

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Dossier R-4011-2017

**Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
de l'année tarifaire 2018-2019**

MÉMOIRE DE L'ACEF DE QUÉBEC

**Préparé par :
Co Pham, Ph.D., ingénieur
Consultant en énergie**

13 novembre 2017

INTRODUCTION

Dans le cadre du dossier R-4011-2017 de la Régie de l'énergie (la Régie), l'ACEF de Québec soumet le présent mémoire qui traite des sujets suivants :

1. Modifications aux principes réglementaires ;
2. Hausses tarifaires par catégories de consommateurs pour 2018-2019 ;
3. Stratégie tarifaire ;
4. Prévion de la demande en énergie et en puissance ;
5. Coûts évités sur le réseau intégré ;
6. Mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu.

Par sa décision D-2017-105 du 20 septembre 2017, la Régie a accepté tous ces sujets comme enjeux à débattre au présent dossier.

Conformément à la décision procédurale D-2017-105, nous ne traitons pas dans ce mémoire les sujets suivants :

- Option de mesurage net en réseau intégré ¹;
- Approvisionnements en électricité.²

Le 3 novembre 2017, la Régie a rendu sa décision D-2017-119 dans le cadre du dossier R-4000-2017 (Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel) [Programme de conversion à l'électricité] :

La Régie de l'énergie :

REJETTE la demande d'approbation du programme de conversion du mazout pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel ;

MET FIN au CÉR créé par la décision D-2017-037 et en radie les montants inscrits.

1 D-2017-105, p. 7.

2 D-2017-105, paragraphe 70, p. 17.

Suite à cette décision, nous estimons qu'il ne serait plus pertinent d'étudier dans le présent mémoire les éléments reliés au *Programme de conversion à l'électricité*, soit :

- La période d'amortissement de l'actif réglementaire du *Programme de conversion à l'électricité* mentionné précédemment ;
- La récupération du solde de 3,2 M\$³ du compte d'écarts - *programme de Conversion à l'électricité*.

Concernant le compte d'écart et de report relié au *Programme Conversion à l'électricité*, il convient de rappeler la décision D-2017-037 (page 11) :

« [49] De l'avis de la Régie, si le Programme est approuvé et que le Distributeur a recherché l'autorisation d'un CÉR en temps opportun, il a le droit de récupérer l'ensemble des sommes comptabilisées à ce CÉR.

[50] Toutefois, dans le cas où le Programme ne serait pas autorisé, les sommes qui seraient incluses au CÉR ne pourraient pas être récupérées au cours des prochaines années. »

³ Réponse du Distributeur à la question 8.1 de l'ACEF de Québec, pièce HQD-15, doc. 3, p.13.

SECTION 1

MODIFICATIONS AUX PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

MODIFICATION DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE NIVELLEMENT DES REVENUS POUR ALÉAS CLIMATIQUES

1. Contexte

Dans le présent dossier, le Distributeur demande à la Régie de modifier les modalités de disposition du compte de nivellement.

Le Distributeur vise à récupérer, par sa proposition, la totalité des soldes des comptes de nivellement pour aléas climatiques au montant de 46,7 millions de dollars, alors que le versement aux revenus requis de 2018 selon les modalités en vigueur n'est que de 3,7 millions de dollars. Le Distributeur obtiendrait alors 43 M\$ de plus par sa proposition⁴.

À elle seule, cette modification demandée par le Distributeur lui rapportera 36 % de ses revenus *additionnels* requis en 2018-2019.⁵

Considérant l'importance de cette demande du Distributeur, l'ACEF de Québec lui a soumis plusieurs questions sur ce sujet dans le cadre des demandes de renseignements.

2. Principes et modalités reconnus par la Régie

La création d'un compte de nivellement des revenus pour aléas climatiques a été justifiée par le fait que certains revenus et volumes de vente du Distributeur sont *estimés* sur la base des *conditions climatiques normales* pour une année témoin projetée donnée.

⁴ B-0012, HQD-3, document 3, p. 6, tableau 1 (46,7 moins 3,7 = 43 M\$).

⁵ Revenus additionnels requis : 116 M\$ (B-0005, HQD-1, document 1, p. 9, ligne 6).
43 / 116 = 36%.

Ainsi, la Régie, par sa décision D-2005-34⁶, demandait au Distributeur de traiter des mécanismes de nivellement des revenus de transport et de distribution découlant des écarts entre les ventes *réelles* et les ventes *projetées*⁷.

Pour sa part, le Distributeur explique la raison d'être d'un compte de nivellement des revenus comme suit :

« Ne pouvant prévoir avec exactitude la température qu'il fera, et ce même sur de très courtes périodes, le Distributeur est amené à utiliser un historique normalisé pour les effets de température pour établir la prévision des ventes à conditions climatiques normales qui servira à l'établissement de ses tarifs. Lorsque la température est plus froide en hiver, les revenus des ventes associés au transport et à la distribution, augmentent plus que les coûts de transport et de distribution et si rien n'est fait pour corriger cette situation, le rendement du Distributeur s'accroît. L'inverse se produit lorsque l'hiver est plus chaud que la normale précitée. Il en va de même pour les impacts des conditions climatiques sur les besoins de climatisation. Les résultats financiers du Distributeur fluctuent d'année en année au gré des variations de la température. Dans la mesure où les conditions climatiques varient de façon aléatoire autour du scénario climatique moyen, ces fluctuations s'annulent sur une longue période mais elles ont néanmoins un effet sur les résultats financiers de chaque exercice. Il s'agit donc de corriger cet effet par un compte régulateur qui, en corrigeant les variations du rendement dues aux aléas climatiques, permet de présenter des résultats financiers plus représentatifs de l'évolution réelle de la croissance et de la rentabilité du Distributeur. »⁸ (nos soulignés)

Nous notons que la vocation d'un compte de nivellement comporte à l'origine la présentation des résultats financiers plus représentatifs de l'évolution réelle de la croissance et de la rentabilité du Distributeur.

Nous comprenons aussi que théoriquement, les fluctuations des températures et indirectement les soldes des comptes de nivellement s'annulent sur une longue période.

6 « Le prochain dossier tarifaire devra aussi inclure un examen complet du compte de *pass-on* pour la fourniture ainsi que des mécanismes de nivellement des revenus de transport et de distribution découlant des écarts entre les ventes réelles et les ventes projetées. Cet examen devra également mettre en lumière comment un compte de *pass-on* pour la fourniture permet de maintenir, pour le Distributeur, un incitatif à minimiser ses coûts d'approvisionnement. » D-2005-34 (R-3541-2004), page 50. (nos soulignés)

7 HQD, dossier R-3579-2005, pièce B-1, HQD-4, document 4, p. 5.

8 HQD, dossier R-3579-2005, pièce B-1, HQD-4, document 4, p. 7, ligne 22.

En 2006, la Régie annonce la mise en place d'un compte de nivellement comme suit :

« 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. Par conséquent, la Régie accepte le mécanisme de nivellement proposé par le Distributeur, qui élimine le risque dû aux aléas climatiques des revenus de transport et de distribution. La Régie demande au Distributeur de compiler, sur une base mensuelle, les informations pertinentes sur les écarts. Le Distributeur devra également documenter le fonctionnement du compte dans les dossiers tarifaires et les rapports annuels à venir. Quant à la répartition de l'impact des conditions climatiques, la Régie retient la proposition d'OC, voulant que la pondération proposée, établie dans les années 1980, soit mise à jour et déposée lors du prochain dossier tarifaire. » (D-2006-34, p. 20) [nos soulignés].

Donc, selon la Régie, un compte de nivellement a pour but d'éliminer les risques du Distributeur associés aux aléas climatiques.

En justifiant sa demande de modification des modalités de disposition des comptes de nivellement sur la *stabilité tarifaire* des prochaines années, le Distributeur donne aux comptes de nivellement une **vocation** qui est bien différente de celle voulue par la Régie en 2006.

Quant à la modalité de disposition des soldes du compte de nivellement par *la méthode d'amortissement linéaire sur une période de cinq ans*, elle a été décidée par la Régie en 2009 :

« La Régie accepte la proposition du Distributeur d'utiliser la méthode d'amortissement linéaire sur une période de cinq ans pour le solde résiduel du compte de nivellement de la température, ainsi que pour les nouveaux ajouts. » (D-2009-016, p. 14).

En 2014, dans le cadre du dossier R-3854-2013, la Régie a refusé la demande du Distributeur d'amortir les soldes des comptes de nivellement des années 2008 à 2012 sur une période de 10 ans⁹. En même temps, elle a modifié la période d'amortissement pour les soldes de certaines années mais maintient la période d'amortissement de 5 ans pour celles des années 2013 et suivantes :

[408] Considérant l'arbitrage à effectuer entre l'impact tarifaire et l'équité intergénérationnelle, ainsi que l'importance de l'impact sur le coût de financement sur la période 2014-2023, la Régie rejette la demande telle que présentée par le Distributeur.

[409] La Régie demande au Distributeur de continuer d'appliquer la présente période d'amortissement pour le solde des comptes de nivellement pour aléas climatiques pour les années 2008 et 2009, étant donné leurs soldes peu élevés, soit respectivement de 2,6 M\$ et de 4,1 M\$ au 31 décembre 2013. Elle lui demande également de modifier la période restante d'amortissement pour les années 2010, 2011 et 2012, respectivement à 5, 6 et 7 ans.

[410] La Régie maintient l'amortissement des écarts du compte de nivellement pour aléas climatiques des années 2013 et suivantes sur une période de 5 ans.

[411] La Régie demande donc au Distributeur de mettre à jour la base de tarification ainsi que la charge d'amortissement pour le compte de nivellement pour aléas climatiques. L'impact sur les revenus requis de l'année témoin 2014 représente une hausse nette de 21,7 M\$, soit 22,8 M\$ pour la charge d'amortissement et de -1,1 M\$ pour le rendement de la base de tarification. (D-2014—037, p. 108 et 109, par. 408 à 410). (nos soulignés)

Donc, selon les modalités en vigueur, les soldes des comptes de nivellement pour aléas climatiques devraient être amortis sur cinq ans.

L'amortissement commence à la deuxième année subséquente à une année donnée, en raison de la disponibilité des données. La Régie explique cette contrainte comme suit :

9 Régie de l'énergie :

« [390] Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'amortir le solde des comptes de nivellement pour aléas climatiques des années 2008 à 2012 sur une période de 10 ans, tout en maintenant l'amortissement des écarts des années 2013 et suivantes sur une période de cinq ans. » (D-2014-037, p. 103) [nos soulignés].

« Comme les écarts sont calculés à partir des résultats réels d'une année complète et compte tenu des contraintes liées aux dates de dépôt des dossiers tarifaires, les écarts sont intégrés dans la base de tarification de la deuxième année témoin suivant l'année considérée. » (D-2014-037, p. 103, par. 388) [nos soulignés].

Essentiellement, la Régie a décidé que, sauf exception, les ajustements des revenus du Distributeur associés aux aléas climatiques se font sur une période de 5 ans, et ces ajustements s'effectuent seulement à partir de la deuxième année témoin suivant l'année considérée.

Selon notre compréhension, lorsqu'un coût est amorti sur plusieurs années, son effet sur les tarifs à supporter par les consommateurs est graduel, sans chocs abrupts.

Dans le présent dossier, la demande du Distributeur de récupérer en une seule année les soldes des comptes de nivellement serait donc contraire aux principes d'amortir des impacts sur les consommateurs du compte de nivellement sur plusieurs années.

Notons également que l'amortissement du compte de nivellement sur plusieurs années ne pénalise aucunement le Distributeur, puisque le maintien d'un solde du compte hors base de tarification comporte des intérêts calculés selon des taux équitables déterminés par la Régie.¹⁰

10 Au sujet des comptes d'écarts et de reports (CER) et les calculs de leurs rendements, Hydro-Québec offre l'explication suivante :

« Les comptes d'écarts et de reports (CER) sont de nature purement réglementaire. Ils ont été créés pour la prise en compte ultérieure, dans les revenus requis, des coûts encourus pendant une année témoin dont les montants étaient imprévus au moment de la fixation des tarifs d'électricité ou encore, dont les montants réels sont différents de ceux initialement prévus. L'utilisation de ces comptes constitue, par conséquent, une modalité de récupération de coûts dans les tarifs.

Les autres actifs sont composés des comptes créés pour comptabiliser des coûts qui seront constatés aux charges lors d'exercices financiers subséquents.

Dans sa décision D-2015-0181, la Régie demande, à compter du 1er janvier 2015, de maintenir hors base de tarification tous les CER réglementaires servant à la récupération des écarts de coûts par rapport aux montants prévus. Ces comptes sont maintenus hors base de tarification jusqu'au moment où il est justifié d'intégrer leurs soldes dans les tarifs.

Le tableau 1 présente l'évolution des CER et autres actifs.

Un rendement s'ajoute aux coûts versés dans les CER, et ce, jusqu'au moment de leur intégration dans les revenus requis. Selon la décision D-2015-0182, le solde de ces comptes hors base est rémunéré selon les taux suivants, majorés des frais de garantie et d'émission :

- le taux des obligations d'Hydro-Québec 3 ans pour les comptes d'écarts dont la période d'amortissement et de recouvrement est de 3 ans et moins ;

Cependant, plus la période d'amortissement est longue, plus les intérêts que doivent supporter les consommateurs augmentent.

Finalement, selon les données du Distributeur, l'amortissement du compte de nivellement impacte le plus les consommateurs domestiques (81%), suivis des consommateurs aux tarifs généraux (19%) [voir détail des calculs à l'annexe 1].

En résumé, selon nous, une modification des modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques devrait être considérée seulement à *titre d'exception* pour donner à la clientèle du Distributeur d'autres avantages - la stabilité tarifaire et l'équité entre les générations de clients - par exemple.

3. Stabilité tarifaire dans les prochaines années

Deux options se présentent : le maintien des modalités actuelles et la modification exceptionnelle demandée par le Distributeur.

En réponse à une question de la DDR no 3 de la Régie, le Distributeur a fourni un tableau qui compare ces deux options, en comparant les montants d'amortissement et les rendements sur les soldes hors base de tarification, pour la période 2018-2023. Ce tableau est reproduit ci-dessous.

Comme on peut le voir à la dernière ligne du tableau, l'option « *Maintien des modalités actuelles* » étale la récupération des coûts sur plusieurs années de la période 2018-2023, alors que l'option « *Modification exceptionnelle* » récupère la totalité des coûts en la seule année 2018 (43 M\$).

L'option « *Maintien des modalités actuelles* » implique un paiement de 3,3 M\$ au total pour le rendement sur le solde hors base de tarification (intérêt).

- le taux des obligations d'Hydro-Québec 5 ans pour les comptes d'écarts dont la période d'amortissement et de recouvrement est de plus de 3 ans. » (Pièce B-0040, HQD-9, document 4, p. 5) [nos soulignés]

Tableau 1

Source : HQD, pièce HQD-15, doc. 1.3, p. 13, tableau R-7.1

TABLEAU R-7.1 :
IMPACTS TARIFAIRES DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE PASS-ON
ET DU COMPTE DE NIVELLEMENT -
ACTUELLES ET PROPOSÉES PAR LE DISTRIBUTEUR (M\$)

	Solde prévu au 31/12/2017	Solde prévu au 31/12/2018	Versé aux revenus requis						Total	
			2018	2019	2020	2021	2022	2023		
Modalités actuelles										
<i>Pass-on</i> 2016	Amortissement	(21,0)	(21,0)							(21,0)
<i>Pass-on</i> 2017	Amortissement	(8,9)	(8,9)							(8,9)
Nivellement 2016	Amortissement	16,9		3,4	3,4	3,4	3,4	3,3		16,9
Nivellement 2017	Amortissement	29,8	30,4	-	6,1	6,1	6,1	6,1	6,0	30,4
Rendement sur le solde hors base (nivellement)				0,3	1,2	0,9	0,6	0,2	-	3,3
				(26,2)	10,7	10,4	10,1	9,6	6,0	20,7
Modalités proposées - Distributeur										
<i>Pass-on</i> 2016	Amortissement	(21,0)	(21,0)							(21,0)
<i>Pass-on</i> 2017	Amortissement	(8,9)	(8,9)							(8,9)
Nivellement 2016	Amortissement	16,9		16,9						16,9
Nivellement 2017	Amortissement	29,8		29,8						29,8
Rendement sur le solde hors base (nivellement)				-						-
				16,8	-	-	-	-	-	16,8
Impacts tarifaires			43,0	(10,7)	(10,4)	(10,1)	(9,6)	(6,0)	(3,9)	

Le Distributeur a aussi fourni une estimation des hausses tarifaires pour la période 2018-2023 selon les deux options. Nous résumons ci-dessous ces estimations sous forme de tableau.

On y voit que selon les modalités actuelles, les hausses tarifaires sont estimées à 0,7 % en 2018, 2,8% en 2019, 2,2% en 2020, et 1% par année à partir de 2021.

Selon l'option « *Modification exceptionnelle* », les hausses tarifaires sont estimées à 1,1% en 2018, 2,5% en 2019, 1,9% en 2020, et 1% par année à partir de 2021.

Tableau 2

Comparaison des scénarios de hausses tarifaires (Évaluation d'Hydro-Québec)

(HQD-15, doc. 1.3, p. 13, tableau R-7.1 et Réponse à Q. 7.2)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Impacts sur les coûts (revenus requis) [M\$]	43	-10.7	-10.4	-10.1	-9.6	-6
Modalités actuelles	0.70 %	2.80 %	<u>2.20</u> %	1.00 %	1.00 %	1.00 %
Modalités proposées par HQD	1.10 %	2.50 %	1.90 %	1.00 %	1.00 %	1.00 %
Écart	0.40 %	0.30 %	0.30 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %

Les hausses tarifaires estimées sont identiques dans les deux cas pour la période 2021-2023.

La hausse tarifaire la plus élevée de la période aurait lieu en 2019, soit 2,8% selon la projection du Distributeur pour l'option « Modalités actuelles ».

Ce niveau de hausse des tarifs *dépasse l'inflation projetée de 2%* et causerait vraisemblablement des difficultés à certains clients du Distributeur.

Le Distributeur explique ses prévisions comme suit :

« [...] dans ses prévisions de hausses tarifaires 2019 et 2020, le Distributeur prévoit une pression à la hausse des coûts d'approvisionnement en lien avec de nouvelles mises en service de projets éoliens et avec l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale, ainsi qu'une charge de service de transport plus élevée selon les prévisions à long terme du Transporteur. » ¹¹ [nos soulignés].

Les augmentations de coûts prévues pour 2019 et 2020, à savoir les coûts reliés aux nouvelles mises en service de projets éoliens, l'indexation du coût moyen de fourniture

¹¹ HQD, pièce HQD-15, document 1.3, p. 14.

de l'électricité patrimoniale, et les coûts de transport prévus par le Transporteur, nous apparaissent plausibles.

Il est important de souligner que ces coûts ne peuvent pas faire l'objet de rationnement chez le Distributeur.

D'autre part, il nous apparaît qu'une hausse tarifaire de l'ordre de 0,7% en 2018 selon les modalités actuelles est relativement faible ou modérée.

Un ajout de l'ordre de 0,4% relié aux modifications des modalités porterait la hausse de 2018 à 1,1%, soit un *niveau inférieur à l'inflation*.

Recommandation

Considérant la plausibilité d'une hausse tarifaire relativement élevée pour 2019 telle que prévue par le Distributeur à la pièce B-0080, HQD-15, document 1.3, et l'intérêt de bon nombre de consommateurs pour des tarifs stables, nous recommandons respectueusement à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur de modifier *de façon exceptionnelle* les modalités de disposition des soldes des compte de nivellement pour les aléas climatiques telle que décrite par le Distributeur à la pièce B-0012, HQD-3, document 3.

4. Autres modalités

Le Distributeur propose de verser le solde de 2,4 M\$ du compte d'écart relatif aux modifications à *l'ASC 715, Compensation – Retirement Benefits*¹² à ses revenus requis de 2018¹³.

