		
par les CER suivants:		
* Compte de pass-on pour l'achat d'électricité		
* Compte de nivellement pour aléas climatiques		
* Comptes d'écart - Revenus nets des achats d'électricité:	11,602.10	(B)
Pourcentage des revenus des ventes protégés par les CER ci-dessus :	100%	(A/B)

Par sa question 12.3 de sa DDR no. 2, la Régie a demandé au Distributeur de commenter sur l'**impact** sur le niveau du risque du Distributeur qu'il doit supporter par

⁷² Régie de l'énergie, D-2006-34, R-3579-2005, page 19.

rapport à celui du taux de rendement en vigueur advenant le cas où la Régie acceptait l'établissement d'un compte d'écart de revenus nets des achats d'électricité.⁷³

Voici la position du Distributeur sur cette question importante soulevée par la Régie :

« La détermination du taux de rendement des capitaux propres pour le Distributeur repose sur l'analyse comparative de l'ensemble de ses risques d'affaires, réglementaires et financiers par rapport à ceux encourus par ses pairs de l'industrie. Cette analyse fait normalement l'objet d'une évaluation par des **experts** indépendants dans le cadre d'un dossier distinct portant sur la révision du taux de rendement.

Par conséquent, le Distributeur n'est pas en mesure de se prononcer sur **l'impact** spécifique qu'aurait sa proposition de compte d'écart de revenus nets des achats d'électricité sur le niveau de son risque global relativement à ses pairs de l'industrie. »⁷⁴ (nos soulignés)

Nous comprenons qu'en ce moment le Distributeur n'est pas en mesure d'indiquer les impacts de sa proposition d'établissement d'un compte d'écart de revenus sur le niveau du risque qu'il doit supporter ni sur ses liens avec le taux de rendement de ses capitaux propres en vigueur.

De plus, le Distributeur est d'avis que la détermination du taux de rendement de ses capitaux propres requiert les services d'experts indépendants dans le cadre d'un dossier distinct.

Nous soumettons respectueusement à la Régie que l'ACEF de Québec, et probablement bien d'autres intervenants, se trouvent dans la même situation que celle du Distributeur : pas d'éclairage dans l'immédiat d'experts indépendants en la matière, l'absence d'études sur les impacts de l'établissement éventuel d'un compte d'écart de revenus sur le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur.

D'autre part, on se pose des questions sur les impacts *potentiels* de l'établissement éventuel d'un compte d'écart de revenus sur l'application du mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTER »)⁷⁵ de même que sur la possibilité d'implanter un mécanisme de réglementation incitative (MRI) présentement en cours d'examen⁷⁶.

⁷³ Régie de l'énergie, question 12.3 au Distributeur, citée à la pièce HQD-16, document 1.2, page 29.

⁷⁴ HQD-16, document 1.2, page 29.

⁷⁵ Mentionné dans la demande du Distributeur, pièce B-0002, paragraphe 10, page 2.

⁷⁶ Mentionné dans la question 12.1 de la DDR no. 2 de la Régie, pièce HQD-16, document 1.2.

Comment peut-on apprécier la proposition du Distributeur relative à l'établissement d'un compte d'écart de revenus sans savoir ses impacts, notamment sur le taux de rémunération du Distributeur et son coût de service ?

Conclusion et Recommandations

Il serait souhaitable que des mécanismes réglementaires soient développés pour éviter aux consommateurs des impacts négatifs des paiements en trop au Distributeur, surtout si cela se produit pendant une période prolongée.

Si le compte d'écart de revenus nets des achats d'électricité que propose le Distributeur ne permet pas l'atteinte de cet objectif, nous recommandons respectueusement à la Régie d'implanter un autre mécanisme réglementaire qu'elle jugera appropriée.

Nous recommandons également que la Régie considère le fait que le Distributeur est déjà rémunéré pour les risques associés aux aléas de la demande dans sa réflexion sur l'opportunité de créer un compte d'écart de revenus nets des achats d'électricité.

Nous soumettons également qu'il serait souhaitable de bien connaître les impacts d'un éventuel compte d'écart de revenus sur le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur, sur le MTER et le MRI, de même que sur la qualité des services à la clientèle et sur les efforts du Distributeur pour réduire son coût de service.

Dans cet esprit, nous recommandons respectueusement à la Régie de traiter la demande du Distributeur de créer un compte d'écart de revenus nets des achats d'électricité dans une deuxième phase du présent dossier ou dans un dossier distinct.

SECTION 4

PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

4.1 Introduction

La prévision de la demande constitue un exercice capital dans l'établissement des tarifs d'électricité. En effet, les résultats de prévision de la demande effectuée par le Distributeur servent entre autres à la détermination des coûts d'approvisionnement, de la facture de transport du Distributeur, des calculs des indices d'interfinancement entre les catégories de consommateurs, du revenu requis du Distributeur et des ajustements tarifaires.

4.2 Écarts de prévision

Les besoins en énergie du Distributeur pour l'année 2016 sont estimés sur une base de 4 mois réels et 8 mois prévisionnels à 181,1 TWh, soit **2,7 TWh** de moins que ceux prévus au dossier tarifaire 2016-2017 et reconnus dans la décision D-2016-033⁷⁷.

Cet écart serait à la base des écarts de revenus importants en 2016 : baisse de revenus de **171 M\$** en 2016 par rapport à ceux reconnus par la Régie l'an dernier⁷⁸.

Il serait donc souhaitable que le Distributeur améliore la performance de ses prévisions de la demande et des revenus.

Essentiellement, le Distributeur utilise la technique de régression linéaire pour sa prévision de la demande⁷⁹.

Cette technique fait appel nécessairement aux données historiques pour établir des relations entre la demande en énergie et divers paramètres technico-économiques.

Il en résulterait donc que la prévision de la demande du Distributeur a certaines difficultés pour refléter certains facteurs récents ou encore des éléments qui ne peuvent pas être représentés sous forme de données économétriques.

L'écart de prévision aux tarifs D et DM (baisse de 2,1 TWh) constitue une grande partie de l'écart en 2016.

⁷⁷ HQD-6, document 1, page 5, ligne 1.

⁷⁸ HQD-4, document 2, page 13, tableau 6.

⁷⁹ Dossier R-3933-2015, HQD, pièce B-0077, page 10.

Le Distributeur explique que les *changements de comportement* de la clientèle résidentielle sont à la source des écarts de prévision de la demande en 2016 : un déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des thermostats pour le chauffage des locaux et une consommation unitaire plus faible qu'anticipé pour les nouveaux abonnements⁸⁰.

Comme moyens pour identifier ces changements de comportement chez sa clientèle résidentielle, le Distributeur a réalisé en 2016 un *sondage* au sujet de l'utilisation de l'électricité au cours de la période 2013 à 2015. Il a également analysé les données de consommation des nouveaux clients résidentiels depuis 2008 afin de les comparer à celle du parc moyen actuel.⁸¹

Ces outils que sont le sondage en 2016 et l'analyse des données de consommation récentes ont aidé le Distributeur à la réalisation des prévisions de la demande. Ils sont complémentaires aux modèles macroéconomiques qu'utilise le Distributeur.

Le Distributeur a reconnu les difficultés de sa technique de prévision comme suit :

« Étant donné que la prévision du Distributeur s'appuie sur une **évolution graduelle** de l'ensemble du contexte technico-économique (principalement l'efficacité et la diffusion des appareils), les **changements de comportements** significatifs chez un nombre important de clients peuvent entraîner **des écarts majeurs dans les ventes et revenus du Distributeur** »⁸² (nos soulignés).

Par ailleurs, le Distributeur mentionne dans sa discussion sur la performance de sa prévision de la demande que « *Les ventes prévues au tarif DT pour 2017 diminuent, en raison principalement de la baisse du nombre d'abonnements* »⁸³.

Selon nous, la baisse du nombre de clients au tarif DT et le volume des ventes associées à la biénergie ces dernières années s'expliqueraient en partie par le comportement de la clientèle : certains clients préfèrent adopter le mode TAE malgré les avantages économiques du tarif DT par rapport au tarif D.

Le Distributeur pourrait donc voir à l'opportunité d'effectuer des sondages et des études en complément de son modèle macroéconomique.

⁸⁰ HQD, pièce B-0018, page 11, ligne 5.

⁸¹ HQD, pièce HQD-16, document 1.2, page 32 (réponse du Distributeur à la question 13.1 de la Régie).

⁸² HQD-16, document 1.2, page 34 (réponse du Distributeur à la question 13.4 de la Régie).

⁸³ HQD, pièce B-0018, page 9, ligne 6.

Recommandation

Nous recommandons respectueusement à la Régie de demander au Distributeur de porter une attention particulière dans sa prévision de la demande aux facteurs récents tels le changement de comportement de consommation chez sa clientèle et la délocalisation de certaines industries considérant le fait que la prévision du Distributeur s'appuie sur une évolution graduelle de l'ensemble du contexte technico-économique.

4.3 Taux de croissance du PIB utilisé pour la prévision des ventes

Pour sa prévision des ventes, le Distributeur utilise un taux de croissance du PIB de 1,6% en 2017 qui est bien inférieur à la moyenne du consensus de 1,9%.⁸⁴

Nous avons sollicité auprès du Distributeur des explications sur ce sujet et sa réponse se trouve ci-dessous :

« Demande :

35.1 Veuillez expliquer pourquoi Hydro-Québec prévoit une croissance du PIB en 2017 plus faible que celles prévues par les autres entreprises et organismes (Conference Board of Canada, IHS Global Insight, Mouvement Desjardins, etc.).

Réponse :

Il est exact que la prévision du PIB total du Québec effectuée en avril 2016 par le Distributeur pour l'année 2017 se situait à 0,3 % sous la moyenne du consensus. Sans les prévisions les plus optimistes (banques CIBC et Scotia, notamment), le consensus se serait situé beaucoup plus près du positionnement du Distributeur. De plus, trois organismes avaient alors retenu la même prévision que le Distributeur (1,6 %), notamment le ministère des Finances du Québec. Depuis, plusieurs organismes (dont le Conference Board du Canada et Desjardins) ont révisé leur prévision à la baisse. **Au début octobre, le consensus se situait à 1,6 %.**

Par ailleurs, le Distributeur ne dispose pas d'information sur les hypothèses et les méthodologies utilisées par les organismes, ce qui l'empêche de faire une analyse fine de positionnements précis. De son côté, le Distributeur avait anticipé que plusieurs éléments allaient affecter la croissance économique au Québec, notamment la lente reprise de l'économie mondiale, la faiblesse du prix des ressources et des métaux de base, de même que la chute des investissements des entreprises privées, laquelle contribue à altérer la productivité des entreprises québécoises. »⁸⁵ (nos soulignés).

Comme l'affirme le Distributeur, au début d'octobre 2016, le consensus se situait à 1,6% qui est identique à l'hypothèse retenue par le Distributeur.

⁸⁴ HQD, pièce B-0016, HQD-4, document 2, page 28, tableau B-2.

⁸⁵ HQD-16, document 2, page 43.

Il serait donc raisonnable de se baser sur un taux de croissance du PIB de 1,6% pour élaborer la prévision de la demande de 2017.

4.4 Mise à jour de la prévision des ventes et des revenus

Dans le présent dossier, le Distributeur affirme qu'il présente en ouverture des audiences, *depuis quelques années*, une mise à jour de certains paramètres et leurs impacts sur l'année témoin, notamment la mise à jour des ventes prévues.⁸⁶

Pour cette année en particulier, pour refléter principalement des changements de comportements de la clientèle résidentielle exerçant des impacts sur la prévision de la demande et des revenus, le Distributeur propose, *sur une base d'exception*, de mettre à jour les revenus nets des achats de l'année 2017.⁸⁷

En réponse à la question 9.1 de la DDR no. 2 de la Régie, le Distributeur confirme qu'il n'anticipe pas de problème à déposer une mise à jour des pièces pertinentes *quelques jours avant l'ouverture des audiences* dans la mesure où les données seront rendues disponibles en temps opportun et que le temps de traitement de celles-ci le permet.⁸⁸

Conclusion et Recommandation

Même si la mise à jour des données entraîne à tous des travaux supplémentaires, nous jugeons qu'elle est essentielle à l'établissement des tarifs d'électricité.

Nous apprécierons grandement recevoir des pièces mises à jour quelques jours avant l'ouverture des audiences pour nous donner un minimum de temps pour les analyser et préparer une participation efficace à l'audience.

D'autre part, dans l'éventualité où la Régie acceptait la nouvelle prévision de la demande du Distributeur qui lui sera soumise en décembre 2016, il serait opportun que la Régie demande au Distributeur de communiquer sa nouvelle prévision de la *demande en puissance* au Transporteur pour que les tarifs de distribution et de transport soient basés sur la même prévision de la demande.

⁸⁶ HQD, pièce B-0016, page 7.

⁸⁷ HQD, pièce B-0016, page 7.

⁸⁸ HQD-16, document 1.2, page 18.

SECTION 5

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

La gestion des approvisionnements du Distributeur a des impacts directs sur la sécurité et la fiabilité du service électrique destiné aux consommateurs québécois. Elle est aussi un facteur déterminant dans la détermination des tarifs.

C'est pourquoi il est important d'étudier les stratégies de gestion des approvisionnements pour 2017 dans le présent dossier.

5.1 Stratégie de gestion des approvisionnements pour 2017

Dans sa preuve, le Distributeur indique que les besoins énergétiques de 2016 seraient de 2,7 TWh de moins que ceux retenus l'an dernier par la Régie⁸⁹.

Même en tenant de cette baisse des besoins, le Distributeur propose d'acheter 0,1 TWh sur les marchés de court terme au coût total de **5,4 M\$**⁹⁰.

Par contre, il ne prévoit pas de rappeler l'énergie des conventions d'énergie différée pour décembre 2016, contrairement à sa stratégie de l'an dernier⁹¹.

Est-ce qu'il serait plus économique de rappeler l'énergie en décembre 2016 au lieu d'en acheter sur les marchés ?

Pour l'année 2017, le Distributeur prévoit de ne pas rappeler l'énergie, en se basant sur sa prévision de la demande retenue pour la préparation de sa preuve en date du 28 juillet 2016 (avant la mise à jour au début des audiences)⁹².

Advenant le cas où l'hiver 2017 était plus froid que la normale ou que le Distributeur révisait à la hausse sa prévision de la demande au début de l'audience, est-ce qu'il rappellerait de l'énergie ou qu'il en achèterait sur les marchés ?