Recommandation

Considérant que les montants en jeu sont relativement faibles par rapport aux revenus requis totaux estimés par le Distributeur pour 2018, nous recommandons respectueusement à la Régie d'accepter sa proposition de verser le solde de 2,4 M\$ du compte d'écarts relatif aux modifications à *l'ASC 715, Compensation – Retirement Benefits* dans ses revenus requis de 2018, sous réserve que ce solde soit établi conformément aux décisions de la Régie en la matière.

12 HQD, B-0012, HQD-3, doc. 3, page 8 tableau 2 et ligne 1.

13 HQD-3, doc. 3, p. 9, lignes 15 à 16.

Quant au solde de 3,2 M\$¹⁴ du compte d'écarts - *programme de Conversion à l'électricité*, nous soumettons respectueusement que son traitement par le Distributeur doit respecter la décision D-2017-119 rendue le 3 novembre 2017 qui « *met fin au CÉR créé par la décision D-2017-037 et en radie les montants inscrits* ».

¹⁴ Réponse du Distributeur à la question 8.1 de l'ACEF de Québec, pièce HQD-15, doc. 3, p.13.

SECTION 2

HAUSSES TARIFAIRES PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS POUR 2018-2019

Dans cette section, nous étudions différents scénarios de hausses tarifaires par catégories de consommateurs. Toutes les données utilisées dans notre étude proviennent d'Hydro-Québec Distribution (Le Distributeur).

Aux fins du présent dossier, le Distributeur a réalisé une étude des coûts par catégories de consommateurs pour l'année témoin 2018 et déposé une version révisée le 24 octobre 2017¹⁵.

Les coûts correspondent au scénario de modification exceptionnelle des modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques qui est présentement sous étude par la Régie.

Nous tenons à rassurer la Régie que nous utilisons dans la présente étude les résultats de répartition des coûts mis à jour par le Distributeur le 24 octobre 2017. Cette mise à jour faisait suite à certaines interrogations de la Régie exprimées dans sa DDR no 3 concernant certaines données relatives au tarif L et au tarif DP.

1. Scénario A. Hausse tarifaire selon la variation des coûts

Les ajustements tarifaires dans ce scénario sont calculés par le Distributeur¹⁶.

En effet, dans ce scénario, le Distributeur calcule en premier lieu la variation des coûts des catégories de consommateurs entre 2017 et 2018 et détermine par la suite les ajustements tarifaires pour refléter cette variation.

Les ajustements tarifaires, les revenus obtenus après hausses tarifaires et les indices d'interfinancement entre les catégories de consommateurs selon ce scénario sont reproduits au tableau suivant.

15 HQD, pièce B-0103, HQD-12, doc. 3 révisé, « Répartition du coût de service de l'année témoin 2018 » [Version révisée du 24 octobre 2017].

16 Ibid., p. 15, tableau 8B, lignes S, T et U.

Selon ce scénario, il faut baisser les tarifs domestiques de 0,4% en 2018-2019, hausser les tarifs généraux de 1,5%, et augmenter les tarifs de la catégorie « Grands Industriels » de 5,8% pour refléter la variation des coûts entre 2017 et 2018.

Les indices d'interfinancement entre les catégories de consommateurs pour 2018 résultant de ce scénario seront sensiblement les mêmes que ceux de 2017 calculés selon les hausses tarifaires fixées dans la décision D-2017-022 (dossier tarifaire de l'an dernier – R-3980-2016), comme on peut le voir aux deux dernières colonnes de droite du tableau.

Ainsi, les rapports entre les coûts et les revenus des catégories de consommateurs en 2018 seront semblables à ceux de 2017 que la Régie a jugé raisonnable ou approprié pour la circonstance (situation des coûts et des revenus de 2017).

Tableau 1

Ajustement selon la variation des coûts

(Évaluation d'Hydro-Québec - pièce B-0103, p. 15)

	Ajustement tarifaire selon variation des coûts (S)	Revenus après hausse (Q)	Interfinancement (U)	Indice de 2017 (autorisé D-2017-022) (Réf. 1)
Domestiques	-0.4%	5,242.2	84.1%	84.0%
Généraux	1.5%	4,268.6	124.4%	124.9%
Tarif G	0.4%	1,010.3	119.6%	119.4%
Tarif M	1.2%	2,695.5	130.6%	131.0%
Tarif LG	5.6%	562.9	107.8%	108.5%
Grands Industriels	5.8%	1,334.8	113.1%	113.4%
Total		10,846.0	100.0%	100.0%

Réf. 1 : Suivi D-2017-022 (R-3980-2016) - Évaluation d'HQD, HQD-20, doc. 4, p.13

2. Scénario B. Proposition de hausse tarifaire du Distributeur

Le tableau suivant résume les ajustements tarifaires par catégories de consommateurs et les indices d'interfinancement calculés selon la proposition du Distributeur.

Selon cette proposition, les hausses tarifaires seront de 1,1% en 2018 pour toutes les catégories de consommateurs, à l'exception de la catégorie Grands Industriels dont la hausse ne sera que de 0,8%.

Tableau 2

Proposition d'Hydro-Québec

(pièce B-0103, HQD-12, doc. 3 révisé, p. 15, tableau 8B)

	Ajustement tarifaire (P)	Revenus après hausse (Q)	Interfinancement R
Domestiques	1.1%	5,323.3	85.4%
Généraux	1.1%	4,250.7	123.9%
Tarif G	1.1%	1,017.7	120.4%
Tarif M	1.1%	2,693.2	130.5%
Tarif LG	1.1%	539.8	103.4%
Grands Industriels	0.8%	1,272.0	107.8%
Total		10,846.0	100.0%

Le tableau suivant compare les hausses tarifaires des deux options : hausse selon la variation des coûts et la proposition du Distributeur.

On y voit qu'au lieu d'une baisse de tarif (-0,4%), les consommateurs du secteur Domestiques se verront une hausse de 1,1% selon la proposition du Distributeur.

Les clients au tarif G (petits commerces) vivront une situation semblable : au lieu d'une hausse de 0,4% reflétant la variation de leurs coûts, leur tarif sera augmenté de 1,1%.

Par contre, les clients aux tarifs LG seront avantagés par la proposition du Distributeur : au lieu d'une hausse de l'ordre de 5,6% pour tenir compte de la variation de leurs coûts, la hausse applicable à ces clients ne sera que de 1,1%.

Dans le cas des clients « Grands Industriels », la proposition du Distributeur les avantage clairement : au lieu d'une hausse de 5,8% selon l'évolution de leurs coûts, la hausse tarifaire applicable à ces clients ne sera que de 0,8%.

Dans l'ensemble, la proposition du Distributeur désavantage les « petits clients » et avantage les clients industriels grands consommateurs d'énergie.

Tableau 3

Comparaison des scénarios de hausses tarifaires

	Hausse selon la variation des coûts	Proposition d'Hydro-Québec
Domestiques	-0.4%	1.1%
Généraux	1.5%	1.1%
Tarif G	0.4%	1.1%
Tarif M	1.2%	1.1%
Tarif LG	5.6%	1.1%
Grands Industriels	5.8%	0.8%

Dans sa proposition, le Distributeur a accordé *arbitrairement* un écart favorable de 0,3%¹⁷ aux clients « Grands Industriels » par rapport aux autres clients.

Il justifie cet écart par la non-indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour ces derniers :

*« le tarif L n'étant pas visé par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale ».*¹⁸

Nous soulignons que dans sa répartition des coûts, le Distributeur a tenu compte déjà de la non-indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour le tarif L, comme le montre le tableau suivant.

On y voit que le coût de l'électricité patrimoniale alloué à la catégorie domestique « D et DM » augmente de 0,88 % entre 2017 et 2018, alors que celui alloué au tarif L est inchangé.

¹⁷ 1,1% moins 0,8% = 0,3%

¹⁸ HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 8, lignes 5 à 6.

La non-indexation du coût de l’électricité patrimoniale pour le tarif L se reflète dans le scénario A « Ajustement tarifaire selon la variation des coûts » aussi bien que dans le scénario B « Proposition du Distributeur ».

Tableau 4

Non-indexation des coûts de l’électricité patrimoniale pour le tarif L déjà prise en compte dans la répartition des coûts effectuée par HQD

(Coût en ¢/kWh)

	2017 (Réf. 1)	2018 (Réf. 2)	Variation
Tarif D et DM	3.4	3.43	0.88%
Tarif M	2.79	2.81	0.72%
Tarif LG	2.85	2.87	0.70%
Tarif L	2.38	2.38	0.00%

Réf. 1 : R-3980-2016, B--0203, p. 14, tableau 9A.

Réf. 2 : R-4011-2017, B-0103, p. 16, tableau 9A.

Les causes de la hausse des coûts entre 2017 et 2018

Soulignons également que la hausse du coût de l’électricité patrimoniale entre 2017 et 2018 ne représente qu’une faible proportion de la hausse des coûts d’approvisionnement.

En effet, la hausse du coût de l’électricité patrimoniale en 2018 est de 29 M\$¹⁹, alors que les *coûts d’approvisionnements totaux* (patrimoniaux et postpatrimoniaux) augmentent de 176 M\$ entre 2017 et 2018.

Cette augmentation relativement élevée s’explique en grande partie par la mise en service de nouveaux projets d’énergie renouvelable (électricité post-patrimoniale).

De plus, le coût du service de *transport* augmenterait de 101 M\$²⁰ et constituerait un facteur important de la hausse des coûts de 2018 (travaux majeurs chez le Transporteur).

19 HQD, B-0005, HQD-1, document 1, p. 10, lignes 15 à 17.

20 HQD, B-0005, HQD-1, document 1, p. 10, tableau 2.

Ces « causes » importantes de la hausse des coûts de 2018 par rapport à ceux de 2017 ont été admises par le Distributeur :

« La hausse tarifaire de 1,1 %, nécessaire pour récupérer la totalité du coût de service de 2018, s'explique principalement par :

- l'évolution du coût des approvisionnements en électricité, notamment celui des nouveaux approvisionnements (+1,7 %) ;
- l'augmentation du coût du service de transport, attribuable principalement aux misés en service de projets majeurs de transport (+0,9 %) ;
- l'évolution des coûts de distribution et des services à la clientèle, notamment des montants affectés à la maîtrise de la végétation, aux efforts de développement de nouveaux marchés et à l'amélioration des services à la clientèle (+0,3 %) ;
- les revenus additionnels générés par la croissance de la demande découlant notamment des efforts de développement des ventes aux secteurs commercial, institutionnel et industriel (petites et moyennes entreprises) (-0,5 %) ;
- les effets des températures plus douces des deux derniers hivers (-1,3 %). »
(HQD, pièce B-005, HQD-1, doc. 1, p. 8). [nos soulignés].

Reflet de la variation des coûts dans les ajustements des tarifs

Pour déterminer les hausses tarifaires par catégories de consommateurs, il faut tenir compte de l'évolution des volumes de vente des catégories de consommateurs, en plus de leurs coûts.

Le Distributeur a fait cet exercice relativement complexe et présenté les résultats dans son document portant sur la répartition des coûts pour l'année témoin 2018, à la pièce B-0103, HQD-12, document 3 (version révisée du 24 octobre 2017), page 15.

Il importe de souligner que pour la répartition des coûts entre les catégories de consommateurs, le Distributeur applique depuis des années une méthodologie approuvée par la Régie.

Donc, essentiellement, la variation des coûts telle que calculée par le Distributeur repose sur une base solide et non-arbitraire.

Elle tient compte de tous les facteurs pertinents : électricité patrimoniale, énergie éolienne, coût de transport, coût de distribution et des services à la clientèle, revenus obtenus par catégories de consommateurs avant les hausses de 2018, volumes de vente des catégories de consommateurs, etc.²¹

À l’opposé, la proposition du Distributeur distingue les ajustements tarifaires applicables aux clients « Grands industriels » et au reste de l’ensemble de ses clients uniquement sur la base des coûts de l’électricité patrimoniale, soit un seul élément parmi tant d’autres d’impacts plus importants.

La proposition du Distributeur représenterait donc une façon raccourcie et incomplète pour tenir compte des coûts propres à chacune des catégories de consommateurs dans l’ajustement tarifaire.

Comme conséquence, elle ferait supporter une partie de la croissance des coûts causés par les « grands clients » par des « petits clients » en 2018.

21 Le tableau suivant, préparé par le Distributeur, résume bien l’état des revenus et des coûts entre 2017 et 2018 dans son ensemble; mais la répartition des coûts et les calculs des ajustements tarifaires différenciés par catégories de consommateurs donnent plus de précision, parce qu’ils tiennent compte de nombreuses caractéristiques techniques de différents moyens requis pour fournir de l’énergie (électricité patrimoniale, électricité post-patrimoniale, équipements de transport et de distribution, niveaux de tension, etc.) et de différentes catégories de consommateurs (volumes de ventes, nombre d’abonnés, énergie consommée, puissance de pointe, puissance coïncidente et non coïncidente, etc..).

TABLEAU 2 :
REVENUS ADDITIONNELS REQUIS EN 2018 (M\$)¹

	2017 (reconnu)	2018 (témoin)	Écarts (2018-2017)	Évolution de la demande	Approvision- nement en électricité	Service de transport	Activités de distribution	Impacts climatiques
Revenus	11 693	11 817	125	151			-26	
Coût de service	11 693	11 933	241	102	176	101	5	-144
Achats d’électricité	5 812	6 059	247	102	176			-31
Service de transport	2 864	2 965	101			101		
Coûts de distribution et des services à la clientèle	3 017	2 910	-108				5	-113
Revenus additionnels requis	---	116	116	-49	176	101	31	-144

¹ Les totaux et sous totaux sont calculés à partir des données non arrondies.

Selon nous, on ne pourrait donc pas qualifier la proposition du Distributeur comme une façon équitable d'ajuster des tarifs pour 2018-2019.

3. Scénario C. Gel des tarifs domestiques

Selon les résultats de l'étude des coûts effectuée par le Distributeur²², les revenus *additionnels* requis associés au secteur Domestiques baisseront de 21,8 M \$ en 2018. On pourrait donc envisager un gel des tarifs pour la clientèle de ce secteur (clients aux tarifs D, DM, DP et DT).

Si on gelait les tarifs domestiques en 2018, quels seraient les impacts sur les autres catégories de consommateurs ?

Le tableau suivant présente les résultats de notre évaluation.

Dans ce scénario, la hausse tarifaire pour la catégorie « Grands Industriels » est fixée à 0,8% comme dans la proposition du Distributeur pour faciliter la comparaison.

Selon ce scénario, pour donner au Distributeur les mêmes revenus après les hausses que ceux des autres scénarios, il faut hausser les tarifs généraux (tarif G, tarif M, et tarif LG) de 2,5%.

Nous jugeons qu'un tel niveau de hausse est *disproportionné* par rapport aux hausses applicables pour les catégories Domestiques et Grands Industriels.

Il faut considérer aussi que la capacité de payer de certains petits commerces ne serait pas sans limite.

Ainsi, nous croyons qu'il ne serait pas raisonnable de geler les tarifs Domestiques en 2018 malgré le fait que le coût associé à cette catégorie baisse entre 2017 et 2018.

Nous ne retenons pas le scénario « Gel des tarifs domestiques » pour la suite de notre étude.

22 Pièce B-0103, HQD-12, document 3 (version révisée du 24 octobre 2017), page 15, tableau 8B, ligne O.

Tableau 5

Scénario Gel des tarifs domestiques

	Hausse tarifaire	Revenus après hausse	Interfinancement
Domestiques	0%	5,264.4	84.4%
Généraux	2.5%	4,309.6	125.6%
Tarif G	2.5%	1,031.7	122.1%
Tarif M	2.5%	2,731.4	132.3%
Tarif LG	2.5%	546.5	104.7%
Grands Industriels	0.8%	1,272.0	107.8%
Total		10,846.0	100.0%

4. Scénario D. Maintien d'un faible écart entre les hausses tarifaires applicables aux différentes catégories de consommateurs

Les résultats des études des scénarios présentés précédemment ont démontré qu'il ne serait pas *raisonnable* d'ajuster les tarifs de différentes catégories de consommateurs en fonction *strictement* de la variation de leurs coûts, ni de geler le tarif d'une catégorie de consommateurs en augmentant de façon importante le tarif d'une autre catégorie.

Nous avons donc étudié un scénario où les hausses tarifaires évoluent différemment pour les catégories de consommateurs (hausse différenciée), mais en maintenant un écart relativement faible entre les différentes hausses pour favoriser une *évolution stable des tarifs sans impacts brusques pour toutes les catégories*.

Le tableau suivant présente les résultats d'un tel scénario *soumis à titre illustratif*.

Dans ce scénario, nous avons fixé la hausse tarifaire pour la catégorie « Grands industriels » à 1,2%, bien supérieure à 0,8% dans la proposition du Distributeur, afin de refléter sa croissance des coûts relativement importante (5,8%).

Malgré le fait que la variation des coûts entre 2017 et 2018 des clients domestiques suggère une baisse ou un gel de leur tarif, ce scénario fixe la hausse applicable à cette catégorie à 0,9%.

Une hausse du tarif domestique de cet ordre de grandeur serait nécessaire à cause de deux raisons.

Premièrement, il faut respecter la contrainte de donner au Distributeur son revenu requis.

Deuxièmement, pour que les hausses des tarifs applicables au « Tarif LG » et aux « Grands industriels » en 2018 ne soient pas trop élevée, les autres catégories de consommateurs devraient contribuer à couvrir une partie de leurs croissances des coûts.

Pour les clients aux tarifs généraux, les hausses seraient de 1,3% afin de donner au Distributeur les revenus additionnels requis en 2018.

Le niveau de hausse des tarifs généraux de 1,3% est supérieur à celui de 1,1% de la proposition du Distributeur pour permettre de réduire la hausse applicable à la catégorie Domestiques (baisse de 1,1% du scénario proposé par le Distributeur à 0,9% dans ce scénario).

D'autre part, soulignons que la hausse de 1,3% des clients au tarif G et tarif M servirait aussi à couvrir la hausse des coûts relativement élevé de la catégorie « tarif LG » (5,6%).

Tableau 6

Scénario Maintien d'un faible écart entre les hausses tarifaires applicables aux différentes catégories de consommateurs (soumis à titre illustratif)

	Hausse tarifaire	Revenus après hausse	Interfinancement
Domestiques	0.9%	5,311.8	85.2%
Généraux	1.3%	4,257.4	124.1%
Tarif G	1.3%	1,019.2	120.6%
Tarif M	1.3%	2,698.3	130.7%
Tarif LG	1.3%	539.9	103.4%
Grands Industriels	1.2%	1,276.8	108.2%

Total	10,846. 0	100.0%
--------------	----------------------------	---------------

Le tableau suivant compare les hausses tarifaires de trois scénarios décrits précédemment.

Tableau 7

Comparaison des scénarios de hausses tarifaires

	Hausse selon la variation des coûts	Proposition d'Hydro-Québec	Scénario ACEFQ (soumis à titre illustratif)
Domestiques	-0.4%	1.1%	0.9%
Généraux	1.5%	1.1%	1.3%
Tarif G	0.4%	1.1%	1.3%
Tarif M	1.2%	1.1%	1.3%
Tarif LG	5.6%	1.1%	1.3%
Grands Industriels	5.8%	0.8%	1.2%

5. Évolution de l'interfinancement

Le tableau suivant présente l'évolution de l'interfinancement entre les catégories de consommateurs pour les années 2002, 2017 et 2018.

Les indices présentés pour 2002 serviraient de balise pour apprécier l'évolution de l'interfinancement au cours des années telle que décidée par la Régie dans sa décision D-2003-93 (dossier R-3492-2002 – Phase 1).²³

L'indice de la catégorie Domestique se situait alors à 80,2 % en 2002²⁴.

Dans la décision D-2005-34, la Régie demandait toutefois au Distributeur de proposer une méthode permettant de mesurer et de suivre les effets des changements apportés

²³ HQD, dossier R-3579-2005, HQD-13, document 1, page 38, lignes 1 à 6.

²⁴ Ibid.

à la méthode de répartition des coûts sur l'évaluation des indices d'interfinancement et ce, à partir des données budgétaires.²⁵

Les indices d'interfinancement 2002 présentés au tableau ci-dessous sont donc des indices ajustés par le Distributeur.