Et si le Distributeur révisait à la baisse sa prévision de la demande pour 2017 ?

⁸⁹ HQD-6, document 1, page 5, tableau 1.

⁹⁰ Idem, colonne « 2016 - Année de base ».

⁹¹ HQD-6, document 1, page 5, ligne 10.

⁹² HQD-6, document 1, ligne 6.

Rappelons que selon une évaluation du Distributeur, l'aléa climatique et l'aléa sur la demande prévue sont respectivement de 2,3 TWh et de 3,0 TWh en 2017⁹³.

Quelle est la stratégie qui minimise les coûts d'approvisionnement compte tenu des aléas climatiques et des aléas sur la demande prévue ?

Selon nous, le Distributeur devrait démontrer à la Régie la souplesse de sa stratégie de gestion des approvisionnements 2017 pour faire face à une variation à la hausse comme à la baisse de la demande prévue, de même que ses impacts sur les coûts d'approvisionnement.

D'autre part, en vertu de l'article 2.2.8 des Conventions d'énergie différée, le Distributeur a l'obligation contractuelle de ramener à zéro le solde du compte à l'expiration des Conventions (en 2027)⁹⁴.

Or, dans le présent dossier, le Distributeur évoque la *possibilité* d'une évolution plus faible de la demande (à ce sujet, voir la réponse du Distributeur à la question 11.2 de la DDR no. 2 de la Régie⁹⁵).

On se demande alors si tel était le cas, pourquoi ne pas rappeler l'énergie pour réduire les coûts d'achat d'énergie sur les marchés de court terme en 2017 tout en évitant aux consommateurs des coûts relativement élevés associés au rachat des soldes d'énergie à l'expiration des Conventions.

Nous soumettons que, pour 2017, le rappel d'énergie, les achats de court terme, et la gestion de l'électricité patrimoniale sont inter-reliés.

De plus, la gestion de ces moyens d'approvisionnement devrait s'effectuer en tenant compte des aléas de la demande et des prix d'acquisition d'électricité sur les marchés de court terme.

En particulier, la stratégie relative au rappel d'énergie en 2017 pour différentes situations climatiques aurait certes des impacts sur la capacité du Distributeur de respecter son obligation contractuelle de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'expiration des Conventions. Elle aurait aussi des incidences sur les coûts d'approvisionnement de 2017.

⁹³ L'aléa global combinant l'aléa climatique et l'aléa sur la demande prévue est de 3,8 TWh en 2017 (un écart-type) [HQD, État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2027, tableau 2.4, page10.]

⁹⁴ Dossier R-3814-2012, pièce HQD-1, document 2.8 (Réponse d'Hydro-Québec Distribution à l'engagement no. 7 demandé par UC et UMQ).

⁹⁵ pièce HQD-16, document 1.2, page 26.

Il serait donc souhaitable de ne pas attendre l'étude du prochain Plan d'approvisionnement pour voir à l'opportunité de rappeler l'énergie en 2017.

Nous rappelons respectueusement qu'en 2011 et 2012, dans le cadre des dossiers tarifaires du Distributeur, la Régie a permis l'étude de la capacité du Distributeur de respecter son obligation de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée⁹⁶.

Recommandation

Nous recommandons respectueusement à la Régie de demander au Distributeur de lui démontrer que sa stratégie de gestion des approvisionnements pour 2017 conduirait à un coût d'approvisionnement le plus bas en 2017 compte tenu de sa révision de la prévision de la demande et des aléas climatiques et non climatiques.

Nous recommandons également que la Régie demande au Distributeur de lui démontrer que sa stratégie de gestion des approvisionnements pour 2017 le permette de respecter son obligation de ramener à zéro à l'expiration des Conventions d'énergie différée.

5.2 Intégration éolienne

Pour l'hiver 2016-2017, le Distributeur compte sur une contribution de 1 319 MW de puissance garantie provenant des éoliennes. Cette dernière valeur représente 40% de la puissance installée des éoliennes évaluée à 3 296 MW (voir tableau suivant).

Le facteur de contribution de 40% découle des caractéristiques de l'intégration éolienne fixées par la Régie : 40% pour les 4 mois d'hiver et 30% pour les 8 mois d'été, pour une moyenne annuelle de 35%⁹⁷.

⁹⁶ Dossier R-3776-2011, pièce HQD-14-01.1, tableaux R-15.4-A/B et Dossier R-3814-2012, pièce HQD-1, document 2.8.

⁹⁷ La décision D-2015-014 (paragraphe 215) exige clairement deux périodes distinctes de retours d'énergie dans les appels d'offres de l'intégration éolienne : 40% pour la période d'octobre à mars et 30% pour la période d'avril à septembre.

Tableau 5.1

Intégration éolienne		
Source: HQD-16, document 2, p. 50		
(Réponse du Distributeur à la question 41.1 de l'ACEF de Québec)		
	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017
Puissance installée (MW)	3048	3296
Facteur de contribution en hiver	35%	40%
Puissance garantie en hiver (MW)	1067	1319

Le coût de l'intégration éolienne est estimé à 64,3 M\$ pour 2017, comparativement à 87,6 M\$ pour 2016 (voir tableau ci-dessous).

Tableau 5.2

Intégration éolienne			
Source: HQD-16, document 3, p. 7			
(Réponse du Distributeur à la question 3.1 d'AHQ-ARQ)			
	2015	2016	2017
Énergie - Contrat d'intégration (TWh)	0	0,2	0
Facteur de contribution en hiver	35%	35%-40%	40%
Coût (M\$)	53,5	87,6	64,3

Nous notons que le Distributeur a pris soin de prendre en compte l'écart de 0,2 TWh entre la production éolienne prévue et les retours d'énergie. Cet écart s'explique par la combinaison des deux ententes d'intégration éolienne en vigueur en 2016.

Pour les 8 premiers mois de 2016, l'entente d'intégration éolienne comportait des retours d'énergie uniformes à un taux de 35% alors que le nouveau service d'intégration entré en vigueur le 1^{er} septembre 2016 comporte des retours d'énergie modulés selon les saisons.⁹⁸

Pour 2017, il n'y a pas de chevauchement entre deux régimes d'ententes d'intégration éolienne.

⁹⁸ HQD-16, document 3, page 7, lignes 1 à 11.

Conclusion

Il nous apparaît que le Distributeur a traité adéquatement les contributions des éoliennes pour 2016 et 2017 conformément aux caractéristiques de l'intégration fixées par la Régie dans sa décision D-2015-014.

5.3 Nouvel indicateur pour suivre les activités d'approvisionnement du Distributeur

Dans le présent dossier, le Distributeur propose à la Régie d'utiliser un nouvel indicateur pour suivre ses activités d'approvisionnement.

Présentement, le coût réel d'acquisition de l'énergie pour les besoins de court terme du Distributeur est comparé au coût hypothétique d'une acquisition sur le marché de New York seulement⁹⁹.

Le Distributeur propose à la Régie d'utiliser un nouvel indicateur qui est basé à la fois sur les prix des marchés de New York (NY) et de la Nouvelle-Angleterre (NE) pour mieux refléter les conditions réelles d'approvisionnement de court terme, considérant la limite physique (1 100 MW) de l'interconnexion avec le New-York.

Il justifie sa proposition comme suit :

« Considérant qu'au-delà de 1 100 MW, le Distributeur ne peut s'approvisionner sur le marché de New York et doit trouver d'autres sources d'approvisionnement, il semble plus approprié d'utiliser un indicateur composite basé à la fois sur les prix des marchés de New York (NY) et de la Nouvelle-Angleterre (NE), qui correspond mieux aux conditions réelles d'approvisionnement de court terme. Ainsi, pour établir ce nouvel indicateur composite, lorsque les quantités sont inférieures ou égales à 1 100 MW, le prix de marché utilisé demeure celui de NY. En revanche, lorsque les quantités excèdent la limite des interconnexions du marché de NY, le prix de marché est celui de NY pour la portion allant jusqu'à 1100 MW et celui de la NE pour la portion dépassant cette quantité. »¹⁰⁰

Donc, le nouvel indicateur prend en compte le marché de la Nouvelle-Angleterre lorsque la quantité d'électricité requise dépasse la capacité d'interconnexion avec le New York.

Il nous apparaît tout-à-fait normal de prendre en compte la réalité des interconnexions dans l'élaboration d'un indicateur comparatif de coûts d'acquisition.

⁹⁹ HQD-6, document 1, page 12, ligne 6 et page 13, tableau 8.

¹⁰⁰ HQD, pièce B-0024, page 12, ligne 6.

Le Distributeur a présenté à titre indicatif une comparaison des coûts (en M\$) et des prix unitaires (en \$/MWh) pour le cas des approvisionnements de court terme en 2015 au tableau 8 de la pièce B-0024, page 13. Nous le reproduisons ci-dessous.

Tableau 5.3

TABLEAU 8 :
INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ POUR L'ANNÉE 2015

		Indicateur de marché NY (ancien indicateur)	Indicateur de marché NY-NE (nouvel indicateur)	Coûts réels
<i>Total pour les approvisionnements postpatrimoniaux</i>				
Coût total	M\$	859,4	1 116,9	1 702,7
Besoins postpatrimoniaux	TWh	17,5	17,5	17,5
Coût moyen	\$/MWh	49,1	63,9	97,4
<i>Achats de long terme</i>				
Coût total	M\$	590,1	763,0	1 415,2
Quantités acquises	TWh	14,5	14,5	14,5
Coût moyen	\$/MWh	40,8	52,7	97,8
<i>Achats de court terme</i>				
Coût des achats d'énergie	M\$	239,6	324,2	257,8
Coût de la puissance	M\$	29,7	29,7	29,7
Coût total	M\$	269,3	353,9	287,5
Quantités acquises	TWh	3,0	3,0	3,0
Coût moyen	\$/MWh	89,2	117,3	95,2

Pour une acquisition de court terme de 3,0 TWh en 2015, le coût d'acquisition réel de 287,5 M\$ est supérieur au coût de 269,3 M\$ établi avec l'indicateur actuel, mais inférieur à celui de 353,9 M\$ établi avec le nouvel indicateur.

Le Distributeur explique qu'en 2015, effectivement « *les achats de court terme ont dépassé cette limite de 1 100 MW pendant environ 1 130 heures* » et qu'il a dû effectuer des achats sur le marché de la Nouvelle-Angleterre¹⁰¹.

¹⁰¹ HQD, pièce B-0024, page 13, ligne 4.

Il nous semble que le nouvel indicateur traduit mieux la réalité des conditions des interconnexions et des marchés.

On pourrait se demander aussi pourquoi ne pas prendre en compte dans le nouvel indicateur la possibilité d'importer de l'énergie de l'Ontario pour les besoins de court terme du Distributeur.

Sur ce sujet, en réponse à une question de l'AHQ-ARQ, le Distributeur indique qu'il utilise la bourse énergétique de l'Ontario principalement lors des entretiens sur le réseau ou en situation d'urgence ou lors d'ajustements en temps réels afin de pallier les aléas de la demande.

Le Distributeur doit alors avoir recours au marché en temps réels (« Real Time ») ce qui l'expose à une plus grande volatilité des prix. Par conséquent, puisque ces transactions ne sont pas effectuées sur un horizon DAM [Day Ahead Market] et que cet approvisionnement ne comporte pas les mêmes caractéristiques que les autres approvisionnements de court terme, le Distributeur juge inapproprié d'utiliser le marché de l'Ontario dans l'indicateur de prix de marché.¹⁰²

D'autre part, l'évaluation du Distributeur montrée au tableau 8 indique que les coûts totaux des achats de long terme d'une quantité de 14,5 TWh sont de 590,1 M\$ et 763,0 M\$ évalués respectivement pour les cas de l'utilisation de marché NY (ancien indicateur) et de marché composite NY-NE (nouvel indicateur). Il semble donc que l'utilisation du nouvel indicateur a des incidences sur le coût des achats de long terme.

Le Distributeur rappelle que tous les contrats de long terme ont été acquis par un processus d'appel d'offres approuvé par la Régie et que les contrats qui en ont découlé ont également été approuvés par la Régie. Il soumet que les comparaisons doivent se faire avec circonspection.¹⁰³

Nous ajoutons que le Distributeur se trouve en situation de surplus énergétiques et qu'il n'y aurait pas d'achats d'énergie de long terme supplémentaires d'ici 2026, selon la prévision du Distributeur¹⁰⁴. Par conséquent, il ne serait pas pertinent de se préoccuper pour le moment de la précision ou du réalisme de l'indicateur de marché pour les achats d'énergie de long terme.

¹⁰² HQD-16, document 3, page 17.

¹⁰³ HQD-16, document 1, page 12, ligne 19.

¹⁰⁴ HQD-4, document 4, page 5, ligne 4 (Coûts évités).

Recommandation

Compte tenu de ce qui précède, nous recommandons respectueusement à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur d'utiliser un nouvel indicateur de marché de court terme basé à la fois sur le marché de New York et le marché de la Nouvelle-Angleterre selon la méthode de calculs décrite à la pièce B-0024, page 12, lignes 6 à 14.

SECTION 6

COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ

COÛT ÉVITÉ EN ÉNERGIE

6.1 Comparaisons avec les coûts évités en énergie approuvés l'an dernier par la Régie

Dans le présent dossier, le Distributeur propose des coûts évités en énergie en justifiant que son bilan offre-demande en énergie présente d'importants surplus.

Pour la période 2017 à 2024, les coûts évités en énergie proposés par le Distributeur sont sensiblement les mêmes que ceux approuvés par la Régie l'an dernier (voir tableau ci-dessous).

Tableau 6.1

Coûts évités en énergie (¢/kWh)	Période 2017 à 2024 inclusivement	
	Période hivernale (décembre à mars)	Période estivale (avril à novembre)
Décision de la Régie (D-2016-033, p. 72-73)	6,6 (\$ 2015)	2,8 (\$ 2015)
Proposition du Distributeur (R-3980-2016, HQD-4, doc. 4, p. 5)	6,3 (\$ 2016)	2,8 (\$ 2016)

Cependant, pour la période 2025 à 2026, les coûts évités en énergie proposés par le Distributeur sont beaucoup plus faibles que ceux approuvés par la Régie l'an dernier (voir tableau ci-dessous). Les baisses de coûts sont de 32% et 196% respectivement pour la période hivernale et la période estivale.