L'indice ajusté de la catégorie Domestique se situait alors à 81 % en 2002.

Les indices de 2017 sont calculés par le Distributeur conformément à la décision D-2017-022 de la Régie (dossier tarifaire de l'an dernier, R-3980-2016).

L'indice de la catégorie Domestique est évalué à 84% en 2017 par le Distributeur.

Les indices de 2018 sont évalués par le Distributeur pour sa proposition.

Pour le scénario illustratif soumis par l'ACEF de Québec, nous avons utilisé la même formule de calculs des indices d'interfinancement que celle utilisée par le Distributeur.

25 HQD, dossier R-3579-2005, HQD-13, document 1, page 38, lignes 7 à 10.

Tableau 8

Comparaison des indices d'interfinancement

	2002	2017	2018	2018
	Référence choisie par la Régie (Réf. 1)	Indice de 2017 (autorisé D-2017-022) (Réf. 2)	Proposition d'Hydro-Québec (Réf. 3)	Scénario ACEFQ (soumis à titre illustratif) (Réf. 4)
Domestiques Généraux	81.0%	84%	85.4%	85.2%
Tarif G	122.7%	119.4%	120.4%	120.6%
Tarif M	130.1%	131.0%	130.5%	130.7%
Tarif LG		108.5%	103.4%	103.4%
Grands Industriels	117.1%	113.4%	107.8%	108.2%
Total		100%	100.0%	100.0%

Réf. 1 : D-2003-93 (R-3492-2002) cité par HQ dans HQD-13, doc. 1, p. 38 et 40

(Tarif G = Petite puissance ; Tarif M = Moyenne puissance, Grands Industriels = Grande puissance)

Réf. 2 : Suivi D-2017-022 (R-3980-2016) - Évaluation d'HQD, HQD-20, doc. 4, p.13

Réf. 3 : HQD, R-4011-2017, B-0045, HQD-12, doc. 3, p. 15

Réf. 4 : ACEF de Québec (soumis à titre illustratif)

On constate que les indices d'interfinancement de la catégorie « Grands industriels » diminuent entre 2002 et 2017, c'est-à-dire que ceux-ci participent moins au financement de la catégorie Domestique.

Ceci s'expliquerait essentiellement par des hausses tarifaires qui ne concordent pas avec l'évolution de leurs coûts.

Pour la catégorie Domestique, l'interfinancement en sa faveur s'est détérioré de façon notable entre 2002 – l'année de référence choisie par la Régie - et 2017.

Il serait donc souhaitable que les hausses tarifaires pour la période 2018-2019 ne détériorent pas davantage le niveau d'interfinancement de la catégorie Domestiques en 2017 découlant de la décision D-2017-022 (R-3980-2016).

Le maintien d'un écart relativement faible entre les hausses tarifaires applicables aux différentes catégories de consommateurs en 2018 permettrait de favoriser l'évolution stable de leurs tarifs et de tenir compte de la capacité de payer des consommateurs.

Tout ceci se réaliserait par des hausses tarifaires différenciées par catégories de consommateurs en fonction de l'évolution de leurs coûts.

Ces derniers devraient être établis par la méthode de répartition approuvée par la Régie pour éviter toute subjectivité ou partisanerie potentielles.

Recommandation

Nous recommandons respectueusement que la Régie fixe les tarifs de 2018-2019 :

- Par des ajustements *différenciés par catégories de consommateurs* pour tenir compte de l'évolution de leurs coûts ;
- De considérer seulement les coûts établis selon la méthode de répartition qu'elle a approuvée et utilisée par le Distributeur depuis des années ;
- De tenir compte du fait que le coût de la catégorie Domestiques baisserait légèrement entre 2017 et 2018 ;
- De limiter pour 2018 l'indice de l'interfinancement du secteur Domestiques *aux alentours du niveau de 2017* compte tenu du fait que l'interfinancement en faveur des consommateurs domestiques s'est diminué de façon notable depuis 2002 ;
- De maintenir un écart relativement faible entre les hausses tarifaires applicables aux différentes catégories de consommateurs en 2018 pour tenir compte de la capacité de payer des consommateurs et pour favoriser l'évolution stable de leurs tarifs.

SECTION 3

STRATÉGIE TARIFAIRE

1. Montant mensuel minimal de la facture

Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'introduire dans la structure des tarifs domestiques d'un montant mensuel minimal de la facture.

1.1 Une mesure pour améliorer l'équité tarifaire

Hydro-Québec, comme tout autre service public d'électricité, doit encourir certains coûts pour mettre à la disposition d'un client de l'énergie, et ce avant même qu'il consomme.

Ces coûts se rapportent aux lignes de branchement, aux compteurs et autres équipements reliés au mesurage de la consommation, ainsi qu'aux services à la clientèle. L'ensemble de ces coûts est communément appelé « coût d'abonnement »²⁶.

Hydro-Québec évalue son coût d'abonnement à 18,55 \$ par mois par client en 2017 (voir détail à l'annexe 2).

Selon la structure tarifaire actuelle, la redevance d'abonnement permet au Distributeur de récupérer seulement 12,19 \$ par mois par client²⁷.

Donc, si un client ne consomme pas pendant un mois, il refile aux autres l'écart de coût d'environ 6 \$ pour donner au Distributeur le même revenu.

L'introduction d'un montant mensuel minimal vise à récupérer chez les clients la totalité de leurs coûts d'abonnement même dans le cas où ils ne consomment pas ou consomment très peu (chalets fermés, vacances de longue durée, etc.) pour éviter le transfert de coût aux autres clients.

Elle représenterait donc une mesure pour améliorer l'équité tarifaire.

²⁶ Il ne faut pas le confondre avec le terme « redevance d'abonnement ».

²⁷ $40.64 \text{ ¢/kWh} \times 30 \text{ jours/mois} = 12.19 \text{ \$/mois}$.

Soulignons que la Régie a bien noté l'an dernier la possibilité d'améliorer l'équité tarifaire par l'implantation d'une facture minimale, mais elle a dû reporter sa décision sur cette question considérant ses travaux sur l'*Avis* ²⁸:

« [652] De plus, la redevance ne couvrirait que 55 % des coûts d'abonnement en 2015 et 61 % en moyenne de 2008 à 2015. L'implantation d'une facture minimale relèverait donc de la recherche d'une plus grande équité pour l'ensemble des clients et, selon le Distributeur, certains clients assument actuellement le coût d'autres clients dont la consommation est insuffisante pour couvrir les coûts associés à leur abonnement.

[653] Dans un contexte où sont appelées à se développer les tendances à l'auto-production et à la production décentralisée, l'implantation d'une facture minimale visant à s'assurer que tous les clients couvrent les coûts associés à leur abonnement demeure une orientation souhaitable à poursuivre.

[654] Cependant, considérant que la Régie doit fournir un Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel, la Régie reporte sa décision quant à l'implantation d'une facture minimale. »²⁹

1.2 Une mesure accompagnant le gel du prix de la redevance pour favoriser les petits consommateurs

Il importe de souligner que, dans le présent dossier, le Distributeur propose l'implantation d'un montant mensuel minimal de la facture (facture minimale) comme une mesure qui *coexistera* avec le maintien de la redevance d'abonnement dont le prix sera gelé pour favoriser les petits consommateurs ³⁰.

Le Distributeur précise cette coexistence comme suit :

« Toutefois, dans un souci d'épargner les ménages à faible revenu, le Distributeur propose plutôt de poursuivre le **maintien** de la redevance à son **niveau actuel** et **d'aller de l'avant dès 2018 avec l'introduction d'un montant mensuel minimal** qui ne s'appliquerait que dans les cas où la consommation d'électricité est très faible ou nulle. Cette approche a le mérite d'épargner les

28 Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel

29 Régie de l'énergie, D-2017-022 (R-3980-2016), p. 172.

30 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 18, tableau 6.

clients dont la consommation est généralement suffisante pour ne pas être touchés. »³¹ (nos soulignés)

La présente proposition du Distributeur de « facture minimale » est donc complètement différente de celle qualifiée de « *facture minimale en remplacement de la redevance d'abonnement* » soumise dans le dossier tarifaire de l'an dernier³².

Rappelons que, vers la fin du débat l'an dernier, le Distributeur a modifié sa proposition de « *facture minimale en remplacement de la redevance d'abonnement* » suite aux témoignages des intervenants et à la lumière du dialogue réglementaire découlant des DDR de la Régie ³³.

La nouvelle proposition relative à la « facture minimale » proposée par le Distributeur dans le présent dossier respecte donc la décision D-2017-022 [paragraphe 633] qui maintient la redevance au niveau actuel pour favoriser les petits consommateurs :

« [633] Aussi, à la lumière de l'évolution du contexte énergétique, considérant les limites quant aux possibilités d'accentuer le signal de prix de la 2e tranche, et à la suite de l'examen du fin détail de la proposition de structure tarifaire cible pour le tarif D, la Régie rejette l'idée d'éliminer la redevance. Elle se prononce plutôt en faveur du maintien de la redevance au niveau actuel.»³⁴ (nos soulignés)

1.3 Rythme d'implantation et Impacts sur la clientèle

Quant au rythme d'implantation d'une facture minimale, le Distributeur propose d'atteindre en 3 ans un montant minimal de la facture d'environ 20 \$ par mois pour l'alimentation en monophasé et en 7 ans, celui de 60 \$ par mois pour l'alimentation en triphasé afin d'en étaler l'impact plus important.³⁵

En ce qui concerne le montant minimal de la facture, le Distributeur propose de le fixer à 15,18 \$ la 1re année pour l'alimentation en monophasé, soit 3 \$ de plus que l'équivalent de la redevance actuelle et de l'augmenter de 2,40 \$ pendant les deux années suivantes.

31 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 15.

32 HQD, dossier R-3980-2016, pièce B-0052, page 15.

33 « [634] Le Distributeur précise en argumentation que sa proposition, qui était alternative, est devenue sa proposition, à la lumière des témoignages et du dialogue réglementaire découlant des DDR de la Régie » (D-2017-022 – R-3980-2016, p. 167).

34 D-2017-022, p. 167.

35 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 18.

Pour l'alimentation en triphasé, le Distributeur propose de fixer le montant minimal à 18,27 \$ en 2018 afin de l'arrimer à celui applicable au tarif DP³⁶. Par la suite, la hausse serait de 6,96 \$, soit environ trois fois celle appliquée pour l'alimentation en monophasé, pour atteindre un montant de 60,03 \$/mois en 7 ans.»³⁷

En réponse à la question 54.2 de la Régie, le Distributeur a présenté une évaluation du nombre de clients qui seraient susceptibles de payer un montant minimal de la facture au moins une fois durant l'année *selon la structure cible* qu'il propose.

Les résultats de l'évaluation sont reproduits à l'annexe 3.

Selon cette évaluation, 265 425 clients qui consomment moins de 5000 kWh/an seront touchés par l'introduction de la facture minimale.

En réponse à la question 15.3 de l'ACEF de Québec, le Distributeur indique que le nombre de clients susceptibles de payer un montant minimal de la facture *selon le tarif D qu'il propose au 1er avril 2018* (hausse uniforme des prix des deux tranches d'énergie) serait de 230 424 et les revenus annuels associés au montant mensuel minimal de 15,18 \$ en monophasé et de 18,27 \$ en triphasé seraient respectivement de 16,9 M\$ et 0,6 M\$.³⁸

Selon notre compréhension, les revenus indiqués précédemment par le Distributeur pour 2018 ne représentent pas les revenus *supplémentaires* obtenus grâce à l'introduction de facture minimale en 2018, puisqu'une partie de ces revenus auraient autrement été récupérés au moyen de la redevance et du prix de la 1re tranche d'énergie selon une structure tarifaire sans facture minimale.

Par ailleurs, une évaluation du Distributeur indique que pour 2018-2019, les hausses tarifaires applicables aux différents segments de sa clientèle domestique sont sensiblement *les mêmes avec ou sans montant mensuel minimal* (cas d'une hausse uniforme des prix d'énergie avec un seuil de la première tranche d'énergie de 36 kWh/jour).³⁹

Il nous apparaît que le rythme d'implantation proposée par le Distributeur est raisonnable (3 ans et 7 ans pour l'alimentation en monophasé et triphasé

36 Il n'y a pas de redevance d'abonnement au tarif DP, tel qu'indiqué au tableau 2 de la pièce HQD-13, doc. 2, p. 10.

37 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 19.

38 HQD, pièce HQD-15.03, p. 42.

39 Différence de plus ou moins 0,1% (Réponse du Distributeur à la question 19.1 d'OC - pièce B-0091, HQD-15, doc. 9, p. 42, tableau R-19-1).

respectivement), en comprenant que le rythme réel sera déterminé année après année par la Régie lors des dossiers tarifaires du Distributeur.

Quant au montant supplémentaire dû à l'introduction de la facture minimale en 2018 de 3 \$ par mois par rapport à la redevance d'abonnement pour l'alimentation en monophasé, il nous apparaît également raisonnable.

Nous suggérons que la Régie demande au Distributeur de lui proposer des montants mensuels minimaux pour les années tarifaires postérieures à 2018-2019 suite à l'expérience des premières années d'implantation.

Recommandation

Nous recommandons respectueusement que la Régie accepte la proposition du Distributeur d'implanter *graduellement* un montant mensuel minimal de la facture dans le but d'améliorer l'équité tarifaire.

Nous recommandons également que la Régie fixe les montants mensuels minimaux pour 2018-2019 à 15,18 \$/mois et 18,27 \$/mois pour les alimentations en monophasé et triphasé respectivement tels qu'indiqués à la pièce B-0047, HQD-13, document 2, tableau 2.

Nous recommandons également que la Régie demande au Distributeur de lui proposer les montants mensuels minimaux de la facture pour les années tarifaires postérieures à 2018-2019 lors des dossiers tarifaires annuels du Distributeur.

2. Hausse du seuil de la première tranche d'énergie des tarifs domestiques

2.1 Contexte

Lors des rencontres avec le Distributeur en 2015, plusieurs associations de protection des consommateurs ont soutenu une hausse du seuil de la première tranche d'énergie des tarifs domestiques. Par la suite, le Distributeur avait formulé certaines propositions à la Régie à cet égard.

La Régie a retenu cette orientation dans le cadre de la réforme des tarifs domestiques en demandant au Distributeur d'étudier les impacts d'une hausse du seuil de la première tranche à 40 kWh par jour.⁴⁰

⁴⁰ Décision D-2016-033, p. 251.

Le prix de la première tranche d'énergie étant 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 incluant bon nombre de ménages à faible revenu.

La hausse du seuil de la première tranche d'énergie s'accompagne normalement par une augmentation du prix de la deuxième tranche d'énergie qui pourraient causer des effets pervers chez les grands consommateurs domestiques.

C'est pourquoi il est important d'étudier les impacts d'une hausse du seuil de la première tranche sur différents segments de consommateurs domestiques.

2.2 Choix du seuil de la première tranche pour 2018

Le Distributeur propose de hausser le seuil de la première tranche de 33 kWh par jour actuellement à 36 kWh par jour en 2018.

Dans le cadre des demandes de renseignements, nous avons demandé au Distributeur d'évaluer les impacts sur la facture des clients pour des seuils de 37 et 38 kWh par jour.

Les résultats de l'évaluation du Distributeur sont reproduits dans le tableau suivant pour les 3 seuils sous étude : 36, 37 et 38 kWh par jour.

Tableau 1

Impacts sur la facture de la clientèle au tarif D - Cas d'une hausse de 1,1% en 2018			
Hausse uniforme des prix des deux tranches			
Évaluation d'Hydro-Québec (HQD-15, doc. 3, p. 46)			
Seuil de la première tranche (kWh/jour)	36	37	38
Moyenne des clients D	1.20	1.20	1.20
	%	%	%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	1.20	1.20	1.20
	%	%	%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	1.40	1.40	1.50
	%	%	%
<u>Segments de la clientèle au tarif D</u>			
	1.20	1.20	1.20
Propriétaires TAE (maisons-plex)	%	%	%
Propriétaires TAE (multilogement)	1.10	1.10	1.10

	%	%	%
Propriétaires non-TAE	0.90	0.80	0.80
	%	%	%
Locataires	1.10	1.10	1.00
	%	%	%
Clients MFR	1.10	1.10	1.00
	%	%	%
Clients agricoles	1.90	2.00	2.20
	%	%	%

On constate qu'il n'y a pas d'écarts importants entre les impacts sur la facture évaluée par le Distributeur pour les 3 seuils, dans le cas d'une hausse uniforme des prix des deux tranches en 2018.

Dans le cas d'une hausse des prix 2 fois plus importante en deuxième tranche, on constate peu d'écart non plus par rapport aux impacts d'une hausse uniforme des prix pour un seuil de 36 kWh par jour (voir le tableau suivant).

Tableau 2

Impacts sur la facture de la clientèle au tarif D - Cas d'une hausse de 1,1% en 2018			
Évaluation d'Hydro-Québec (HQD-15, doc. 3, p. 46)			
	Hausse uniforme des prix	Hausse 2 fois plus importante en 2eme tranche	Écart
Seuil de la première tranche (kWh/jour)	36	36	
Moyenne des clients D	1.20%	1.20%	0.00%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	1.20%	1.20%	0.00%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	1.40%	1.30%	0.10%
<u>Segments de la clientèle au tarif D</u>			
Propriétaires TAE (maisons-plex)	1.20%	1.40%	-0.20%
Propriétaires TAE (multilogement)	1.10%	0.70%	0.40%
Propriétaires non-TAE	0.90%	0.70%	0.20%
Locataires	1.10%	0.80%	0.30%
Clients MFR	1.10%	1.00%	0.10%
Clients agricoles	1.90%	2.20%	-0.30%

Sur la foi des résultats de l'évaluation du Distributeur résumés ci-haut, nous croyons qu'on peut augmenter le seuil de la première tranche à 37 kWh par jour en 2018, sans causer d'impacts trop élevés à certains segments de la clientèle domestique du Distributeur.

Notre proposition de ce seuil représenterait une position équilibrée entre les deux autres options étudiées : 36 et 38 kWh par jour.

La hausse du seuil de la première tranche à 37 kWh par jour permettrait de protéger les petits consommateurs en 2018. Elle serait très utile en 2019, puisque le Distributeur anticipe une hausse tarifaire relativement importante en 2019.

Nous soumettons respectueusement que notre proposition serait appropriée en la circonstance.

En effet, d'une part, la hausse tarifaire de 2018-2019 serait relativement faible, se situant entre 0,7% et 1,1% selon le scénario sans et avec modification des modalités de disposition des soldes du compte de nivellement respectivement.

D'autre part, les impacts sur les clients domestiques d'une hausse du seuil de la première tranche à 37 kWh par jour seraient peu élevés en 2018.

Dans sa preuve, le Distributeur propose de hausser le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie à 36 kWh par jour en 2018 et à 40 kWh par jour en 2019.⁴¹

Nous soumettons respectueusement que pour 2019, une hausse de 4 kWh par jour du seuil de la première tranche d'énergie combinée à une hausse tarifaire relativement importante pourrait avoir des impacts significatifs sur certains clients.

Il vaudrait mieux de hausser le seuil de 4 kWh en 2018-2019 et de 3 kWh en 2019-2020.

Si la Régie accepte le seuil de 37 kWh par jour pour 2018, il restera 3 kWh pour compléter le seuil de 40 kWh qu'elle a approuvé.

Ainsi, on pourra espérer que ce volet de réforme des tarifs domestiques s'achèvera quelques parts en 2019-2020, soit plusieurs années après des discussions entreprises en 2015.

Recommandation

Considérant que la hausse du seuil de la première tranche d'énergie représente une mesure concrète pour protéger les petits consommateurs et que la hausse du seuil à 37 kWh par jour en 2018 n'aurait pas d'impacts pervers significatifs sur les autres consommateurs, nous recommandons respectueusement que la Régie fixe le seuil de la première tranche d'énergie des tarifs domestiques à 37 kWh par jour à partir du 1^{er} avril 2018.

41 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 18, lignes 17 à 18.