Tableau 6.2

Coûts évités en énergie (¢/kWh)	Période 2025 à 2026	
	Période hivernale (décembre à mars)	Période estivale (avril à novembre)
Décision de la Régie (D-2016-033, p. 72-73)	8,3 (\$ 2015) [éolien]	8,3 (\$ 2015)[éolien]
Proposition du Distributeur (R-3980-2016, HQD-4, doc. 4, p. 5)	6,3 (\$ 2016)	2,8 (\$ 2016)
Variation	32%	196%

On se rappelle que l'an dernier, la valeur de 8,3 ¢/kWh retenue par la Régie était basée sur le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage¹⁰⁵.

Or, cette année, le Distributeur ne se base plus sur le prix d'énergie éolienne, contrairement à sa proposition de l'an dernier.

¹⁰⁵ D-2016-033, p. 73.

Cette année, sa méthode de calculs des coûts évités en énergie est basée essentiellement sur la disponibilité des surplus d'électricité patrimoniale en été et sur l'achat d'énergie sur les marchés de court terme en hiver¹⁰⁶.

Or, on ne trouve nulle part dans la preuve du Distributeur qu'il aurait épuisé ou qu'il n'aurait pas épuisé le volume d'électricité patrimoniale permis en 2026.

Son plus récent bilan en énergie déposé dans *l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023*¹⁰⁷ ne montre pas l'état des surplus d'électricité patrimoniale au-delà de 2023 (voir tableau ci-dessous).

Tableau 6.3

TABLEAU 4-1 :
BILAN EN ÉNERGIE (TWH)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Besoins visés par le Plan	188,1	184,9	186,2	187,4	188,8	190,9	190,1	191,4	192,8
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
HQP - Base, cyclable et retours d'énergie	4,3	3,3	3,3	3,3	3,5	4,0	4,0	4,3	4,5
TransCanada Energy	-	-	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	8,3	9,4	10,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Biomasse et petite hydraulique	1,9	2,0	2,6	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Achats d'énergie	3,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,6	0,7	0,9	1,3
Surplus	(8,5)	(9,0)	(9,3)	(9,7)	(8,7)	(7,3)	(8,2)	(7,4)	(6,5)

Selon nous, les coûts évités en énergie proposés par le Distributeur pourraient être considérés comme bien évalués s'il démontre adéquatement qu'il a des surplus d'électricité patrimoniale de 2016 à 2026.

Recommandation

Nous recommandons respectueusement que la Régie demande au Distributeur de déposer son bilan en énergie de la période **2016-2026** en fournissant le même niveau de détail et dans le même format que le bilan soumis dans *l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023*.

Nous recommandons respectueusement que la Régie approuve les coûts évités en énergie pour la période 2017 à 2026 proposés par le Distributeur et décrits à la pièce B-

¹⁰⁶ HQD-4, document 4, page 5, ligne 2.

¹⁰⁷ Page 17.

0021 (HQD-4, document 4, p. 5) aux fins du présent dossier sous réserve d'une démonstration adéquate du Distributeur de l'état des surplus d'électricité patrimoniale de 2016 à 2026 inclusivement.

COÛT ÉVITÉ EN PUISSANCE

6.2 Périodes d'application des coûts évités en puissance de court terme et de long terme

Le coût évité en puissance de court terme se base sur les prix d'achat sur les marchés. A titre indicatif, le Distributeur peut acheter de la puissance à environ 20 \$/kW-hiver, selon une évaluation du Distributeur¹⁰⁸.

Le coût évité de puissance de long terme est plus élevé que celui de court terme, puisque sa livraison doit être garantie par le fournisseur pour plusieurs années, par exemple sur une période de 20 ans dans le cas du projet de TCE de pointe. A titre indicatif, la Régie fixe l'an dernier à 53 \$/kW-hiver le signal de prix de puissance.¹⁰⁹

Considérant l'écart important entre les coûts évités de puissance de court terme et de long terme, il serait important de déterminer leurs périodes d'application respectives.

Pour ce faire, on fait appel au bilan de puissance du Distributeur qui compare les besoins et les moyens d'approvisionnement en puissance (bilan offre – demande).

Le Distributeur n'a pas présenté de bilan de puissance dans le présent dossier pour appuyer ses propositions de coûts évités en puissance de long terme.

Pour nous donner une idée, nous avons bâti un bilan à partir du plus récent bilan publié par le Distributeur dans *l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023*¹¹⁰. Ce bilan est reproduit au tableau suivant.

¹⁰⁸ HQD-4, document 4, page 5, ligne 14.

¹⁰⁹ D-2016-033, page 77, paragraphe 273.

¹¹⁰ Page 18.

Tableau 6.4

TABLEAU 4-2 :
BILAN EN PUISSANCE (MW)

	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe visés par le Plan	38 049	38 498	38 774	39 131	39 447	39 640	39 962	40 288
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 585	3 663	3 895	4 087	4 120	4 141	4 174	4 208
Besoins à la pointe incluant la réserve	41 634	42 161	42 669	43 218	43 567	43 781	44 136	44 496
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
HQP - Base, cyclable et retours d'énergie	600	600	600	650	900	900	1 000	1 000
TransCanada Energy ⁽¹⁾	0	0	570	570	570	570	570	570
Autres contrats de long terme	1 366	1 673	1 972	1 986	1 986	1 986	1 986	1 986
• Éolien ⁽²⁾	1 067	1 336	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
• Biomasse et petite hydraulique	299	337	487	502	502	502	502	502
Gestion de la demande en puissance	1 350	1 050	1 050	1 075	1 125	1 150	1 150	1 150
• Électricité interruptible	1 290	850	850	850	850	850	850	850
• Électricité interruptible (option)	1 140	850	850	850	850	850	850	850
• Contrats d'interruptible avec Alouette	150	-	-	-	-	-	-	-
• Nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance	60	200	200	225	275	300	300	300
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Transactions de court terme réalisées (A/O 2014-01)	500	300	50	-	-	-	-	-
Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	-	-	-	500	500	500	500	500
Puissance additionnelle requise (Besoins arrondis au 50 MW près)	150	850	1 300	750	800	1 000	1 250	1 600

Note (1) : Contribution potentielle de la centrale de TCE en 2017-2018, conditionnelle à la mise en place d'un approvisionnement en gaz naturel par le Distributeur.

Note (2) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne (35% pour 2015-2016).

Pour élaborer le bilan ci-dessus, le Distributeur s'est basé sur sa prévision de la demande de 2015, réalisée avant celle retenue par le Distributeur pour le présent dossier tarifaire.

Nous utilisons la prévision de 2015 pour l'instant, en enlevant la contribution de TCE en pointe hivernale.

Quant à la contribution des marchés de court terme, nous retenons la valeur de 1 100 MW que le Distributeur considère plus réaliste que la valeur de 1 500 MW qu'il a considéré auparavant :

« Le Distributeur doit donc demeurer **très prudent** et il ne peut se permettre de surévaluer la contribution potentielle des marchés de court terme, au risque de se retrouver dans l'incapacité d'acquiescer, dans les délais prescrits, la puissance requise afin de respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC. De manière à rencontrer son obligation d'assurer la sécurité et la fiabilité des approvisionnements, le Distributeur suppose à des fins de planification que les

marchés de court terme pourraient pallier aux déséquilibres de court terme de son bilan en **puissance** pour un maximum de **1 100 MW**. » (nos soulignés)¹¹¹

Il faut noter que dans sa discussion relative aux indicateurs de coûts d'approvisionnement, le Distributeur propose à la Régie un indicateur de marché basé sur la capacité de 1 100 MW du marché de New York et sur d'autres capacités du marché de la Nouvelle-Angleterre :

« Ainsi, pour établir ce nouvel indicateur composite, lorsque les quantités sont inférieures ou égales à 1 100 MW, le prix de marché utilisé demeure celui de NY. En revanche, lorsque les quantités excèdent la limite des interconnexions du marché de NY, le prix de marché est celui de NY pour la portion allant jusqu'à 1 100 MW et celui de la NE pour la portion dépassant cette quantité. »¹¹²

L'utilisation de la valeur de 1100 MW de capacité d'importation de puissance de court terme représente donc une approche **prudente**, comme l'affirme le Distributeur.

Le bilan présenté dans *l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023* n'a pas pris en compte la **baisse des besoins** reliés au changement d'habitude des consommateurs résidentiels et à la pénétration accrue des lampes LED ainsi qu'au déploiement du nouveau code des bâtiments.

L'utilisation potentielle de nouvelles ententes avec l'Ontario y était exclue également.

Si l'on tient compte de ces moyens potentiels, on pourrait dire qu'un besoin de puissance de long terme significatif ne se manifesterait que plus tard par rapport à ce que l'indique *l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023* (voir le tableau ci-dessous).

¹¹¹ HQD, État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023, page 20.

¹¹² HQD-6, document 1, page 12, ligne 10.

Tableau 6.5

	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe retenus dans État d'avancement 2015 en date du 30 octobre 2015	38,049	38,498	38,774	39,131	39,447	39,640	39,962	40,288
Puissance additionnelle requise établie dans État d'avancement 2015 (A)	150	850	1,300	750	800	1,000	1,250	1,600
Plus Correction de TCE Pointe (indisponible maintenant) (B)				570	570	570	570	570
Moins Contribution de marché de court terme estimé par HQD dans État d'avancement 2015 (page 20, ligne 21) (*C)				1,100	1,100	1,100	1,100	1,100
Approvisionnement de puissance de long terme (A+B-C) avant la mise à jour de la prévision des besoins				220	270	470	720	1,070
Moins Baisse de besoin reliée au changement d'habitude de consommation de la clientèle résidentielle				?	?	?	?	?
Moins Importation potentielle de l'Ontario (500 MW)			500 ?	500 ?	500 ?	500 ?	500 ?	500 ?
Besoin de long terme indiqué dans l'évaluation des Coûts évités d'HQD en date du 28 juillet 2016					108\$/kW	108\$/kW	108\$/kW	108\$/kW

L'an dernier, dans sa décision D-2016-033, la Régie émet l'opinion suivante :

« [267] Ensuite, la Régie considère, à l'instar de l'ACEFQ, qu'un coût évité de long terme en puissance ne devrait s'appliquer **qu'à partir de l'hiver 2022-2023.** »¹¹³ (nos soulignés)

Nous ne connaissons pas la révision de la demande à venir du Distributeur¹¹⁴. Nous notons néanmoins ses **craintes d'une baisse de la demande** dans sa justification de l'établissement d'un compte d'écart de revenus¹¹⁵.

¹¹³ D-2016-033, page 76.

¹¹⁴ Entre deux années, les besoins en puissance du Distributeur peut baisser d'environ 400 MW :

Le besoin de puissance en hiver de long terme d'Hydro-Québec semble être relativement mince pour que le président-directeur général d'Hydro-Québec, M. Éric Martel, nuance publiquement l'argument de la Société d'État en faveur de la construction de TCE :

*« Au cours des derniers mois, Hydro-Québec a fait valoir que la centrale peut répondre à ses besoins en puissance à un prix très compétitif. Mais il y a quelques jours, lors de son passage dans la région de Trois-Rivières, le président-directeur général de la société d'État, Éric Martel, a nuancé cette position. **«Je ne veux pas investir dans quelque chose qu'on n'aura pas de besoin»**, a-t-il déclaré à Radio-Canada Mauricie-Centre-du-Québec. » [Le Devoir, 27 octobre 2016] (nos soulignés)*

Il y a lieu donc de croire que le besoin de puissance de long terme du Distributeur n'apparaîtra que dans un horizon très lointain.

Dans ce contexte, le débat sur l'année où le Distributeur aura besoin d'un approvisionnement de puissance de long terme et la précision du son coût d'acquisition devrait être **relativisé**.

Notons que le Distributeur met à jour chaque année sa planification de l'équilibre offre-demande pour les besoins du dossier tarifaire :

« Le Distributeur rappelle que le signal de coût évité s'appuie sur la planification de l'équilibre offre-demande, laquelle est **mise à jour chaque année** pour les besoins du dossier tarifaire puis pour le plan d'approvisionnement (ou son état d'avancement). »¹¹⁶ (nos soulignés)

Ordre de grandeur de la baisse des besoins en puissance (MW)	
Besoins réguliers du Distributeur (avant réserve d'environ 9,2%)	
Dossier R-3933-2015 - Hiver 2015-2016 (HQD-6, doc. 1, tableau 3, page 7):	38,049
Dossier R-3980-2016 - Hiver 2016-2017 (HQD-6, doc. 1, tableau 3, page 6):	37,630
Baisse des besoins entre deux dossiers tarifaires:	419

¹¹⁵ HQD-16, document 1.2, page 26 (Réponse du Distributeur à la question 11.2 de la Régie).

¹¹⁶ HQD-16, document 1.2, page 37 (Réponse du Distributeur à la question 15.1 de la Régie).

Recommandation

Considérant que le Distributeur a proposé des coûts évités en puissance pour les années postérieures à l'hiver 2018-2019 dans le présent dossier¹¹⁷, nous recommandons respectueusement que la Régie lui demande de déposer un bilan en puissance pour la période 2016-2026 selon le même niveau de détail et dans le même format que celui présenté dans *l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023*.

Nous recommandons également qu'elle fixe, pour les fins du présent dossier tarifaire, l'année à partir de laquelle qu'elle juge appropriée pour appliquer un coût évité de puissance de long terme.

6.3 Difficultés d'estimer le coût de puissance de long terme

L'an dernier, la Régie a décidé de ne pas changer la méthode d'établissement des coûts évités en puissance de long terme ; elle fixait le signal de prix à 53 \$/kW-hiver à compter de l'hiver 2018-2019¹¹⁸. La Régie a pris cette décision malgré la proposition du Distributeur d'établir ce signal à 108 \$/kW-an, soit presque le double de celui qu'elle fixait.

Dans le présent dossier, le Distributeur réitère sa proposition qui n'a pas été retenue par la Régie l'an dernier.

Il argumente que : « *la valorisation d'un nouvel équipement en dehors de la période d'hiver n'est plus possible dans le contexte actuel, rendant ainsi irréaliste l'hypothèse d'un équipement dédié à 50% aux besoins du Québec.* ».¹¹⁹

Le Distributeur fait référence au fait que les interconnexions vers l'État de New York et ceux de la Nouvelle-Angleterre sont réservées jusqu'en 2044¹²⁰.

Nous soumettons qu'il serait très difficile de « prédire » la disponibilité des interconnexions avec les réseaux voisins pour un horizon aussi loin que 10 ans.

En effet, peut-être que l'état de la réservation d'interconnexion avec l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre sera différent dans 10 ans par rapport à la situation actuelle.