3. Stratégie relative à la hausse des prix des deux tranches d'énergie dans les prochaines années

Dans sa preuve, le Distributeur écrit :

« D'autre part, l'essor de la production distribuée, particulièrement celle à partir de l'énergie solaire, et du stockage d'énergie à faible coût, amènent le Distributeur à se repositionner quant à la valeur d'un kWh effacé à la marge et à la capacité du signal de prix à refléter la vérité des coûts. [...]

En effet, si la disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les coûts d'énergie, de puissance et de réseaux (transport et distribution), l'autoproduction d'un kWh par un client ne permet d'éviter au Distributeur que son coût variable de production. Il en résulte inévitablement que le prix de la 2e tranche d'énergie du tarif D surestime alors le crédit accordé à ce kWh évité. [...]

Face à ce nouveau défi, le Distributeur réitère qu'il est impératif de revoir la stratégie tarifaire et d'être vigilant quant aux conséquences de l'accroissement du prix de la 2e tranche d'énergie du tarif D. Il propose ainsi d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2e tranche. Ce choix tient compte du fait que le Distributeur ne peut plus être certain d'éviter des coûts relatifs à la charge locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée et assure ainsi la mise en œuvre d'une pratique plus équitable pour l'ensemble de sa clientèle.»⁴² (nos soulignés)

La préoccupation du Distributeur sur l'essor à *long terme* de l'énergie solaire et d'autres moyens de production distribuée l'a amené à proposer à la Régie d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la deuxième tranche d'énergie des tarifs domestiques.

Le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux est évalué par le Distributeur à 8,81 ¢/kWh en 2026.⁴³

Or, le prix actuel de la deuxième tranche d'énergie est de 8,92 ¢/kWh qui est supérieur au coût évité proposé par le Distributeur comme cible pour fixer le prix de la 2^{ème} tranche.

42 B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 17, lignes 9 à 33.

43 HQD, B-0019, HQD-4, doc. 4, p. 11, tableau A-1.

Le Distributeur a donc révisé sa stratégie de hausse des prix des deux tranches d'énergie.

Il écrit :

« Considérant que le prix actuel de la 2e tranche d'énergie dépasse déjà le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux en 2026, il pourrait être justifié d'appliquer une hausse plus importante du prix de la 1re tranche d'énergie que celui de la 2e tranche. Toutefois, le Distributeur propose d'appliquer une hausse uniforme des prix d'énergie de la structure cible du tarif D afin d'épargner les petits consommateurs et de préserver le signal de prix de la 2e tranche. »⁴⁴
(nos soulignés)

En cohérence avec sa proposition reproduite ci-haut, le Distributeur propose que pour la mise en œuvre de la structure cible du tarif D, les prix des deux tranches d'énergie seront ajustés uniformément dans les prochaines années.⁴⁵

Quelle est la situation actuelle de la production distribuée au Québec ?

Les données du Distributeur indiquent qu'en 2016, 124 clients ont choisi l'option de mesurage net (production solaire, éolienne et mixte) dont 24 clients produisant de l'énergie solaire (voir l'évolution relativement lente depuis 2006 au tableau suivant)⁴⁶.

44 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 17, ligne 34 à p. 18, ligne 2.

45 B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 18, lignes 15 à 19.

46 HQD-15, document 1.3, p. 140 (Réponses du Distributeur à la DDR no 3 de la Régie).

Tableau 3

Source : Hydro-Québec (HQD-15, document 1.3, p. 140)

OPTION DE MESURAGE NET DU DISTRIBUTEUR
ADHÉSIONS PAR SOURCE D'ÉNERGIE

Années	Nouvelles adhésions (nettes) par type d'énergie			Total cumulatif
	Solaire	Eolienne	Mixte	
2006	-	-	-	-
2007	3	-	-	3
2008	1	-	-	4
2009	4	2	2	12
2010	2	1	-	15
2011	3	1	-	19
2012	13	3	1	36
2013	18	4	-	58
2014	18	8	1	85
2015	17	-	-	102
2016	24	(2)	-	124
Cumulatif	103	17	4	

Combien seront-ils à l'horizon de 2026-2027 ?

Selon nous, il y a *beaucoup d'incertitudes* qui entourent la pénétration à grande échelle de la production distribuée au Québec.

Il ne serait donc pas indiqué de se baser sur cet élément remplis d'incertitudes pour déterminer les composantes du tarif D d'ici quelques années qui pourraient affecter négativement de nombreux consommateurs.

Selon nous, la Régie devrait refuser la stratégie proposée par le Distributeur pour déterminer les prix des deux tranches d'énergie d'ici quelques années, puisque sa stratégie est basée sur des anticipations pour le long terme remplies d'incertitudes.

La Régie devrait plutôt adopter une approche prudente en jugeant le contexte propre à chaque dossier tarifaire.

Par ailleurs, le Distributeur a invoqué dans sa preuve qu'il ne peut plus être certain d'éviter des coûts relatifs à la charge locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée.⁴⁷

⁴⁷ B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 17, ligne 30.

Selon nous, dans ce contexte, il serait souhaitable que le Distributeur identifie l'ensemble des facteurs – par exemple la production distribuée, la tarification dynamique, le développement des interconnexions avec les réseaux voisins - qui seraient susceptibles de modifier significativement ses coûts évités et de réviser au besoin sa méthodologie d'établissement des coûts évités.

Recommandation

Considérant les incertitudes inhérentes à l'essor à long terme de la production distribuée (solaire, éolien, mixte), nous recommandons respectueusement à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur de fixer uniformément les prix des deux tranches d'énergie des tarifs domestiques pour les prochaines années, mais de le faire plutôt selon le contexte propre de chaque dossier tarifaire.

Nous recommandons également qu'elle demande au Distributeur d'identifier tous les facteurs qui seraient susceptibles de modifier significativement ses coûts évités et de réviser au besoin sa méthodologie d'établissement.

4. Prix des deux tranches d'énergie des tarifs domestiques pour 2018-2019

Pour 2018-2019, la Régie devrait décider si elle hausse de façon uniforme les prix des deux tranches d'énergie selon la proposition du Distributeur ou hausser plus le prix de la deuxième tranche d'énergie par rapport à celle appliquée à la première tranche.

Il est bien connu qu'un prix plus élevé de la deuxième tranche par rapport à celui de la première tranche favorise les petits consommateurs et la majorité des MFR : la proportion de leur consommation en première tranche est prépondérante par rapport à celle en deuxième tranche.

Selon les données du Distributeur, les consommations de ses clients MFR sont respectivement de 62,3% et 37,7% en première et deuxième tranche. Pour les locataires qui habitent dans les petits logements, ces proportions sont de 71,7% et 28,3% respectivement.⁴⁸

L'an dernier, la Régie a indiqué que l'allègement de la facture des petits consommateurs, où se retrouve la majorité des MFR, constituait l'un des motifs principaux sur lesquels elle s'appuyait dans sa décision D-2016-033 :

⁴⁸ HQD, HQD-15, doc. 3, p. 6, tableau R-2.1 (Réponse du Distributeur à la question 2.1 de l'ACEF de Québec).

« [622] La Régie ne partage pas l'opinion exprimée par le Distributeur lorsqu'il qualifie de nuance l'adoption d'une stratégie de hausse uniforme plutôt que différenciée du prix des tranches d'énergie. L'augmentation du signal de prix en 2e tranche était un argument pivot au cœur des propositions du Distributeur au dossier R-3933-2015. L'intensification du signal de prix en 2e tranche et l'allègement de la facture des petits consommateurs, où se retrouve la majorité des MFR, constituaient les deux motifs principaux sur lesquels s'appuyait la Régie dans sa décision D-2016-033. »⁴⁹

Pendant plusieurs années, la Régie a haussé deux fois plus importante le prix de la deuxième tranche que celui de la première tranche.

Cependant, l'an dernier, elle a opté pour une option *intermédiaire* :

« [648] Entre une hausse deux fois plus rapide en 2e tranche (67 % en 2e tranche d'énergie – 33 % en 1re tranche d'énergie) et une hausse uniforme (50 % - 50 %), une solution intermédiaire consiste à continuer de hausser davantage le prix de la 2e tranche afin d'aider les petits consommateurs, dont les MFR, mais en partageant les hausses annuelles dans une proportion moindre.

[649] La Régie maintient donc le concept de hausse différenciée du prix des tranches d'énergie, mais ralentit le rythme de croissance de la 2e tranche à 1,5 fois plus qu'en 1re tranche, soit à 60 % en 2e tranche et 40 % en 1re tranche. »⁵⁰

Selon une évaluation du Distributeur, dans le cas d'un seuil de 36 kWh par jour de la première tranche, il y a peu d'écart sur la facture des clients en 2018-2019 entre une hausse 2 fois plus importante en deuxième tranche et une hausse uniforme, comme on l'a vu précédemment.

Pour le cas d'un seuil de 37 kWh par jour tel que recommandé par nous, on peut donc *présumer* la même chose, considérant le fait que les caractéristiques de consommation des petits clients ne changent pas soudainement et que la hausse tarifaire de 2018-2019 serait probablement modeste.

Nous croyons qu'une hausse différenciée 1,5 fois plus importante en deuxième tranche qu'en première tranche, telle que décidée par la Régie l'an dernier, représenterait une option prudente et équilibrée. Elle permettrait d'alléger la facture des petits consommateurs tout en modérant le rythme de croissance du prix de la deuxième tranche.

49 D-2017-022, R-3980-2016, p. 165.

50 D-2017-022, R-3980-2016, p. 171.

D'autre part, en se basant sur les données d'Hydro-Québec, *La Presse* a fait une comparaison des coûts de chauffage par différentes sources d'énergie et conclu que l'électricité est la source d'énergie la moins chère :

« Comparaison des coûts de chauffage par année

Électricité : 1560 \$

Gaz naturel : 1539 \$

Mazout : 1721 \$

Source : Hydro-Québec

Cette comparaison vaut pour le coût de l'énergie seulement. Si on ajoute les frais d'acquisition et d'entretien d'un système de chauffage au mazout ou au gaz naturel, comme préfère le faire Hydro-Québec, l'électricité devient alors la source d'énergie la moins chère. »⁵¹

Selon nous, les consommateurs ne changent pas de source d'énergie facilement en raison d'un écart de coût d'une vingtaine de dollars entre les coûts de différentes sources d'énergie.

Il serait donc raisonnable de dire qu'une hausse du coût total de l'électricité (chauffage, éclairage, climatisation, etc.) de l'ordre de 1,1% en 2018 ne changerait pas la position concurrentielle de l'électricité.

Finalement, il importe de souligner que la protection des petits consommateurs et des MFR est toujours un facteur important dans les décisions tarifaires de la Régie :

« [646] Le concept de hausse différenciée a permis à la Régie d'atténuer les impacts tarifaires auprès des petits consommateurs, parmi lesquels se retrouve une nette majorité des MFR. Il s'agit d'une mesure tarifaire importante pour la Régie. »⁵² (nos soulignés)

Le contexte énergétique de 2018 n'est pas fondamentalement différent de 2017.

Quant au contexte énergétique à long terme, les *anticipations* du Distributeur à l'égard de la production distribuée peuvent s'avérer ou non.

51 http://plus.lapresse.ca/screens/d4d74d45-cdec-4850-ba8c-802a54efd235%7C_0.html
(Édition du 15 octobre 2017)

52 Régie de l'énergie, D-2017-022, R-3980-2016, p. 170.

Dans sa décision procédurale du présent dossier, la Régie a demandé au Distributeur de déposer un dossier portant spécifiquement sur les modifications à apporter aux dispositions relatives à l'option de mesurage net en réseau intégré⁵³. Il serait donc prématuré de prendre en compte les impacts potentiels à long terme de cette option dans le présent dossier avant même l'examen par la Régie du dossier qu'elle a demandé.

Recommandation

Compte tenu de ce qui précède, nous recommandons respectueusement à la Régie de hausser le prix de la deuxième tranche d'énergie des tarifs domestiques 1,5 fois plus importante qu'en première tranche à partir du 1^{er} avril 2018, comme elle a fait l'an dernier.

5. Tarif DT

Le tarif DT est une option de tarification qui vise à assurer la gestion de la demande en puissance.

Elle est offerte aux clients disposant d'un système de chauffage biénergie dont la capacité en mode combustible est suffisante pour fournir la chaleur nécessaire en période de pointe⁵⁴.

Grâce au tarif DT, le Distributeur peut réduire l'achat d'électricité coûteux normalement requis pour la « puissance » aux heures de pointe.

Le tarif DT permet aussi au Distributeur de réduire sa facture de transport, car cette dernière se calcule uniquement sur ses besoins en puissance, indépendamment des volumes d'énergie transitée sur le réseau.

Le maintien ou le développement du tarif DT profiterait donc à l'ensemble de la clientèle du Distributeur (résidentiels, commerciaux et industriels).

Dans le présent dossier, le Distributeur reconnaît l'utilité du tarif DT dans sa gestion des approvisionnements aussi bien que celle reliée au transport et à la distribution :

« [...] le parc biénergie résidentielle est un outil important de gestion de la demande pour le Distributeur, puisqu'il permet de gérer tant la fine pointe, du

53 Régie de l'énergie, D-2017-105, p. 7

54 HQD-13, document 2, p. 46, lignes 1 à 4.

point de vue des approvisionnements, que les pointes régionales de la demande sur les réseaux de transport et de distribution. »⁵⁵

Depuis 2013, on assiste à un effritement du parc biénergie résidentielle⁵⁶.

Dans l'optique de ralentir cet effritement, le Distributeur propose de poursuivre la bonification de l'économie réalisée au tarif DT, amorcée dans le dossier tarifaire précédent, en diminuant les prix d'énergie du tarif DT.⁵⁷

Le Distributeur estime que la baisse des prix d'énergie du tarif DT lui causera un manque à gagner de 3,3 M\$ qu'il propose de récupérer auprès des autres clients domestiques :

« Au 1er avril 2018, le Distributeur propose d'accroître l'économie encore cette année d'un montant équivalent. Pour ce faire, une baisse des prix d'énergie du tarif DT de 2,5 % est proposée. Comme approuvé par la Régie dans sa décision D-2017-022, le Distributeur propose de récupérer, auprès des autres clients domestiques, le manque à gagner de 3,3 M\$ résultant de cette proposition. »

Est-ce équitable de récupérer ce manque à gagner de 3,3 M\$ uniquement auprès des clients domestiques ?

Pour répondre à cette question, il faut identifier les groupes de clients qui sont à l'origine de la demande en puissance.

Selon les données du Distributeur présentées dans le présent dossier et reproduites au tableau suivant, la catégorie Domestiques est responsable de 55,9 % de la puissance coïncidente ; les catégories « Tarifs Généraux » et « Grands clients industriels » sont à l'origine du reste, c'est-à-dire 44,1%.

55 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 46, lignes 7 à 10.

56 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 46, lignes 5 à 7.

57 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 46, lignes 11 à 13.

Tableau 4

**Puissances coïncidentes par catégories de consommateurs
au niveau Haute tension**

Source des données : HQD, pièce HQD-12, document 3, page 77

	Puissance coïncidentes (MW)	Part (%)
Domestiques	20,993	55.9%
Généraux	9,801	26.1%
Grands clients industriels	6,729	17.9%
Total	37,523	100.0 %

Les données d'Hydro-Québec montrées au tableau ci-haut montrent bien que la catégorie Domestiques, en raison notamment du chauffage électrique, est la cause principale des coûts d'approvisionnement et de transport associés à la puissance. Mais les autres catégories de consommateurs ont leurs parts de responsabilité aussi.

Il est vrai que le chauffage électrique est la source la plus importante des coûts associés à la puissance de pointe du Distributeur. Cependant, le principe de causalité des coûts n'attribue pas la totalité de ces coûts à la catégorie Domestiques.

Il faut aussi noter que les tarifs d'Hydro-Québec applicables à leurs clients réguliers sont basés sur la méthode des coûts moyens, par opposition à la méthode des coûts marginaux. Ainsi, à titre d'exemple, si un nouveau client industriel provoque des coûts additionnels de puissance, tous les autres clients doivent assumer ce coût additionnel au prorata de leurs demandes en puissance.

Notons également que 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.

Selon nous, tous les coûts requis pour satisfaire la demande en puissance de pointe – les achats de puissance en hiver, les paiements aux industries fournissant de la puissance interruptible, le manque à gagner du Distributeur causé par la baisse de tarifs accordés aux clients au tarif biénergie DT - devraient être refilés à tous les groupes de clients qui sont à l'origine de cette demande en puissance. C'est le principe de causalité des coûts.

L'an dernier, la réduction des coûts d'énergie accordée au tarif DT a causé au Distributeur un manque à gagner de 4 M\$⁵⁸. Cette année, vraisemblablement 3,3 M\$ de plus⁵⁹.

Il nous apparaît important que toutes les catégories de consommateurs qui profitent de la mesure proposée par le Distributeur pour ralentir l'effritement du parc biénergie résidentielle partagent les coûts découlant de cette mesure, et non uniquement les clients résidentiels.

Recommandation

Dans le cas où la Régie approuve la proposition du Distributeur de baisser les prix d'énergie de 2,5% du tarif DT au 1^{er} avril 2018 telle que décrite dans sa preuve, à la pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 46, nous recommandons respectueusement qu'elle lui demande de récupérer tout manque à gagner associé à cette baisse des prix auprès de l'ensemble de sa clientèle, selon le principe de causalité des coûts.

6. Tarif DP (Clients résidentiels et agricoles)

6.1 Introduction

Depuis le 1^{er} avril 2017, le tarif DP est offert aux clients résidentiels et agricoles dont la consommation en puissance (plus exactement la puissance maximale appelée PMA) a été d'au moins 50 kW au cours des 12 derniers mois.

Actuellement, le nombre total de clients au tarif DP est de 4 923 dont 2 805 clients résidentiels, et 2118 clients agricoles.⁶⁰

Les consommations en énergie des clients au tarif DP sont très différentes les unes des autres bien que leurs consommations en puissance dépassent toutes 50 kW.

Exemple : un producteur céréalier consommant 54 kW en puissance et seulement 5 909 kWh par an en énergie ; un client résidentiel consommant 53 kW en puissance et 145 971 kWh en énergie annuelle⁶¹.

58 D-2017-022 (R-3980-2016), p. 179.

59 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 46, ligne 24.

60 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 35, figure 13.

61 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 41, tableau 13.

6.2 Seuil cible à long terme de la première tranche d'énergie du tarif DP

Dans le présent dossier, le Distributeur explique que la stratégie qu'il propose pour le tarif DP vise essentiellement la *gestion du coût de puissance* par les clients au tarif DP.

Ainsi, il écrit :

« Dans la mesure où le tarif DP s'adresse à des clients de taille plus importante, davantage en mesure de gérer leur appel de puissance, il importe de les inciter à le faire avec un bon signal de prix. La facturation de la puissance favorise une meilleure gestion de la puissance et permet aux clients de rentabiliser des investissements en technologie de gestion de la charge, tout en assurant un meilleur appariement des tarifs avec les coûts fixes.

C'est dans cette optique que le Distributeur a proposé dans le dossier tarifaire 2017-2018 que le tarif DP soit graduellement modifié afin de récupérer les coûts fixes davantage par la composante puissance du tarif que par l'entremise de prix d'énergie élevés. »⁶² (nos soulignés)

Selon nous, l'objectif d'aider les clients au tarif DP à faire une meilleure gestion de la puissance et d'assurer un meilleur appariement des tarifs avec des coûts fixes de puissance est parfaitement louable. Cependant, il faut bien étudier les impacts de la stratégie proposée par le Distributeur sur différents segments de cette clientèle.

Un des éléments de la stratégie proposée par le Distributeur consiste à hausser graduellement le seuil de la première tranche d'énergie de 1 200 actuellement à 12 600 kWh par mois à long terme [c'est-à-dire d'ici 12 ans, selon la proposition du Distributeur].⁶³

Rappelons tout d'abord que dans sa décision D-2017-022, la Régie a exprimé sa réserve quant au nouveau seuil de 12 600 kWh par mois que propose le Distributeur :

« [674] La Régie réserve également sa décision quant au niveau du seuil cible de la 1re tranche d'énergie à 12 600 kWh, lequel est fonction du montant que rapportera la facturation de la prime de puissance, donc tributaire du seuil de la facturation de la puissance. La hausse du seuil de la 1re tranche d'énergie à 1200 kWh pour l'année 2017 est toutefois approuvée. »⁶⁴

Selon les résultats d'une évaluation du Distributeur déposés dans le présent dossier, les prix de la première tranche et de la deuxième tranche du tarif DP seraient de 5,24

62 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 23, lignes 21 à 30.

63 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 25, lignes 36 à 37.

64 Régie de l'énergie, D-2017-022 (R-3980-2016), paragraphe 674, p. 176.

¢/kWh et 8,77 ¢/kWh respectivement (prix évalués pour la structure cible du tarif DP à revenus équivalents – tarifs au 1^{er} avril 2017).⁶⁵

Ainsi, pour toute consommation inférieure à 12 600 kWh/mois, les clients au tarif DP paieront 5, 24 ¢/kWh, à peu de chose près au même niveau du prix actuel de 5,77 ¢/kWh de l'énergie de la première tranche. Le prix de 8,77 ¢/kWh de l'énergie de la deuxième tranche est identique à celui en vigueur.⁶⁶

Le changement le plus notable par rapport à la structure actuelle du tarif DP est donc le passage du seuil de 1200 kWh/mois à 12 600 kWh par mois à terme (structure cible).

Le nouveau seuil proposé par le Distributeur pour la première tranche d'énergie du tarif DP représente l'équivalent de la consommation de 6 maisons-plex chauffés à l'électricité, comme on peut le voir au tableau suivant.

Tableau 5

Consommation moyenne annuelle d'une maison-plex chauffée à l'électricité (kWh/an) (HQD-15, doc. 3, p. 6, tableau R-2.1)	24,101
Consommation mensuelle moyenne d'une maison-plex chauffée à l'électricité (kWh/mois) [A]:	2,008
Seuil cible (à long terme) proposé par HQD pour la première tranche d'énergie du tarif DP (kWh/mois) [B] :	12,600
Rapport entre le seuil cible et la consommation d'une maison [C=B/A]:	6.3

Ainsi, les propriétaires des grandes maisons et des « châteaux » au tarif DP pourront consommer et paieront le bas prix de l'énergie de la première tranche (5,24 ¢/kWh) pour leur chauffage.

Ils ne recevront pas le « bon signal de prix » longtemps recherché par le Distributeur.

⁶⁵ HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 24, tableau 7.

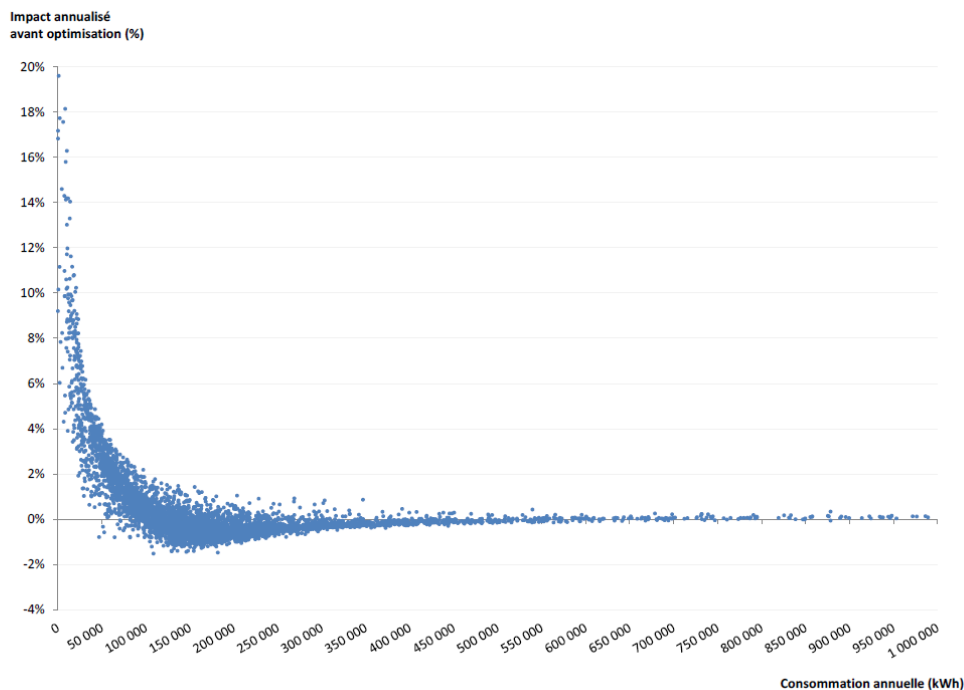
⁶⁶ HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 24, tableau 7.

Ils paieront même légèrement moins chère pour la composante « énergie » que les MFR au tarif D (5,82 ¢/kWh)⁶⁷.

Le Distributeur illustre à la figure 7 de sa preuve reproduite ci-dessous les impacts sur les clients au tarif DP de sa proposition de nouvelle structure pour ce tarif.

Tableau 6

FIGURE 7 :
IMPACT ANNUALISÉ AVANT OPTIMISATION
POUR LES CLIENTS AU TARIF DP
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017



Il explique les résultats de son évaluation des impacts comme suit :

« [...] les clients ayant une consommation supérieure à environ 100 000 kWh par année sont généralement avantagés alors que ceux ayant une consommation moindre subissent généralement des impacts tarifaires plus élevés. Il en est ainsi puisque les plus gros consommateurs sont en mesure de bénéficier de la

67 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 10, tableau 2.

hausse du seuil de la 1re tranche d'énergie qui leur permet d'atténuer, en tout ou en partie, l'impact de la facturation des 50 premiers kW. »⁶⁸ [nos soulignés]

Le Distributeur a donc admis que les gros consommateurs au tarif DP profiteront de la hausse du seuil de la première tranche à 12 600 kWh/mois, alors que les petits consommateurs au tarif DP seront désavantagés.

Voici quelques exemples de petits clients au tarif DP qui seront désavantagés par la proposition du Distributeur (structure cible à long terme) :

- Client résidentiel utilisant une pompe à incendie ;
- Client résidentiel habitant dans un immeuble collectif ;
- Client agricole utilisant un séchoir à grain ;

Exemples de gros clients au tarif DP qui seront avantagés par la proposition du Distributeur :

- Propriétaire d'une résidence privée consommant 145 971 kWh/an en énergie (!) et 53 kW en puissance ;
- Producteur laitier consommant 205 649 kWh/an en énergie et 58 kW en puissance.⁶⁹

Pour l'essentiel, la hausse du seuil de la première tranche d'énergie du tarif DP à 12 600 kWh par mois désavantage les petits consommateurs et favorise les gros consommateurs domestiques au tarif DP.

La proposition du Distributeur crée **deux classes de clients domestiques** : les petits clients au tarif D devront payer relativement cher pour leur chauffage (9,17 ¢ le kilowatt-heure à terme⁷⁰), alors que les gros clients au tarif DP payeront à terme beaucoup moins cher pour le même usage (5,24 ¢ le kilowatt-heure jusqu'à concurrence de l'équivalent de la consommation totale pour tous les usages de 6 maisons-plex chauffés à l'électricité⁷¹).

Recommandation

Considérant que le nouveau seuil de 12 600 kWh/mois proposé par le Distributeur n'envoie pas le bon signal de prix aux gros consommateurs au tarif DP et que ces

68 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 29, lignes 4 à 9.

69 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 41, tableau 13.

70 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 18, tableau 6.

71 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 24, tableau 7.

derniers seront avantagés par l'implantation de ce nouveau seuil alors que les petits consommateurs seront désavantagés, nous recommandons respectueusement à la Régie de ne pas approuver ce nouveau seuil.

Nous recommandons également que la Régie demande au Distributeur de lui proposer un seuil plus équitable de la première tranche du tarif DP.

6.3 Hausse des prix des deux tranches d'énergie du tarif DP à long terme

Le Distributeur propose que la structure cible pour le tarif DP serait atteinte en 12 ans⁷² et que les prix des deux tranches d'énergie de ce tarif seront haussés de façon *uniforme*.⁷³

Comme soumis précédemment lors de notre discussion sur la hausse des prix des deux tranches d'énergie du tarif D, nous croyons qu'il y a beaucoup d'incertitudes entourant la pénétration au Québec de nouvelles filières énergétiques.

Nous soumettons respectueusement qu'il serait imprudent de compter sur le plafonnement du prix de la deuxième tranche d'énergie pour une période aussi longue que 12 ans dans l'établissement de la structure cible pour le tarif DP.

Recommandation

Nous recommandons respectueusement à la Régie de ne pas retenir la proposition du Distributeur de hausser uniformément les prix des deux tranches d'énergie du tarif DP dans l'établissement de la structure cible à long terme pour le tarif DP.

6.4 Prime de puissance (tarif DP)

Période 2018-2019

Le Distributeur propose de hausser au 1^{er} avril 2018 et 2019 la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW pour atteindre celle d'hiver en 2 ans.⁷⁴

À notre connaissance, il s'agit de l'application d'une politique approuvée par la Régie pour inviter les clients du Distributeur à mieux gérer leurs demandes en puissance tout au long de l'année (et non seulement aux heures de pointe du réseau en hiver).

72 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 25, ligne 28.

73 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 26, ligne 5.

74 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 26, ligne 1.

Nous endossons cette proposition du Distributeur considérant qu'elle permettrait de réduire les coûts reliés à la distribution et aux transports régionaux qui profiteraient à l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

Période postérieure à 2020

Dans le présent dossier, le Distributeur propose une *nouvelle approche* pour la facturation de la puissance à partir de 2020.

Cette approche consiste à introduire une prime de puissance applicable aux premiers 50 kW, mais qui augmenteraient graduellement pour atteindre à terme la prime de puissance applicable au-delà de 50 kW⁷⁵.

La prime de puissance serait de 0,63 \$/kW applicable aux 50 premiers kW, à partir du 1^{er} avril 2020 ; elle serait augmentée du même montant à chaque année.

Selon nous, il serait logique que les clients soient facturés pour chaque kilowatt qu'ils consomment.

Cependant, la détermination d'une prime de puissance doit se faire de façon cohérente avec celle des prix pour la composante « énergie » et le seuil de la première tranche.

D'autre part, la facturation de la puissance dès le premier kilowatt de puissance consommée aurait des impacts importants sur les petits consommateurs qui consomment de la puissance mais peu d'énergie (faible facteur d'utilisation).

Recommandation

Compte tenu de ce qui précède, nous recommandons respectueusement que la Régie reporte sa décision quant à la facturation de la puissance du tarif DP dans l'établissement de la structure cible à long terme du tarif DP.

Nous recommandons également que la Régie demande au Distributeur de lui proposer une approche de facturation de la puissance cohérente avec celle envisagée pour la facturation de la composante énergie et qui minimise dans la mesure du possible les impacts sur les petits clients.

6.5 Ajustements de la structure et des prix du tarif DP pour l'année tarifaire 2018-2019

75 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc, 2, p. 25, lignes 3 à 5.

Pour l'année tarifaire 2018-2019, la proposition du Distributeur se lit comme suit :

« L'application de la hausse tarifaire au tarif DP se décline comme suit :

- élimination de la redevance ;
- hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie de 1 200 à 1 500 kWh par mois ;
- hausse uniforme des prix d'énergie ;
- poursuite de la hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW pour atteindre celle d'hiver en 2 ans ;

- hausse du montant mensuel minimal de 12,18 \$ à 15,18 \$ pour l'alimentation en monophasé et gel du montant mensuel minimal pour l'alimentation en triphasé de façon à l'arrimer avec celui proposé au tarif D. »⁷⁶

Nous soumettons respectueusement que la hausse du seuil de la première tranche d'énergie et la hausse uniforme des prix d'énergie du tarif DP telle que proposée par le Distributeur seraient prématurées ou trop hâtives, considérant notre réserve quant à la proposition du Distributeur relative à sa structure cible.

Recommandation (ajustement des prix du tarif DP au 1^{er} avril 2018)

Afin de favoriser la stabilité tarifaire et d'éviter aux clients au tarif DP des changements trop fréquents, nous recommandons respectueusement que la Régie *maintienne la structure du tarif DP qu'elle a retenue l'an dernier.*

Ainsi, nous recommandons respectueusement que la redevance d'abonnement soit maintenue à 6,09 \$/mois et le seuil de la première tranche d'énergie à 1 200 kWh/mois.

Nous recommandons également que la Régie ajuste les prix de l'énergie et les montants mensuels minimaux de la même façon que celle qu'elle jugera juste et raisonnable pour le tarif D pour 2018-2019.

Nous recommandons respectueusement à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur de hausser de 0,81 \$/kW la prime de puissance – été pour atteindre 5,40 \$/kW⁷⁷ en 2018-2019, considérant que cette hausse ne fait qu'implanter une orientation de la Régie en matière de facturation de la puissance.

76 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 41, ligne 15.

77 Tarif DP - Prime de puissance - été en 2017-2018 : 4,59 \$/KW (B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 10, tableau 2)

4,59 + 0,81 = 5,40 \$/kW-été en 2018-2019.

7. Tarif de développement économique (« TDÉ »)

7.1 Introduction

Comme son nom l'indique, le TDÉ vise à contribuer au développement économique du Québec.

Au moment du dépôt de sa preuve, le Distributeur indiquait qu'il a conclu des ententes avec 15 clients. Six de ces clients, principalement des centres de données, bénéficient actuellement du TDÉ.⁷⁸

Selon le Distributeur, la somme des puissances maximales appelées de tous les clients facturés au TDÉ est de 3 MW pour 2016 et de 17 MW pour 2017 (de janvier à juillet inclusivement).

Selon le Distributeur, cette croissance des besoins en puissance entre 2016 et 2017 reflète l'augmentation du nombre de clients facturés au TDÉ ainsi que l'augmentation de la charge électrique des clients.⁷⁹

En réponse à une question de l'ACEF de Québec, le Distributeur confirme qu'il considère les besoins en puissance dans ses prévisions des besoins en puissance prévus pour 2018 et pour les prochaines années :

« 40.2 Veuillez indiquer si leurs besoins en puissance sont pris en compte ou non dans la prévision des besoins en puissance du Distributeur. Veuillez expliquer.

Réponse :

Oui, le Distributeur considère les capacités actuelles des clients bénéficiant du TDÉ, ainsi qu'une prévision des ajouts de puissance pour les prochaines années. »⁸⁰

7.2 Contribution de la clientèle aux tarifs réguliers du Distributeur à la couverture des coûts reliés au TDÉ

Coût de service de transport associé au TDÉ en 2018

78 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 55, ligne 22.

79 HQD-15, doc. 3, p. 57 (Réponse à la question 40.1 de l'ACEF de Québec).

80 HQD-15, doc. 3, p. 57.

Selon nous, si le Distributeur considère les besoins en puissance des clients TDÉ dans ses prévisions, sa facture de transport devrait nécessairement refléter l'augmentation des besoins en puissance causée par les clients TDÉ.

En effet, le Distributeur ne peut demander au Transporteur d'exempter, dans sa détermination de la facture de transport de la charge locale, des besoins en puissance des clients au TDÉ en raison de leur vocation de développement économique. La facture de transport de la charge locale est calculée en fonction uniquement des besoins en puissance du Distributeur.

Le tableau suivant présente notre estimation du coût de transport associé au TDÉ, en nous basant sur les données fournies par le Distributeur.

Pour une charge électrique de 17 MW causée par les clients au TDÉ, leur part de coût de transport sera de 1,3 M\$ en 2018 et 26,6 M\$ au total sur une période de 20 ans.

Tableau 7

Coût de service de transport en 2018 [charge locale] [A] (HQD-7, doc. 1, p. 3, tableau 1)	2,965 M\$
Besoins en puissance à la pointe - Hiver 2017-2018 (pré- vision) [B] (HQD-4, doc. 2, p. 16, tableau 7)	37,85 3 MW
Besoins en puissance associée au TDE en 2017 (données d'HQD) [C] (HQD-15, doc. 1.3, p.57]	17 MW
Coût de service de transport associé au TDE en 2018 pour 17 MW (calculé au prorata, $D = A/B \times C$)	1.33 M\$
Coût de service de transport total associé au TDE pour 17 MW sur une période de 20 ans	26.6 M\$

Coût réel de transport de l'énergie requise pour les clients industriels

Le coût réel de transport associé au tarif L dont les caractéristiques de consommation sont similaires au TDÉ se situe à **1,18 ¢/kWh** en 2018, selon les données du Distributeur présentées dans le présent dossier (voir tableau ci-dessous).

Tableau 8

Coût de transport associé au tarif L selon les données d'Hydro-Québec (2018)	
Coût de transport associé au tarif L (HQD, B-0045, HQD-12, doc. 3, p. 13, tableau 7)	302.2 M\$
Ventes totales en 2018 - tarif L (HQD, B-0045, HQD-12, doc. 3, p. 15, tableau 8B)	25,657 GWh
Coût unitaire de transport associé au tarif L	1.18 ¢/kWh

Donc, pour résumer, le Distributeur a confirmé qu'il considère les besoins en puissance associés au TDÉ dans ses prévisions, et selon nous, ces besoins additionnels occasionnent un *coût de transport supplémentaire* d'environ 1,3 M\$ ou d'environ 1,18 ¢/kWh en 2018.

Couverture des coûts reliés au TDÉ

Dans le présent dossier, le Distributeur affirme qu'aucun coût lié au TDÉ sera supporté par sa clientèle domestique :

« 36.1 Veuillez indiquer de la façon la plus précise possible les impacts de vos propositions mentionnées à la référence (i) sur les coûts à être supportés par la clientèle domestique du Distributeur. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

L'analyse de rentabilité du TDÉ, présentée à la pièce HQD-13, document 2 (B-0047), section 5.2, montre que le coût à la marge du Distributeur est inférieur au TDÉ pour un client au tarif L. Ainsi, **aucun coût** ne sera supporté par la clientèle domestique. Par ailleurs, au terme de l'application du TDÉ, les clients seront

sujets aux tarifs réguliers et contribueront à l’interfinancement au même titre que les autres clients. »⁸¹ (nos soulignés)

Nous reproduisons au tableau suivant l’évaluation de rentabilité du TDÉ invoquée par le Distributeur dans sa réponse.

Tableau 9

(Source : HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 56, tableau 14)

TABLEAU 14 :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ (¢/KWH)

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patri- monial	Achats	Puis.	Four- niture	Trans- port	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,16	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,27	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,01	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDE	2,9	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,0	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,0	0,01	0,2	3,3	0,2	3,5	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE	3,1	0,04	0,2	3,4	0,2	3,6	0,5	4,1	-20,0%	5,1
2022	TDE	3,2	0,09	0,3	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2023	TDE	3,2	0,12	0,3	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,1
2024	TDE + transition	3,3	0,14	1,44	4,9	0,2	5,1	(0,7)	4,4	-15,0%	5,1
2025	TDE + transition	3,4	0,17	1,47	5,0	0,2	5,2	(0,5)	4,7	-10,0%	5,2
2026	TDE + transition	3,4	0,21	1,50	5,1	0,2	5,3	(0,4)	5,0	-5,0%	5,2
Annuité 2015-2026 5,053%		3,1	0,1	0,5	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-18,0%	5,0

Dans le tableau 14, on voit bien que le Distributeur a tenu compte seulement d’un coût de transport à la marge de 0,2 ¢/kWh.

Lors de son témoignage du premier dossier traitant du TDÉ, le Distributeur a expliqué que ce coût à la marge représente celui occasionné par des lignes et autres équipements pour raccorder les clients TDÉ au réseau du Transporteur.

Selon nous, ce coût à la marge de 0,2 ¢/kWh est en sus du coût moyen réel d’environ 1,1 ¢/kWh pour le transport de l’énergie requise pour les grands clients industriels

81 HQD-15, doc. 3, p. 54.

(coûts reliés aux lignes et postes à très haute tension et haute tension, aux équipements de télécommunications et autres).

Donc, l'évaluation de rentabilité du TDÉ effectuée par le Distributeur n'a pas tenu compte du coût de transport réel associé au TDÉ.