¹¹⁷ HQD-4, document 4, page 5, ligne 18.

¹¹⁸ D-2016-033, paragraphe 273, page 77.

¹¹⁹ HQD-4, document 4, page 5, ligne 20.

¹²⁰ HQD-4, document 4, page 5, ligne 26.

Peut-être que le Distributeur aura d'accès à plus d'équipements d'interconnexion suite au développement des interconnexions avec le Massachusetts et le New Hampshire.

Peut-être que le besoin de puissance et d'énergie en été de l'Ontario sera à la source de la construction d'autres équipements d'interconnexion entre l'Ontario et le Québec.

Dire que la situation à long terme des interconnexions sera semblable à celle d'aujourd'hui relève d'une **hypothèse** qui ne sera pas plus réaliste que celle retenue présentement pour calculer les coûts évités en puissance.

Il n'y a pas de preuve probante que remplacer la méthode actuelle d'estimation des coûts de puissance de long terme par la méthode que proposait le Distributeur l'an dernier améliorera le réalisme et la précision des coûts de long terme.

Comme on l'a vu précédemment, le Distributeur propose à la Régie de doubler le coût de puissance de long terme approuvé par la Régie l'an dernier. Il s'agit là d'une augmentation élevée dans un court laps de temps.

Selon nous, si la Régie accepte la proposition du Distributeur dans un contexte où beaucoup d'éléments sont encore à étudier, elle risque d'exiger indirectement aux consommateurs québécois de payer pour des produits qu'ils n'en auront pas besoin ou trop dispendieux.

Recommandation

Compte tenu de ce qui précède, nous recommandons respectueusement que, aux fins du présent dossier tarifaire, la Régie maintienne la méthode actuelle de calculs des coûts de puissance de long terme et fixe le signal de prix à 53 \$/kW-hiver, soit la même valeur qu'elle a retenue l'an dernier, pour l'application à partir de l'année qu'elle juge appropriée.

SECTION 7

MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

Dans cette section, nous présentons nos observations relatives aux mesures proposées par le Distributeur pour soutenir les ménages à faible revenu (MFR).

7.1 Centre d'accompagnement MFR

La création d'un centre d'accompagnement MFR représente une initiative du Distributeur visant à harmoniser et à faciliter l'accès à l'ensemble des services pour les MFR.

Ce projet visait à créer un guichet unique qui :

- « - coordonnerait la qualification des clients pour les services d'efficacité énergétique et de les mesures destinés aux clients en difficultés de paiement ;
- assurerait le déploiement des mesures en efficacité énergétiques et le suivi des ententes de paiements ;
- au besoin, référerait les clients vers un organisme communautaire sélectionné lors de l'appel de candidatures pour des conseils budgétaires ».¹²¹

Le Distributeur a entrepris certaines démarches en 2015 et 2016 pour la mise en place du Centre d'accompagnement.

En 2016, il a lancé un appel de propositions afin de trouver un coordonnateur et un appel de candidatures pour des agents d'accompagnement budgétaire pour la réalisation d'un projet pilote de Centre d'accompagnement.

Puisque le Distributeur n'a pu trouver de coordonnateur pour ce projet pilote, il a dû **mettre fin** au processus de mise en place d'un Centre d'accompagnement [pour plus de détail, voir la réponse du Distributeur à la question 55.1 de la DDR no. 2 de la Régie¹²², et la correspondance d'Hydro-Québec aux soumissionnaires de l'appel de candidatures 15090191 en annexe).

¹²¹ HQD, pièce B-0056, page 7, ligne 12.

¹²² pièce HQD-16, document 1.2.

Toutefois, le Distributeur se propose de *poursuivre* deux autres avenues, soit :

*« de poursuivre ses démarches de collaboration avec le BEIÉ afin de déployer une **offre intégrée en efficacité énergétique** par le biais d'un guichet de services unique. Il poursuit également la **réflexion**, en lien avec la nouvelle politique énergétique du Gouvernement du Québec, sur les actions en efficacité énergétique et les services offerts aux ménages à faible revenu en difficulté de paiement. »*¹²³ (nos soulignés)

7.2 Entente plus généreuse pour clients à très faible revenu

Cette démarche du Distributeur vise à introduire une notion de *taux d'effort* sur le revenu afin de rehausser la subvention à la consommation aux clients à très faible revenu¹²⁴. Par « taux d'effort », le Distributeur entend « *la proportion des revenus consacrée à payer la facture d'électricité*¹²⁵ ».

Une analyse des données de Statistiques Canada sur les dépenses des ménages en 2012 jumelée à un échantillon de dossiers d'ententes personnalisées a permis au Distributeur d'identifier un seuil statistiquement significatif comme base de qualification des clients à une entente plus généreuse¹²⁶.

Actuellement, environ 33 % des clients à faible revenu qui ont une entente personnalisée sont sous ce seuil¹²⁷.

Le Distributeur a amorcé les discussions avec la *Table de travail sur le recouvrement* afin de préciser les modalités de l'entente plus généreuse qui serait testée en **projet pilote** au premier trimestre 2017¹²⁸.

Le Distributeur décrit la suite des actions comme suit :

¹²³ HQD-16, document 1.2, page 128 (réponse du Distributeur à la question 55.1 de la Régie).

¹²⁴ HQD-15, document 1, page 6, ligne 3.

¹²⁵ HQD-16, document 1.2, page 127 (réponse du Distributeur à la question 54.1 de la Régie).

¹²⁶ HQD-16, document 1.2, page 126.

¹²⁷ HQD-16, document 1.2, page 127.

¹²⁸ Ibid.

« Si ce dernier est concluant, le Distributeur effectuera les modifications de système requises pour la programmation de cette entente et procédera à la formation des employés. Conséquemment, la mise en place, de cette nouvelle entente, est prévue au deuxième trimestre 2018. ¹²⁹» (nos soulignés)

Nous constatons donc que l'implantation d'une entente plus généreuse pour clients à très faible revenu est conditionnelle aux résultats concluants d'un projet pilote à mettre en place au premier trimestre de 2017.

7.3 Effacement graduel de la dette

Cette mesure a été discutée l'an dernier dans le cadre du dossier R-3933-2015¹³⁰. Elle a été proposée initialement par le Distributeur en 2014 (dossier R-3905-2014).

L'an dernier, le Distributeur indiquait qu'il n'aura pas besoin de faire un projet pilote avant d'implanter cette mesure, une fois que les aspects techniques et opérationnels auront été réglés¹³¹.

Cette année, il précise que la mesure proposée comporte des défis techniques importants¹³².

Suite à une analyse, le Distributeur a déterminé qu'il y aurait des coûts d'adaptation des systèmes informatiques importants à prévoir pour radier au fur et à mesure une portion de la dette à chaque paiement.¹³³

Le Distributeur désire maintenant tester cette mesure sur un échantillon de clients pour vérifier son efficacité : il envisage donc de faire un **projet pilote en 2017**¹³⁴.

Une de ses premières activités consiste à *définir l'échantillon de clients* pour le projet pilote envisagé¹³⁵.

¹²⁹ HQD-15, document 1, page 6, ligne 18.

¹³⁰ D-2016-033, p. 24, paragraphe 37.

¹³¹ D-2016-033, page 24, paragraphe 39.

¹³² HQD-15, document 1, page 6, ligne 25.