Notre affirmation serait tout-à-fait logique, puisque pour transporter l'énergie requise pour satisfaire les besoins des clients au TDÉ, le Transporteur doit réaliser deux actions :

- Raccorder les clients TDÉ à son réseau principal (au coût unitaire d'environ 0,2 ¢/kWh) ;
- Transporter l'énergie à travers son vaste réseau qui se compose d'actifs dont l'investissement est beaucoup plus important que celui des lignes de raccordement (coût unitaire d'environ 1,18 ¢/kWh).

Qu'on le veuille ou non, il y a une réalité : le Distributeur est obligé d'indiquer au Transporteur les besoins totaux en puissance de l'ensemble de sa clientèle incluant ceux du TDÉ et le Transporteur facture le Distributeur en fonction de ces besoins, sans égard aux statuts socio-économique des clients du Distributeur.

Si on calcule le coût du TDÉ sans tenir compte du coût de transport réel, ceci implique que la clientèle aux tarifs réguliers doit en assumer à la place des clients au TDÉ.

Il ne serait donc pas exact d'affirmer que l'introduction du TDÉ n'a *aucun* impact sur le coût à supporter par la clientèle aux tarifs réguliers.

Nous tenons à préciser que notre analyse présentée ci-dessus ne vise nullement à remettre en question l'intérêt d'introduire le TDÉ.

Nous aimerions tout simplement que la contribution – si modeste soit-elle - de la clientèle aux tarifs réguliers à la couverture des coûts liés au TDÉ soit reconnue.

7.3 Assouplissement des conditions d'admissibilité au TDÉ

Le Distributeur formule, à la pièce B-0047, HQD-13, document 2, p. 49, une proposition à l'égard du TDÉ :

« Dans son Avis, la Régie indique « qu'il y aurait lieu de reconsidérer les conditions d'admissibilité du TDÉ en matière de puissance ajoutée, afin de

favoriser l'implantation d'un plus grand nombre de projets d'expansion d'activités industrielles. »

À cette fin, le Distributeur propose, dans le cas de l'expansion d'une installation existante, d'abaisser le seuil relatif à la puissance à ajouter de 1 000 kW à 500 kW et, en conséquence, de modifier le critère de la puissance minimale à ajouter à au moins 10 % de la puissance facturée historique plutôt que 20 %. »⁸² (nos soulignés)

Nous notons que la proposition du Distributeur concrétise une orientation de la Régie formulée dans son Avis.

De plus, elle a trait à l'expansion d'une installation existante.

Dans ce cas, nous *estimons* que la puissance ajoutée de même que leur impact sur la clientèle régulière du Distributeur ne seraient pas élevés.

Au stade-ci du dossier, le Distributeur affirme qu'il n'est pas en mesure de quantifier l'effet de l'assouplissement des conditions d'admissibilité au TDÉ qu'il propose en ce qui concerne le nombre de participants ou les volumes de ventes additionnels⁸³.

D'autre part, un suivi annuel du TDÉ permettrait à la Régie de contrôler son évolution.

Recommandation

Compte tenu de ce qui précède, nous recommandons respectueusement à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur à l'égard du TDÉ telle que décrite à la pièce B-0047, HQD-13, document 2, p. 49.

82 HQD, B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 49.

83 « Bien que cette mesure d'assouplissement puisse contribuer à l'atteinte de cet objectif, le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier son effet en ce qui concerne le nombre de participants ou les volumes de ventes additionnels. » (Réponse du Distributeur à la question 2.4 de l'ACEF de l'Outaouais, pièce HQD-15, doc. 2, p.7).

8. Introduction d'un tarif de relance industrielle (TRI)

8.1 Description du tarif de relance industrielle

Dans le présent dossier, le Distributeur propose un nouveau tarif dit « Tarif de relance industrielle (TRI) ».

Il décrit ce nouveau tarif comme suit :

« Le Distributeur propose d'offrir un tarif encourageant l'utilisation de capacités de production existantes, mais inutilisées, chez la clientèle industrielle de grande puissance, ainsi que la conversion à l'électricité de procédés industriels. [...]

Le tarif de relance industrielle s'adresse quant à lui aux clients existants au tarif L qui pourraient s'engager à remettre en exploitation des capacités de production inutilisées d'une usine ou à convertir à l'électricité un procédé industriel. Ce tarif, offert sur une base non ferme, serait basé sur le coût évité de l'électricité du Distributeur et sujet à des périodes de restriction en hiver.

Le tarif de relance industrielle constituerait une solution à la situation particulière de certaines usines québécoises qui pourraient potentiellement augmenter leur production si elles s'avéraient plus concurrentielles que les autres usines de la même entreprise, implantées ailleurs qu'au Québec, lorsque ces dernières sont favorisées par des prix d'électricité plus faibles. Ce tarif conviendrait également aux entreprises qui souhaitent réduire leur empreinte de carbone. »⁸⁴ (nos soulignés)

Nous notons que ce nouveau tarif s'adresse aux clients existants au tarif L. Il constituerait, selon le Distributeur, une solution à la situation particulière de certaines usines québécoises.

8.2 Impacts sur la clientèle aux tarifs réguliers

Quels sont les impacts de l'introduction de ce nouveau tarif sur les autres clients du Distributeur ?

Dans sa preuve, le Distributeur répond à cette question comme suit :

« Ces accroissements de charge provenant de la clientèle industrielle généreront des revenus additionnels pour le Distributeur, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle. »⁸⁵ (nos soulignés)

84 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 49.

85 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 49, lignes 22 à 24.

Selon nous, l'obtention des revenus additionnels par le Distributeur ne générera pas automatiquement des bénéfices à l'ensemble de sa clientèle. Le bénéfice dépend aussi des coûts engendrés par l'introduction de ce nouveau tarif.

Le Distributeur explique sa thèse sur les bénéfices à sa clientèle par l'introduction du TRI comme suit :

« [Question 2.9 de l'ACEF de l'Outaouais]

2.9 Veuillez démontrer quel est, dans le contexte actuel, le bénéfice résultant du tarif de relance industrielle pour l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

Réponse [du Distributeur] :

L'augmentation de la production au-delà de la puissance historique ou de référence, à la suite de commandes supplémentaires, représente des ventes supplémentaires à un prix reflétant le coût évité de l'électricité, conformément à la formule de l'article 6.32 des Tarifs. Ce prix ne peut en aucun temps être inférieur au prix de l'énergie du tarif L.

Par ailleurs, l'article 6.64 des Tarifs proposé stipule que les dispositions relatives au TRI ne doivent pas être interprétées comme une obligation pour le Distributeur d'assumer des coûts additionnels de raccordement, d'installation ou de renforcement du réseau de transport ou de distribution. Le client doit assumer tous les coûts associés à la livraison de l'électricité et aucun équipement ne sera construit ou affecté par le Distributeur aux charges d'électricité supplémentaires afin de garantir la disponibilité de l'énergie.

Ainsi, compte tenu qu'il s'agit de ventes supplémentaires et que tous les coûts sont recouverts en fonction des modalités proposées, le Distributeur est d'avis que le TRI est **bénéfique pour l'ensemble de la clientèle.** »⁸⁶ (nos soulignés)

Nous soumettons respectueusement que le Distributeur ne se trouve pas dans la situation normale d'autres entreprises : plus de ventes, plus de revenus et plus de bénéfices à distribuer.

Si tous les coûts sont recouverts comme l'affirme le Distributeur dans l'extrait ci-haut, cela n'assure pas qu'il y a des bénéfices additionnels à partager par l'ensemble de sa clientèle.

Nous souhaitons que le Distributeur appuie son affirmation voulant que « *le TRI est bénéfique pour l'ensemble de la clientèle* » par des démonstrations chiffrées et détaillées.

86 HQD, pièce HQD-15, doc. 2, p. 9 (Réponse du Distributeur à la question 2.9 de l'ACEF de l'Outaouais).

Recommandation

Nous recommandons respectueusement que la Régie demande au Distributeur d'appuyer son affirmation voulant que l'introduction du Tarif de relance industrielle (TRI) serait bénéfique pour l'ensemble de sa clientèle par des démonstrations chiffrées et détaillées pour permettre à la Régie et les intervenants d'apprécier pleinement sa proposition.

8.3 Couverture des coûts additionnels engendrés par l'introduction du TRI

Le prix de l'électricité applicable au TRI est décrit par le Distributeur dans son document intitulé « Modifications au document *Tarifs d'électricité* et Justifications », pièce B-0049, HQD-13, document 4, page 149, l'article 6.60 :

6.60 Détermination du prix de l'électricité

Le prix de l'électricité fournie en vertu du tarif de relance industrielle correspond :

- a) en période d'hiver, au résultat de la formule présentée au sous-alinéa a) de l'article 6.32 ;
 - b) en période d'été, au coût moyen de l'électricité patrimoniale en vigueur.
- Le prix applicable ne peut être inférieur au prix de l'énergie du tarif L, soit 3,30 ¢ le kilowattheure.
(nos soulignés)

L'article 6.32 se lit comme suit :

Section 3 – Option d'électricité additionnelle pour la clientèle de grande puissance

[...]

6.32 Détermination du prix de l'électricité

Le prix de l'électricité fournie en vertu de l'option d'électricité additionnelle correspond :

- a) en période d'hiver, au résultat de la formule suivante :
$$\text{HAP} \times \text{CEEh} + (\text{Hh} - \text{HAP}) \times \text{CEP}$$

Hh

Où

HAP = le nombre d'heures pour lesquelles Hydro-Québec prévoit faire des achats de court terme sur les marchés durant la période d'hiver ;

CEEh = le coût évité en énergie d'Hydro-Québec pour la période d'hiver ;

CEP = le coût moyen de l'électricité patrimoniale en vigueur ;

Hh = le nombre total d'heures de la période d'hiver ;

Ou

b) en période d'été, au coût moyen de l'électricité patrimoniale en vigueur.

Le prix de l'électricité additionnelle ne peut être inférieur au prix moyen du tarif L pour une alimentation à 120 kV et un facteur d'utilisation de 100 %, soit 4,66 ¢ le kilowattheure. (pièce B-0049, p. 133) (notre souligné)

La formule du prix de l'électricité applicable pour le TRI, aussi bien que pour de l'électricité additionnelle pour la clientèle de grande puissance, se base donc essentiellement sur le prix de l'électricité patrimoniale. Des ajustements sont prévus pour tenir compte du prix des achats d'électricité sur les marchés pendant un nombre d'heures limité en hiver.

Les clients au tarif de relance industrielle bénéficieront donc des prix les moins chers pour l'électricité additionnelle, comparativement au prix de l'énergie applicable aux clients aux tarifs réguliers.

L'ajustement calculé en fonction du coût évité s'explique par le fait qu'en hiver, pour un petit nombre d'heures, l'électricité patrimoniale ne suffirait pas pour satisfaire les besoins en puissance du Distributeur, ce qui l'oblige à acheter une quantité d'électricité relativement petite sur les marchés de court terme. Le coût de ces achats est refilé aux clients facturés aux tarifs réguliers aussi bien qu'aux clients aux tarifs spéciaux.

Il est à noter que le prix *plancher* de l'électricité fournie en vertu du TRI (3,30 ¢ le kilowattheure) est plus faible que celui de l'électricité fournie en vertu de l'option d'électricité additionnelle pour la clientèle de grande puissance (4,66 ¢ le kilowattheure).

La facture d'un client au tarif de relance industrielle se calcule comme suit, selon l'article 6.62 proposée par le Distributeur :

6.62 Facture du client [Tarif de relance industrielle]

Pour chaque période de consommation, le tarif de relance industrielle s'applique à la totalité de la charge ou à la partie de la charge admissible, selon le cas, comme suit :

a) on calcule un premier montant en appliquant les prix et les conditions en vigueur du tarif L à la puissance historique, compte tenu, s'il y a lieu, du crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension et du rajustement pour pertes de transformation décrits dans les articles 10.2 et 10.4 ;

b) on calcule un deuxième montant en multipliant la différence entre la consommation réelle et l'électricité supplémentaire de la période de consommation par le prix de l'énergie au tarif L ;

c) on calcule un troisième montant en multipliant l'électricité supplémentaire par le prix établi selon les modalités de l'article 6.60 ;

d) on additionne les résultats obtenus aux sous-alinéas a), b) et c) ainsi que le montant relatif au facteur de puissance applicable en vertu de l'article 6.63, le cas échéant.

(HQD, pièce B-0049, p. 150) (nos soulignés)

On constate qu'en vertu de l'article 6.62, un client au tarif de relance industrielle paye pour sa puissance « historique » selon les prix et les conditions en vigueur du tarif L.

Comme la facture de la « puissance » est basée sur la « puissance historique », toute *puissance aux heures de pointe* causée par les clients au tarif de relance industrielle ne sera pas facturée. Dans ce cas, c'est l'ensemble de la clientèle du Distributeur qui devrait assumer la totalité du coût de transport associé au tarif de relance industrielle (TRI).

À notre connaissance, le Transporteur n'accorde pas de rabais tarifaire pour transporter de l'énergie requise par les usines en mode de « relance industrielle ».

Nous ne savons pas si le prix de l'électricité fournie en vertu de l'option d'électricité additionnelle proposé par le Distributeur tel qu'indiqué dans l'article 6.32 serait suffisant ou non pour couvrir les coûts additionnels associé à la distribution et au service à la clientèle.

En somme, il nous apparaît que la portion « Électricité additionnelle » du Tarif de relance industrielle ne couvrirait que la composante « fourniture », en excluant vraisemblablement les composantes non-négligeables associées au transport, à la distribution et au service à la clientèle.

8.4 Bénéficiaires de l'introduction du TRI

Le premier bénéficiaire de l'introduction du TRI serait les clients au tarif L qui adhèrent à ce tarif : le prix de l'énergie du TRI serait basé *essentiellement* sur les coûts de l'électricité patrimoniale, la source d'énergie la moins chère du Distributeur⁸⁷.

À titre comparatif, les entreprises de taille moyenne au tarif M et les autres clients aux tarifs réguliers du Distributeur doivent payer pour leur énergie selon des prix plus élevés que celui de l'électricité patrimoniale. Les approvisionnements éoliens et la compensation à TransCanada Énergie pour la fermeture de sa centrale au Québec constitueraient des facteurs qui expliquent cette situation.

Le deuxième bénéficiaire de l'introduction du TRI serait le Producteur.

En effet, les surplus d'électricité se trouvent en réalité chez ce dernier, car le Distributeur est obligé d'utiliser en premier lieu ses approvisionnements postpatrimoniaux.

Chaque fois que le Distributeur vend un kilowatt-heure d'électricité patrimoniale de plus, le Producteur réalisera un profit supplémentaire, car le coût de revient de l'électricité patrimoniale est très bas.

De plus, il est connu du public que le Producteur a présentement d'importants surplus, jusqu'au point où il doit déverser inutilement de l'eau de ses réservoirs.

Conclusion et recommandation

87 Le Distributeur établit les coûts évités de l'énergie en considérant la disponibilité de l'électricité patrimoniale en surplus :

« Le bilan offre - demande en énergie du Distributeur présente encore d'importants surplus jusqu'en 2027. Ainsi, sur cet horizon, aucun approvisionnement de long terme n'est requis. Les besoins en hiver seront comblés par des achats sur les marchés de court terme.

Le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût de ces achats. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

• 2018 à 2027 inclusivement :

- le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation ;
- le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation. » HQD, B-0019, HQD-4, doc. 4, p. 5. (nos soulignés)

Notre examen des prix et de la méthode de calcul de la facture applicables au TRI tels que proposés par le Distributeur nous laisse croire que ce dernier ne couvrirait que son coût de fourniture (électricité patrimoniale et achats de puissance en hiver), excluant les coûts associés au transport, à la distribution et aux services à la clientèle.

Dans le cas où la clientèle aux tarifs réguliers devait contribuer à la couverture de certains coûts engendrés par l'introduction du tarif de relance industrielle, nous recommandons respectueusement que la Régie demande au Distributeur de lui fournir une estimation de ces coûts et de la durée probable de la période d'application du TRI.

Il nous apparaît que les grandes entreprises au tarif L ayant des capacités de production inutilisées et le Producteur seraient les premiers bénéficiaires de l'introduction du TRI.

9. Option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse

9.1 Introduction

Dans son *Avis*, la Régie a expliqué l'option d'électricité additionnelle (OÉA) pour l'éclairage de photosynthèse et son seuil d'amissibilité à 400 kW en vigueur :

« [172] Dans le cadre de la *Politique de souveraineté alimentaire* dévoilée le 16 mai 2013, le gouvernement du Québec avait annoncé l'accès à des tarifs d'électricité adaptés permettant aux entreprises serricoles québécoises de réduire

leurs coûts énergétiques et d'améliorer leur compétitivité, tout en contribuant au développement durable.

[173] Hydro-Québec a proposé par la suite d'étendre le tarif DT aux exploitations agricoles et d'offrir l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse. Cette option étant déjà offerte à la clientèle des tarifs M et G-9 dont la puissance maximale appelée a été d'au moins 1 000 kW, il a été proposé d'abaisser ce seuil à 400 kW afin de répondre aux besoins et à la réalité d'exploitation des entreprises serricoles de grande taille. »⁸⁸

Quant à la situation des abonnements à l'option en 2016, le Distributeur le décrit comme suit :

88 Régie de l'énergie - Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel - Perspectives 2030 - Avis A-2017-01 - R-3972-2016, p. 74.

« Quinze abonnements ont été facturés à l'option en 2016, incluant un abonnement qui n'est désormais plus sujet à l'option. Pour 13 d'entre eux, il s'agit de serres maraîchères. Onze de ces abonnements avaient une consommation de base facturée au tarif M alors que pour 4 d'entre eux, elle était facturée au tarif domestique. Les puissances de référence variaient entre 0 et 775 kW.»⁸⁹

Au 1^{er} juillet 2017, on compte au total 15 adhérents à l'option.⁹⁰

9.2 Proposition du Distributeur et Analyse

Le Distributeur propose, dans le présent dossier, d'abaisser de 400 kW à 300 kW le seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse, et ce, dès 2018.⁹¹

Il expose les avantages de sa proposition et son intention de faire le suivi de la mesure qu'il propose de la façon suivante :

« Selon le Distributeur, cette mesure pourrait permettre à une vingtaine de serres additionnelles de bénéficier de l'option, dans la mesure où elles disposent d'éclairage de photosynthèse. En permettant une réduction de la facture associée à l'éclairage de photosynthèse à plus de producteurs en serre, cette mesure pourrait contribuer au développement de serres de moyenne taille et à la croissance des ventes d'électricité en favorisant, entre autres, la production tout au long de l'année.

Par ailleurs, le Distributeur entend poursuivre son suivi annuel des mesures agricoles (voir la 31 section 5.1.2) et fera le constat dans les prochains dossiers tarifaires de l'impact de la baisse du seuil d'admissibilité de l'OÉA pour l'éclairage de photosynthèse sur les ventes d'électricité. »⁹²

Si acceptée par la Régie, la proposition du Distributeur concrétisera une piste de solution formulée dans son Avis :

« **Piste de solution 6.** Demander à Hydro-Québec de poursuivre et d'élargir ses discussions avec l'UPA et les Producteurs en serre du Québec afin de proposer des technologies facilitantes et des mesures de contrôle garantissant l'efface-

89 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 55.

90 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 54.

91 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 51.

92 HQD, pièce B-0047, HQD-13, doc. 2, p. 51

ment à la pointe des serriculteurs, qui permettront un abaissement progressif du seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle. La Régie est d'avis que le seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle, actuellement à 400 kW, pourrait être abaissé de manière progressive, en considérant 300 kW dès 2018. »⁹³

Selon le Distributeur, le transfert, à court terme, de la consommation d'un tarif régulier à l'option d'électricité additionnelle pourrait occasionner un manque à gagner puisque le prix applicable à l'option d'électricité additionnelle est inférieur aux prix moyens des tarifs D et M.⁹⁴

Pour 2016, en utilisant des données réelles, le Distributeur estime le *manque à gagner* attribuable à l'option à 0,9 M\$.

Invité à faire une prévision du manque à gagner pour 2017 et 2018, le Distributeur affirme qu'il ne serait pas en mesure de le faire :

« 39.1 Veuillez fournir une estimation du manque à gagner pour 2017 et 2018 respectivement.