¹³³ HQD-15, document 1, page 6, ligne 29.

¹³⁴ HQD-15, document 1, page 7, ligne 2.

¹³⁵ HQD-16, document 2, p. 54 (Réponse du Distributeur à la question 46.1 de l'ACEF de Québec).

Nous notons avec intérêt l'idée du Distributeur de « *présenter au client, de façon simple et efficace, l'évolution de l'effacement graduel de la dette* »¹³⁶.

Nous constatons que l'implantation de cette mesure dépend des résultats du projet pilote qui sera réalisé en 2017.

Conclusion et Recommandation

Nous constatons la décision du Distributeur d'abandonner son projet « Centre d'accompagnement MFR ».

Nous notons que le Distributeur entreprend deux **projets-pilotes** en vue de la mise en place des initiatives « Entente plus généreuse pour clients à très faible revenu » et « Effacement graduel de la dette ». Leur application à grande échelle est néanmoins **incertaine**, dépendant des résultats des projets pilotes.

Compte tenu de cet état de la situation, nous recommandons respectueusement à la Régie de poursuivre son **suivi** des travaux et réflexions qu'entreprend le Distributeur pour soutenir les ménages à faible revenu, ainsi que ses démarches et initiatives relatives à l'aide en *efficacité énergétique* destinée à ce segment de clientèle du Distributeur.

¹³⁶ HQD-16, document 7, p. 33 (Réponse du Distributeur à la question 21.5 d'OC).

SECTION 8

APPROCHE GLOBALE DE RECOUVREMENT

Dans le présent dossier, le Distributeur expose son approche globale de recouvrement à la pièce B-0027, annexe E¹³⁷.

Selon lui, l'implantation de cette approche **n'est pas soumise à l'approbation de la Régie**¹³⁸.

Cette approche constitue les mesures prises par le Distributeur au fil de sa relation avec les clients qui éprouvent des **difficultés de paiement** (clients MFR et non MFR).

Les mesures touchant la clientèle à faible revenu sont suivies sur une base régulière auprès de la *Table sur le recouvrement* et auprès de la Régie dans les dossiers tarifaires.¹³⁹

Cette approche globale vise à offrir des solutions au client tout au long de sa relation avec le Distributeur : demande d'abonnement, facturation, avis de retard, avis d'interruption de service, etc.

Le Distributeur dispose de nombreux moyens et outils de communication avec ses clients (à ce sujet, voir la réponse du Distributeur à la question 7.2 d'OC¹⁴⁰).

Nous notons avec intérêt l'affirmation du Distributeur qu'il s'assure de connaître les meilleures pratiques de l'industrie en matière de recouvrement :

« À titre d'exemple, le Distributeur a effectué un sondage auprès de ses pairs en 2015 et assiste à des conférences tel que *National Association of Credit Management* et *Electric Utility Consultants Inc.*

Il ressort de cette veille que l'offre du Distributeur en matière **d'ententes de paiement** figure **parmi les plus souples sur le marché** et que de surcroît, **les ententes destinées aux ménages à faible revenu sont nettement à l'avant-garde.** »¹⁴¹ (nos soulignés)

¹³⁷ HQD, pièce B-0027 (HQD-8, document 1, Annexe E).

¹³⁸ HQD-16, document 2, page 56 (Réponse du Distributeur à la question 47.3 de l'ACEF de Québec).

¹³⁹ Ibid.

¹⁴⁰ HQD-16, document 7, p. 13.

¹⁴¹ HQD-16, document 2, page 55 (Réponse du Distributeur à la question 47.2 de l'ACEF de Québec).

Le Distributeur a accompli plusieurs initiatives pour faciliter la gestion du compte client, par exemple la possibilité, sous certaines conditions, pour les clients d'étaler le paiement de leur facture avant l'échéance de la prochaine facture directement sur le Web¹⁴².

Nous remarquons également l'action du Distributeur de concert avec *la Table de travail sur le recouvrement* à l'égard des clients à revenu modeste fortement endettés vis-à-vis Hydro-Québec :

*« Un **projet pilote** d'entente pour les clients à revenu modeste **fortement endettés** vis-à-vis Hydro-Québec a été réalisé de concert avec la Table de travail sur le recouvrement sur une période de deux ans, soit d'octobre 2014 à 5 octobre 2016. Le Distributeur et les membres de la Table sont en discussion sur les suites à donner à ce projet. »¹⁴³ (nos soulignés)*

Quant aux clients qui ont de la difficulté à utiliser l'Internet, le Distributeur nous a confirmé qu'il est toujours possible pour eux d'obtenir de l'assistance téléphonique pour l'utilisation des libres-services par l'intermédiaire d'un représentant en téléphonie¹⁴⁴.

Conclusion

Nous constatons que le Distributeur s'assure que son approche de recouvrement se compare avec les meilleures pratiques en la matière de l'industrie électrique.

Nous croyons que cette approche - jumelée aux améliorations que le Distributeur réalisera de façon continue - permettraient de soulager ses clients en difficulté de paiement et de diminuer leur nombre au fil des prochaines années.

¹⁴² HQD-8, document 1, p. 40.

¹⁴³ HQD-16, document 7, p. 16 (Réponse du Distributeur à la question 8.4 d'OC).

¹⁴⁴ HQD-16, document 2, p. 57 (Réponse du Distributeur à la question 48.2 de l'ACEF de Québec).

ANNEXE 1

**Courriel du 27 septembre 2016 d'Hydro-Québec aux
soumissionnaires de l'appel de candidatures 15090191**

Montréal, 27 septembre 2016

ENVOI PAR COURRIEL

Aux soumissionnaires de l'appel de candidatures 15090191

Objet : Résultat de l'appel de candidatures et suivi du projet pilote *Centre d'accompagnement MFR*

Madame, Monsieur,

Pour faire suite à votre candidature pour l'accompagnement budgétaire dans le cadre du projet pilote du *Centre d'accompagnement MFR*, je tiens à vous faire part du résultat de l'appel de candidature et du suivi de la mise en place du projet pilote.

Au terme d'un processus d'appels de proposition, aucune soumission pour agir à titre de prestataire n'a été reçue. Dans ce contexte, et prenant en considération la nouvelle politique énergétique du Gouvernement du Québec publié au printemps, nous avons effectué une réflexion sur le *projet Centre d'accompagnement MFR*. Il a été décidé de ne pas poursuivre les démarches visant à mettre en place le Centre d'accompagnement MFR.

Ainsi, pour l'appel de candidatures auquel vous avez répondu, nous sommes dans le regret de vous informer qu'aucun candidat ne sera sélectionné pour offrir des services d'accompagnement budgétaire. Nous sommes conscients du temps et des ressources que vous avez investis pour préparer les soumissions reçues. Nous tenons d'ailleurs à souligner la qualité de celles-ci.

Au cours des prochains mois, Hydro-Québec poursuivra la réflexion sur les besoins en efficacité énergétiques et en accompagnement budgétaires des ménages à faible revenu tout en s'assurant avant tout d'être là pour le client.

Veuillez agréer, Madame, Monsieur, nos salutations distinguées,



Éric Filion
Vice-Président Clientèle, Hydro-Québec Distribution

c.c. : Hani Zayat
Danielle Paquette
Diane Mamarbachi
Philippe-Étienne Langdeau
Marie-Claude Guénette