Réponse :

Le Distributeur effectue un suivi des clients à l'option d'électricité additionnelle pour l'usage de photosynthèse. Le manque à gagner est calculé à partir des données de consommation réelles des clients. Dans le cadre du présent dossier, les données de 2016 sont donc utilisées.

Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir l'information demandée pour 2017 et 2018, car il n'effectue pas de prévision du manque à gagner, qui dépendra du niveau de consommation des clients, de la croissance de leur consommation ainsi que du nombre de clients facturés à l'option. »⁹⁵

Les manques à gagner liés à l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse pour 2016 et 2017 ont été couverts par la clientèle du Distributeur sans problème majeur.

93 Régie de l'énergie, Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel - Perspectives 2030 - Avis A-2017-01 - R-3972-2016, p. 76.

94 HQD, pièce HQD-15, doc. 3, p. 55 (Réponse du Distributeur à la question 38.1 de l'ACEF de Québec).

95 HQD-15, doc. 3, p. 56, (Réponse du Distributeur à la question 39.1 de l'ACEF de Québec).

Pour 2018, même si l'abaissement du seuil d'admissibilité à l'option ferait augmenter le manque à gagner, nous estimons qu'il ne constituerait pas une source importante de la hausse tarifaire prévue.

Pour les années postérieures à 2018-2019, comme on l'a vu précédemment, le Distributeur se propose d'effectuer un suivi annuel dans les dossiers tarifaires.

Recommandation

Compte tenu de ce qui précède, nous recommandons respectueusement que la Régie accepte la proposition du Distributeur d'abaisser le seuil d'admissibilité de l'Option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse de 400 kW à 300 kW telle que décrite à la pièce B-0047, HQD-13, document 2, pages 51 à 52.

SECTION 4

PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

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, aux calculs des indices d'interfinancement entre les catégories de consommateurs, et à l'établissement du revenu requis du Distributeur.

2. Prévision de la demande soumise par le Distributeur

Dans le présent dossier, le Distributeur soumet sa prévision de la demande à la pièce B-0015, HQD-4, document 2. Ce document présente le contexte économique général et les prévisions du Distributeur pour 2018 (année témoin projetée) par secteurs de consommation.

Le Distributeur prévoit des ventes d'électricité de 169 395 GWh pour l'année témoin 2018, soit une croissance de 457 GWh par rapport aux ventes normalisées de l'année de base 2017⁹⁶. Le taux de croissance des ventes entre 2017 et 2018 est donc de 0,27% tel que le montre le tableau suivant.

Tableau 1

Taux de croissance des ventes

Source: HQD, B-0015, HQD-4, doc. 2, p. 6, tableau 1.

Croissance des ventes entre 2017 et 2018 :	457 GWh
Ventes normalisées en 2017 :	168,937 GWh
Taux de croissance des ventes entre 2017 et 2018:	0.27%

Quant au besoin en puissance à la pointe, le Distributeur prévoit 37 853 MW pour l'hiver 2017-2018, soit une augmentation de 84 MW par rapport au besoin de 2016-2018.⁹⁷ Le taux de croissance des besoins en puissance entre l'hiver 2016-2017 et 2017-2018 est donc de 0,22% selon les projections du Distributeur (voir le tableau ci-dessous).

⁹⁶ HQD, B-0015, HQD-4, doc. 2, p. 6, ligne 1.

⁹⁷ HQD, B-0015, HQD-4, doc. 2, p. 16, tableau 7.

Tableau 2

Taux de croissance des besoins en puissance à la pointe

Source : HQD, B-0015, HQD-4, doc. 2, p. 16, tableau 7.

Croissance normalisée entre hiver 2016-2017 et 2017-2018	84 MW
Besoins en puissance normalisés pour l'hiver 2016-2017	37769 MW
Taux de croissance entre l'hiver 2016-2017 et 2017-2018	0.22%

Aux fins de l'établissement des tarifs pour 2018-2019, la Régie devrait approuver, refuser ou modifier les prévisions soumises par le Distributeur.

L'exercice de prévision de la demande est un exercice particulièrement complexe qui requiert du travail de plusieurs experts et spécialistes ainsi que la collection des données qui ne sont pas à la portée des analystes externes d'Hydro-Québec.

Il est à noter que la Régie et les intervenants n'ont pas de prévision de la demande alternative effectuée par d'autres organismes pour la comparer avec celle d'Hydro-Québec.

Nous formulerons dans ce qui suit certaines observations sur ses hypothèses, explications et processus de prévision.

Selon Hydro-Québec, deux facteurs ou paramètres sont importants dans la prévision de la demande.

Premièrement, le PIB du Québec.

Sur ce paramètre, le Distributeur expose sa position comme suit :

« Les incertitudes demeurent nombreuses du côté de la Chine et des États-Unis. Un retournement de tendance est possible, mais la poursuite de l'embellie économique semble le scénario le plus probable. Le Distributeur table donc sur une croissance du PIB réel du Québec de 1,7 % en 2017 et 1,6 % en 2018, soit une prévision similaire à celle du ministère des Finances du Québec et qui se

situe près du consensus actuel, alors qu'elle n'avait été que de 1,4 % en moyenne au cours des cinq dernières années. »⁹⁸

Selon nous, il serait raisonnable d'effectuer la prévision de la demande en se basant sur une croissance du PIB réel du Québec qui se situe près du consensus actuel. (voir le détail de la comparaison des prévisions du PIB effectuées par diverses institutions financières à la pièce B-0015, HQD-4, document 2, page 32).

Les résultats de prévision seraient équilibrés, sans être teintés par une vision particulière de l'évolution possible du PIB du Québec.

Le deuxième facteur concerne la relation entre la demande d'électricité et les variables économiques.

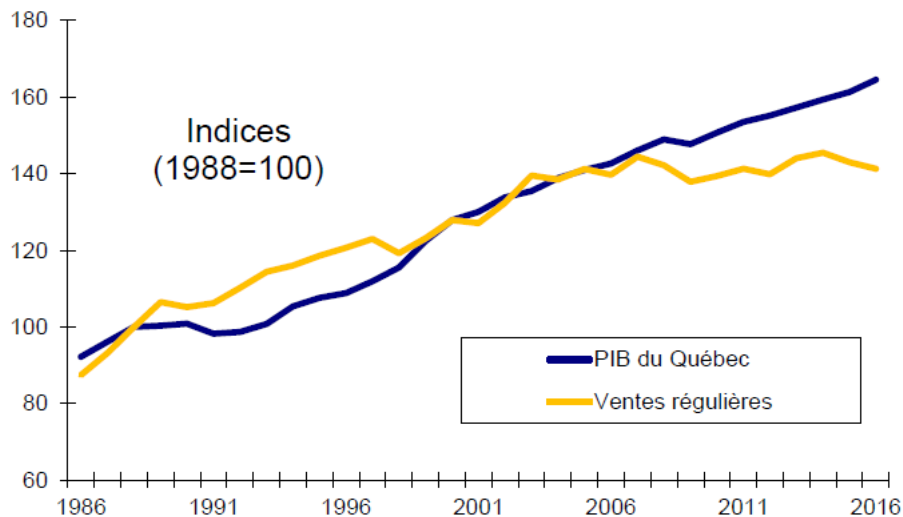
Sur cette question, le Distributeur expose sa position comme suit :

« Par ailleurs, il est à noter qu'en plus du contexte économique, l'évolution de la demande d'électricité est affectée par une baisse de l'intensité énergétique. La figure 1 présente une comparaison de l'évolution relative (année 1988 = 100) des ventes d'électricité et du PIB, illustrant le changement de la relation entre la demande d'électricité et les variables économiques survenu au cours des dernières années. Au secteur industriel, ce constat s'explique par une transition vers des industries à plus faible intensité énergétique alors que les autres secteurs ont connu des améliorations en efficacité énergétique qui se traduisent par une baisse de la consommation unitaire. »⁹⁹

98 HQD, B-0015, HQD-4, doc. 2, p. 5, lignes 22 à 27.

99 HQD, B-0015, HQD-4, doc. 2, p. 5 à 6.

FIGURE 1 :
ÉVOLUTION RELATIVE DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET DU PIB



Selon la figure 1, les ventes d'électricité n'ont pas augmenté au même rythme que celui du PIB du Québec ces dernières années. Une transition vers des industries à plus faible intensité énergétique et les améliorations en efficacité énergétique expliquent ce changement.

Il serait donc souhaitable que le Distributeur expose en détail comment il tient compte de ce changement dans ses prévisions de la demande pour chacun des secteurs de consommation qu'il considère (résidentiel et agricole, PME, grandes industries, etc.).

3. Impacts des écarts de prévision

Il existe des écarts inévitables entre les ventes prévues et réelles, peu importe la méthodologie utilisée pour la prévision et les efforts consacrés à cette fin. Cependant, l'analyse des écarts pourrait aider le Distributeur à améliorer la précision de ses prévisions au bénéfice de l'ensemble de sa clientèle.

Le tableau suivant présente les écarts entre les consommations prévues et réelles pour 2016 par secteurs de consommation et globalement.

L'année 2016 a été choisie pour notre discussion parce qu'elle offre un historique *complet* des consommations réelles et disponibles dans le présent dossier.

Tableau 3

Écart entre les consommations prévues et réelles (Données du Distributeur - 2016)	Écarts	Réels (2016)
Source : HQD, dossier R-4011-2017, pièce B-0015, HQD-4, doc. 2, p. 18, figures 2 et 3)	GWh	(TWh)
Résidentiel et agricole	1,637	65.2
Commercial et institutionnel	-125	36.8
Industriel PME	39	8.6
Pâtes et papiers	343	11.6
Pétrole et chimie	273	4.9
Mines	55	3.6
Sidérurgie, fonte et affinage (a)		4.2
Divers manufacturiers	-117	3.1
Contrats spéciaux (b)	n.d.	26.1
Total	2,105	164.1

Signe positif: Prévu moins Réel (Surestimation)

Signe négatif : Prévu moins Réel (Sous-estimation)

(a) L'écart est de 314 GWh selon HQD (B-0015, p. 19, figure 3).

Cet écart et celui des contrats spéciaux sont exclus de nos calculs.

Selon HQD (B-0015, p. 19), "l'écart observé au secteur sidérurgie, fonte et affinage

résulte de l'entente spéciale avec Silicium Quebec, dont les ventes

ont été transférées aux contrats spéciaux rétroactivement au 1er juillet 2016."

(b) : HQD, B-0015, p. 12. , tableau 4.

On y voit que les écarts varient d'un secteur à l'autre ; l'écart le plus élevé se trouve au secteur Résidentiel et agricole pour 2016.

L'écart total est de 2 105 GWh (2,1 TWh) qui représente 1,28% des ventes totales du Distributeur (voir le tableau ci-dessous).

Tableau 4

Écarts entre les consommations prévues et réelles (2016)	
Surestimation des besoins en énergie (A)	2.1 TWh
Besoins en énergie (incluant les contrats spéciaux) [B]	164.1 TWh
Écarts (en pourcentage) [C=A/B]	1.28%

Pour 2016, le Distributeur a aussi surestimé ses besoins en puissance.

En utilisant les données du Distributeur, le tableau suivant montre que la quantité de puissance surestimée est de 338 MW ou 0,90% pour l'hiver 2015-2016.¹⁰⁰

Tableau 5

Écarts entre les besoins en puissance prévus et réels normalisés (Hiver 2015-2016)	
Besoins en puissance prévu pour l'hiver 2015-2016 [A] (R-3933-2015, HQD-4, doc. 2, p. 14, tableau 6)	38,04 M 9 W
Besoins en puissance réels <u>normalisés</u> pour l'hiver 2015-2016 [B] (R-4011-2017, B-0015, p. 16, tableau 7)	37,71 M 1 W
Écart [C=A-B] (Surestimation)	M 338 W
Écart en pourcentage (C/B)	0.90 %

Quels sont les impacts de ces écarts sur les coûts que doivent supporter la clientèle du Distributeur pour 2016 ?

¹⁰⁰ Dans le présent dossier, en réponse à la question 11.2 de l'ACEF de Québec, le Distributeur indique :

« À ce jour, la performance pour une prévision à l'horizon 1 an montre un écart moyen de 0,17% avec une erreur-type de 0,59% » (pièce HQD-15, doc. 3, p. 19). L'écart pour l'année 2016 en particulier est donc plus élevé que l'écart moyen.

En 2015, le Distributeur calculait ses coûts d'approvisionnement (coût de fourniture) selon ses *projections* des besoins en énergie pour 2016 et les intégrait dans ses revenus requis de 2106. Ces derniers sont établis aux fins de la détermination des tarifs de 2016-2017.

Logiquement, s'il y a une surestimation des besoins en énergie, cette surestimation serait reflétée dans les coûts d'approvisionnement et donc dans les tarifs de 2016.

Le tableau suivant fournit un ordre de grandeur des impacts des écarts entre les quantités d'énergie réelles et prévues pour 2016, en utilisant un coût unitaire calculé par le Distributeur. On y voit que l'écart de prévision entraîne une surestimation d'environ 78 M\$.

Tableau 6

Impacts des écarts de la prévision des besoins en énergie (2016)	
Écarts entre l'énergie prévue et réelle (A)	2,105 GWh
Coût unitaire moyen de la fourniture (R-3933-2015, HQD-6, doc. 2, p. 6, tableau 2) [B]	3.71 ¢/kWh
Impacts sur les coûts de fourniture de 2016 (C=AxB)	78.1 M\$

En 2015, le Distributeur fournissait au Transporteur sa *projection* de ses besoins en puissance à la pointe de 2016 pour permettre à ce dernier d'établir les tarifs de transport et plus particulièrement la facture de transport de la charge locale c'est-à-dire le coût de transport que doivent supporter les consommateurs et entreprises québécoises clients du Distributeur.

Logiquement, une surestimation des besoins en puissance du Distributeur entraîne une facture de transport de la charge locale plus élevée que requise.

En utilisant les données du Distributeur, le tableau suivant présente une estimation des impacts des écarts entre les besoins en puissance prévus et réels sur le coût de transport. L'impact s'élève à 25 M\$.

Tableau 7

Impacts des écarts de prévision des besoins en puissance	
Écart entre les besoins prévus et réels normalisés (A)	338 MW
Coût total de transport de la puissance payé à Trans-Énergie selon la projection (38 049 MW) [B] (R-3933-2015, HQD-7, doc. 1, p. 3, ligne 6)	2,776 M\$
Impacts sur les coûts de transport en 2016 (calculé au prorata)	25 M\$

Donc, au total, l'imprécision de la prévision de la demande de 2016 entraîne une surestimation des coûts d'environ **103 M\$** (78 M\$ + 25 M\$).

Rappelons que nos calculs utilisent uniquement des données établies par le Distributeur.

De plus, nous avons calculé les écarts selon des données de besoin « normalisées » (aux températures normalisées).

Les écarts ne reflètent donc pas ceux causés par les effets de température difficilement prévisibles plusieurs mois à l'avance. Ils reflètent seulement ceux reliés à la prévision.

L'utilisation des données « normalisées » permet de comparer les besoins prévus et réels sur la même base. Autrement dit, nous avons comparé des pommes avec des pommes. [Le Distributeur a précisé dans son exposé sur la prévision de la demande que, sauf indication contraire, ses données correspondent aux données normalisées¹⁰¹].

Des prévisions plus précises aideraient également le Distributeur à mieux faire la prévision de ses revenus.

À titre d'exemple, en utilisant les données de vente normalisées de janvier à avril 2017 et des ventes prévues de mai à décembre 2017, le Distributeur a pu identifier qu'il

101 « Sauf indication contraire, afin d'alléger le texte, les termes 2016 et 2017 font référence respectivement aux années 2016 et 2017 normalisées. » (HQD, B-0015, HQD-4, doc. 2, page 6, note de bas de page no 1)

obtiendrait 151 M\$ de revenus de plus que ceux établis en fonction des ventes prévues antérieurement pour 2017 (voir le tableau suivant).

Tableau 8

Impact des prévisions plus précises sur le calcul des revenus (données du Distributeur - 2017)

Source: HQD, B-0015, HQD-4, doc. 2, p. 14, tableau 6.

Revenus basés sur la Prévision en 2016 pour janvier à décembre 2017 (retenus dans la décision D-2017-022 - Année témoin projetée 2017) :	11,53 M 9 \$
Revenus basés sur les ventes publiées normalisées de janvier à avril 2017 et ventes prévues de mai à décembre 2017 :	11,69 M 0 \$
Écart des revenus	151 \$

En somme, l'amélioration de la précision de la prévision de la demande aiderait le Distributeur à mieux prévoir et faire le suivi de ses coûts et également de ses revenus.

4. Pistes d'amélioration

Les impacts importants des écarts de prévision sur les coûts que doivent supporter la clientèle du Distributeur suggèrent qu'on identifie des pistes d'amélioration de sa prévision.

Sondages

En ce qui concerne la prévision des besoins en énergie, le Distributeur a expliqué que l'écart important (1,6 TWh) observé pour le secteur Résidentiel et agricole pour 2016 s'explique par les changements de comportement de sa clientèle¹⁰².

Ces derniers ont été « identifiés » par le Distributeur après le dépôt de la prévision, grâce à un sondage auprès de sa clientèle¹⁰³.

102 HQD, B-00015, HQD-4, doc. 2, p. 18, ligne 2 à 4.

103 « **Changements de comportement** »

Selon nous, il ne suffirait pas d'expliquer les raisons des écarts, après que les tarifs ont été déterminés sur la base des prévisions du Distributeur.

Le Distributeur devrait identifier les éléments qui nécessitent des sondages et établir leur fréquence pour l'aider dans l'amélioration de sa prévision.

Transmission de la prévision de la demande au Transporteur

Certains argumenteraient que la surestimation des coûts d'approvisionnement pour une année donnée serait corrigée dans les années ultérieures par le truchement du compte de pass-on. Cependant, pour les clients ayant des difficultés financières, payer des factures d'électricité plus élevées que requises pour recevoir des ajustements par après ne serait pas une solution idéale.

Quant à la facture de transport de la charge locale, elle est en quelque sorte un montant *forfaitaire* indépendant de la puissance réelle transitée sur le réseau (en plus ou en moins de la valeur des besoins en puissance estimée par le Distributeur et communiquée au Transporteur bien avant le début d'une année témoin).

Donc, s'il y a une surestimation de la facture de transport de la charge locale causée par une imprécision de la prévision de la demande en puissance, il n'y aura pas de remboursement ou d'ajustement à la baisse pour « rendre justice » à la clientèle du Distributeur.

Ainsi, le fait que le Distributeur doit transmettre au Transporteur plusieurs mois à l'avance sa prévision des besoins en puissance pose problème.

Pour remédier à ce problème, le Distributeur pourrait proposer au Transporteur (sous réserve de l'approbation de la Régie) de lui transmettre une prévision révisée avant le calcul final des tarifs de transport.

[165] Afin de pouvoir identifier la nature des changements de comportement de la clientèle résidentielle observés en 2015, le Distributeur réalise en 2016 un sondage sur l'utilisation de l'électricité au cours de la période 2013 à 2015. Les résultats de ce sondage ont validé la nature des changements de comportement de la clientèle résidentielle au cours de cette période. » (D-2017-022 [R-3980-2016], p. 49).

La prévision révisée devrait en principe être plus à jour que la première prévision. Elle devrait tenir compte des informations factuelles qui seraient survenu après le premier envoi de prévision.

À titre d'exemple, si un grand client industriel cesse ses activités en septembre 2017, il serait souhaitable que la facture de transport applicable à partir du 1^{er} janvier 2018 ne reflète plus la charge électrique de ce client.

Coefficients de corrélation R au carré et autres indicateurs de performance

Dans son suivi de la performance de ses prévisions, le Distributeur présente les coefficients de détermination des modèles reproduits au tableau ci-dessous (appelés aussi coefficients de corrélation R au carré).

Selon ce tableau, les coefficients de détermination des modèles utilisés pour la prévision des ventes du secteur Résidentiel et agricole varient entre un minimum de 99,8% (dossier R-3980-2016) et un maximum de 99,9%.

Ces coefficients de détermination très élevés laisseraient croire à une performance près de la perfection (100%) de la prévision des ventes du secteur Résidentiel et agricole.

Or, la réalité est différente.

En effet, pour 2016, le coefficient de détermination présenté dans le dossier tarifaire R-3933-2015 est de 99,9% au secteur résidentiel et agricole (voir le tableau ci-dessous).

Or, c'est justement pour 2016 qu'on observe un écart relativement élevé de la prévision des ventes au secteur Résidentiel et agricole à l'origine d'une surestimation importante des coûts d'approvisionnement.

Ce critère statistique utilisé par le Distributeur atteint un niveau presque parfait, soit à 99,9% en 2015. Mais ce critère ne « voit » pas le changement de comportement des consommateurs résidentiels qui ont donné au Distributeur des surprises regrettables dans ses prévisions de 2015.

On doit donc conclure que les coefficients de détermination (R au carré) ne constitueraient pas un *bon indicateur de la performance* des modèles utilisés pour la prévision de la demande.

Tableau 9

Source : HQD, pièce B-0015, HQD-4, document 2, page 26

TABLEAU A-7 :
COEFFICIENTS DE DÉTERMINATION DES MODÈLES UTILISÉS
POUR LA PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

Secteur	Dossier tarifaire R-4011-2017	Dossier tarifaire R-3980-2016	Dossier tarifaire R-3933-2015	Dossier tarifaire R-3905-2014	Plan d'approvisionnement R-3864-2013
Résidentiel et agricole	99,9%	99,8%	99,9%	99,9%	99,9%
Commercial	99,5%	99,6%	99,6%	99,7%	99,6%
Institutionnel	99,5%	99,6%	99,8%	99,8%	99,5%
Industriel PME	92,6%	91,3%	91,8%	91,0%	90,6%
Pâtes et papiers	92,5%	92,2%	92,8%	92,6%	94,7%
Pétrole et chimie	87,7%	86,1%	85,0%	82,1%	82,1%
Mines	94,6%	95,8%	95,9%	95,3%	95,1%
Sidérurgie, fonte et affinage	89,1%	89,6%	89,2%	91,4%	90,5%
Divers manufacturiers	87,3%	86,5%	86,2%	87,2%	86,3%
Réseaux municipaux	99,0%	99,0%	99,0%	99,0%	99,0%
Transport public	88,4%	87,3%	87,6%	84,4%	84,7%
Commercial et institutionnel					
Grandes entreprises	92,7%	92,7%	92,6%	91,8%	89,0%
Éclairage public	98,3%	98,4%	98,0%	97,8%	97,6%

Aux États-Unis, le *Eastern Interconnection States Planning Council (EISPC)* et la réputée *National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)* ont confié à deux professeurs d'université la réalisation d'une étude sur la prévision de la demande. Une trentaine d'experts et spécialistes provenant de divers milieux ont donné leur collaboration à l'élaboration de cette étude.

L'étude - publiée en 2015 et disponible gratuitement sur Internet¹⁰⁴ – recommande une série d'actions à entreprendre pour améliorer la performance des prévisions.

Dans son étude, EISPC & NARUC déconseille l'utilisation du coefficient de corrélation R au carré pour le choix des outils de prévision :

« Select Models Based on Out-of-Sample Tests, **not R-square** »¹⁰⁵ (nous soulignons)

Dans l'étude de EISPC & NARUC (page 8-2), les auteurs ont démontré que même un modèle de prévision ayant un coefficient R au carré parfait (100%) pourrait conduire à

104 <https://pubs.naruc.org/pub.cfm?id=536E10A7-2354-D714-5191-A8AAFE45D626>

105 EISPC & NARUC Load Forecasting Case Study (2015), page 13.

une prévision non-performante. Nous reproduisons à l'annexe 4 l'explication de EISPC & NARUC sur ce sujet.

EISPC et NARUC ont remis en question clairement la pertinence d'apprécier les modèles de prévision de la demande par le truchement des coefficients R au carré.

Compte tenu de l'expérience de 2016 et de la remarque de EISPC & NARUC, il serait donc indiqué de considérer avec circonspection la thèse voulant que les coefficients élevés de corrélation R au carré d'un modèle de prévision témoigne de sa performance.

Nous croyons que le Distributeur devrait identifier et présenter à la Régie, en plus du coefficient de corrélation R au carré, **d'autres indicateurs** pour évaluer la performance de ses prévisions.

Mesures d'amélioration susceptibles d'aider le Distributeur dans l'amélioration de sa prévision de la demande

L'étude de EISPC & NARUC recommande en tout 13 mesures d'amélioration dont certaines seraient applicables pour le cas du Distributeur :

- Chercher continuellement les améliorations (Always Look for Improvements);
- Tirer parti d'opinions d'autrui (Gather a Second Opinion);
- Maintenir la connaissance et Mettre à jour l'infrastructure (Keep Knowledge and Infrastructure Up to Date);
- Adopter une approche interdisciplinaire (Take An Interdisciplinary Approach to Intergrated Load Forecasting).

La liste complète des mesures recommandées par EISPC & NARUC se trouve à l'annexe 5. On peut également trouver des explications sur les mesures recommandées au chapitre 8 de l'étude de EISPC & NARUC.

En 2014, nous avons suggéré que le Distributeur tente d'obtenir des comparables auprès d'autres distributeurs ou consulter des experts externes afin de perfectionner ses outils de prévision de la demande¹⁰⁶. Nos suggestions allaient dans le même sens que des recommandations de EISPC & NARUC citées plus haut.

¹⁰⁶ « Recommandation

L'ACEF de Québec recommande à la Régie :

- de demander au Distributeur de lui soumettre un document décrivant en détail sa méthodologie de prévision de la demande afin de faciliter son examen approfondi ;

À l'instar de New England Power Pool, le Distributeur pourrait également former un *Comité d'aviseurs* composés d'experts externes pour lui conseiller sur les méthodologies de prévision de la demande et le développement des infrastructures de données¹⁰⁷.

Le Distributeur devrait également exploiter au maximum et ce le plus tôt possible l'ensemble des données de consommation de sa clientèle dont il dispose depuis l'implantation de compteurs de nouvelle génération.

Cette avenue a été suggérée par la Régie suite à son examen du dossier tarifaire du Distributeur l'an dernier (R-3980-2016) :

« [181] La Régie note que le Distributeur dispose d'autres données sur la diffusion et l'intensité des équipements sur une base beaucoup plus régulière, notamment celles provenant de l'Energy Forecasting Group [note de bas de page omise]. La Régie invite le Distributeur à utiliser de manière efficiente l'ensemble des données de consommation de sa clientèle, dont il dispose désormais sur une base quotidienne depuis l'implantation de compteurs de nouvelle génération. »¹⁰⁸ (nos soulignés)

- d'inviter le Distributeur à poursuivre les moyens à mettre en œuvre pour améliorer la qualité de ses prévisions qui peuvent comprendre, outre les tests statistiques, la recherche de meilleures pratiques en la matière dans l'industrie énergétique et l'aide d'experts externes. » Dossier R-3905-2014, Mémoire de l'ACEF de Québec, C-ACEFQ-0010, p. 7 (6 novembre 2014).

107 Source : ISO New England
<https://www.iso-ne.com/committees/reliability/load-forecast>

“The Load Forecasting Committee (LFC) is a subcommittee of the New England Power Pool (NEPOOL) [Reliability Committee](#) (RC). The mission of the LFC is to:

- Review ISO New England's methodologies for developing the [long-term load forecast for the region](#) and provide input on the reasonableness of assumptions used
- Provide load-related information for NEPOOL studies, including information needed to produce forecasts of electric energy and peak load requirements, evaluation of forecast methodologies and uncertainties, and analysis of how changes in the regional economy, energy markets, and policy initiatives impact electricity consumption

The LFC includes representatives of New England utilities and other interested parties and meets several times per year throughout the annual long-term load forecast cycle. Committee meeting materials, including agendas, exhibits, and minutes can be found below.”

108 D-2017-022, (R-3980-2016), p. 55.

Nous soumettons respectueusement que le Distributeur devrait explorer sérieusement l'avenue d'amélioration suggérée par la Régie reproduite ci-haut, surtout dans le cas où il désire implanter la tarification dynamique.

Nous portons à l'attention de la Régie le fait que la NYISO exige des entités participantes le dépôt de leurs méthodologies utilisées pour la prévision de la demande.¹⁰⁹

De façon similaire, pour que tout soit transparent et compréhensible, le Distributeur devrait documenter et publier sa méthodologie de prévision de la demande et les modifications subséquentes.

L'an dernier, dans sa décision D-2017-022, la Régie a exprimé clairement son souhait de voir le Distributeur réaliser et présenter les améliorations de prévision de la demande :

« [182] En ce qui a trait aux modèles utilisés par le Distributeur pour la prévision des ventes, la Régie souhaite qu'il poursuive ses démarches afin d'améliorer leur performance, plus spécialement ceux utilisés pour la prévision des ventes des secteurs résidentiel et agricole, Industriel PME et des Grandes entreprises.

[...]

[184] [...] Elle l'encourage à poursuivre le raffinement de ses modèles économétriques de prévision des ventes et à présenter toutes nouvelles améliorations qui y seraient apportées. »¹¹⁰ (nos soulignés).

Un an après la décision D-2017-022, nous ne trouvons pas d'exposé du Distributeur sur les améliorations qu'il a réalisé depuis ou a l'intention de le faire. Nous ne trouvons pas non plus d'explications sur les raisons de la non-réalisation des mesures suggérées par la Régie et les intervenants.

109 NYISO – Load Forecasting Manual http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/committees/bic_icapwg_lftf/meeting_materials/2003-10-17/manual_oct17.pdf

110 D-2017-022 (R-3980-2016), p. 55

Selon le régime réglementaire actuel, le Distributeur n'est aucunement pénalisé par l'imprécision de ses prévisions de la demande causant une surestimation des coûts d'approvisionnement : le compte de pass-on fait en sorte que les risques en matière d'approvisionnement sont assumés entièrement par sa clientèle.

Quant à la surestimation des coûts de transport causée par les écarts entre les besoins en puissance prévus et réels, le Distributeur n'assume aucune responsabilité non-plus : la totalité de la facture de transport de la charge locale est refilée à la clientèle du Distributeur, peu importe la précision de la prévision de la demande.

Il y a donc peu d'incitatifs pour le Distributeur de perfectionner ses méthodes de prévision de la demande.

Nous comprenons qu'il n'y aurait pas de mécanismes incitatifs reliés directement à la performance de la prévision de la demande effectuée par le Distributeur. Si notre compréhension s'avère, le seul moyen pour le faire résiderait en des exigences formelles de la Régie et leur suivi régulier.

Recommandation

Considérant l'importance des améliorations de la prévision de la demande pour la clientèle du Distributeur, nous recommandons respectueusement à la Régie :

- de demander au Distributeur de lui proposer d'autres indicateurs, outre les coefficients de corrélation R au carré, pour suivre la performance de ses prévisions de la demande en énergie et en puissance ;
- d'exiger qu'il lui soumette le plus tôt possible un *plan d'action* prévoyant les améliorations de sa prévision de la demande ainsi que des rapports de suivi pour sa considération avant le prochain dossier tarifaire.

5. Suivi de la performance des prévisions des besoins en énergie et en puissance

Dans le présent dossier, le Distributeur soumet qu'il a présenté au dossier R-3986-2016 (Plan d'approvisionnement 2017-2026) des statistiques permettant de suivre l'évolution

de la performance des modèles telles que demandées par la Régie dans sa décision D-2014-205 (dossier R-3964-2013 – Plan d'approvisionnement 2014-2023)¹¹¹.

Le Distributeur précise que les statistiques comprennent les écarts moyens et les erreurs-types compilées pour les écarts disponibles, les coefficients de détermination des modèles utilisés et la significativité des variables.

Il soutient que le suivi de ces statistiques à tous les trois ans permet de déceler les tendances dans les écarts de prévision. En outre, le Distributeur rappelle qu'il présente annuellement dans son rapport annuel les écarts entre la décision et les résultats réels.¹¹²

Par la suite, le Distributeur fait un rappel du paragraphe 435 de la décision D-2015-018 (dossier tarifaire R-3905-2014) et argumente que le suivi demandé par cette dernière décision est devenu *caduc* :

« Par ailleurs, dans sa décision D-2015-018, la Régie demandait au Distributeur de faire un suivi précis des résultats des modèles et de les présenter lors des dossiers tarifaires. Ces résultats ont été déposés aux dossiers R-3933-2015, R-3980-2016 et dans la présente section.

Or, le Distributeur soumet que depuis la publication du suivi demandé par la décision D-2014-205, celui demandé par la décision D-2015-018 est devenu caduc, puisque l'objet de ces deux suivis est le même. »¹¹³ (nos soulignés)

Compte tenu de ce qui précède, le Distributeur formule à la Régie la demande suivante :

« En conséquence, le Distributeur demande respectueusement à la Régie d'être soustrait à son obligation de produire, pour les dossiers tarifaires futurs, le suivi demandé dans la décision D-2015-018. Pour plus de précision, le Distributeur propose de ne plus déposer les figures 2 et 3 de la présente section, ainsi que l'analyse qui les accompagne. »¹¹⁴ (nos soulignés)

Pour apprécier cette demande du Distributeur, il serait utile de rappeler le contexte des décisions D-2014-205 (dossier R-3964-2013 – Plan d'approvisionnement 2014-2023) et D-2015-018 (dossier tarifaire R-3905-2014).

111 HQD, B-0015, HQD-4, doc. 2, page 16, lignes 5 à 7.

112 HQD, B-0015, HQD-4, doc. 2, pages 16 à 17.

113 HQD, B-0015, HQD-4, doc. 2, page 17, lignes 3 à 9.

114 HQD, B-0015, HQD-4, doc. 2, page 17, lignes 10 à 13.

Le suivi demandé par la Régie dans sa décision D-2014-205 vise la performance d'une nouvelle méthodologie de prévision des besoins en énergie et en puissance proposée par le Distributeur pour un horizon de 10 ans (Plan d'approvisionnement).

La Régie formule son opinion comme suit :

« Opinion de la Régie - suivi de la nouvelle méthodologie
[36] EBM et SÉ-AQLPA proposent que la nouvelle méthodologie présentée par le Distributeur fasse l'objet d'un suivi afin d'en évaluer l'impact et la performance.

[37] Le Distributeur propose de fournir un suivi des écarts prévisionnels pour les horizons d'un et deux ans dans le cadre des prochains états d'avancement.

[38] La Régie demande au Distributeur de fournir, pour chacun des secteurs, tel que proposé lors de sa présentation sur la méthodologie de la prévision des ventes, les statistiques permettant de suivre l'évolution de la performance des modèles utilisés pour la prévision de la demande en énergie et en puissance. » (D-2014-205)¹¹⁵ (nos soulignés)

Il est donc clair que le suivi demandé dans la décision D-2014-205 vise à la fois la performance des modèles utilisés pour la prévision de la demande en énergie que pour la demande en puissance.

Ce suivi a été exigé par la Régie suite à son examen du Plan d'approvisionnement 2014-2023 qui a un horizon de 10 ans. Le Distributeur y présente sa prévision des besoins en énergie et en puissance pour chacune des années de la période 2014-2023.

Il faut aussi se rappeler qu'à l'époque, la Régie avait *certaines réserves* sur la performance de la nouvelle méthodologie présentée par Hydro-Québec pour la prévision des *besoins en puissance* :

« Il est par ailleurs trop tôt pour se prononcer sur la performance prévisionnelle de la nouvelle méthodologie du Distributeur sur les besoins en puissance » (D-2014-205, R-3864-2013, page 11)

Pour sa part, la décision D-2015-018 concerne les prévisions de la demande soumises dans les *dossiers tarifaires* qui ont un horizon moins long que le Plan d'approvisionnement, et qui évidemment ont des incidences directes sur les tarifs.

115 Régie de l'énergie, D-2014-205, (dossier R-3864-2013), p. 11.

La décision D-2015-018 se lit comme suit :

« [434] Considérant que les nouveaux modèles économétriques utilisés par le Distributeur sont satisfaisants, la Régie accepte la prévision des ventes en puissance à la pointe pour 2015.

[435] Compte tenu de la nouveauté des modèles utilisés par le Distributeur et l'importance de ces prévisions sur le coût des approvisionnements, la Régie lui demande de faire un suivi précis des résultats et de les présenter lors des prochains dossiers tarifaires. » (D-2015-018, R-3905-2014, 6 mars 2015, p. 108) (nos soulignés)

On note que la décision D-2015-018 n'a accepté la prévision des ventes en puissance que pour la seule année 2015 aux fins de l'établissement des tarifs 2015-2016. La Régie ne s'est pas prononcée sur la justesse des prévisions des besoins en puissance du Distributeur pour les années ultérieures à 2015.

De plus, la décision D-2015-018 vise les dossiers tarifaires et non le Plan d'approvisionnement.

Selon nous, un dossier tarifaire ayant un horizon d'un an (une année témoin projetée) exige un suivi précis, puisque la précision des prévisions de la demande en puissance affecte directement les factures d'électricité des consommateurs.

On n'attacherait pas le même degré d'importance à la précision des besoins à court terme ayant des incidences financières dans l'immédiat sur les consommateurs et entreprises que celle reliée aux besoins qui pourraient se produire ou non dans dix ans et qui n'ont pas d'incidence financière immédiate.

Donc, selon notre compréhension, les suivis demandés pour le Plan d'approvisionnement et pour les dossiers tarifaires (annuels) sont de même nature, mais ils ont des buts différents (disponibilité et adéquation des ressources versus justesse des tarifs avec effet immédiat).

Nous désirons également souligner que bien que la précision des besoins en puissance soit très importante et que la Régie ait demandé au Distributeur de faire un suivi de la performance de ses prévisions des besoins en *puissance*, le Distributeur n'a pas discuté de cet aspect dans le présent dossier.

En effet, le suivi présenté par le Distributeur dans le présent dossier, aux pages 18 à 19 de la pièce B-0015, HQD-4, document 2, ne concerne que les écarts entre les besoins prévus et réels en énergie, et non en puissance. (Pour obtenir un ordre de grandeur de la précision de la prévision des besoins en puissance, il faut consulter la preuve du Distributeur déposée dans les plans d'approvisionnement et il faut savoir où chercher).

Hydro-Québec TransÉnergie facture le Distributeur en fonction de ses besoins en puissance à la pointe (en mégawatts) indépendamment du volume d'énergie transitée sur le réseau.

La facture de transport de la charge locale représente plus de deux milliards de dollars par an.

Si la Régie accepte la demande du Distributeur de ne plus faire le suivi de la prévision des besoins en puissance *dans les dossiers tarifaires*, comment peut-elle s'assurer que cette facture particulièrement élevée est basée sur des prévisions bien évaluées ?

Dans les dossiers tarifaires du Distributeur, la précision de la prévision des besoins en puissance est importante pour apprécier la justesse des budgets prévus pour les importations de puissance.

Si la Régie accepte la demande du Distributeur, comment peut-elle apprécier les budgets prévus pour les achats de puissance ?

Comment un intervenant peut-il se convaincre que les coûts demandés par le Distributeur pour les importations d'électricité et d'autres moyens de satisfaire les besoins en puissance sont appropriés sans savoir si les besoins prévus sont raisonnables ou non ?

Le fait que le Distributeur a présenté certaines statistiques relatives à ses prévisions de la demande dans ses *rapports annuels* ne serait pas une raison suffisante, selon nous, pour justifier sa demande de se soustraire aux exigences stipulées au paragraphe 435 de la décision D-2015-018.

Rappelons que cette décision écrit clairement : « faire un suivi précis des résultats et de les présenter lors des prochains dossiers tarifaires. »

Selon nous, un dossier tarifaire devrait être le plus complet possible facilitant la décision de la Régie et la participation des intervenants.

Pour ce, il faut éviter que pour un seul sujet donné, on doit chercher les informations dans de nombreux dossiers et rapports.

À la longue, ceci risquerait de nuire à l'efficacité du processus réglementaire.

Recommandations

Considérant l'importance des prévisions de la demande sur les coûts d'approvisionnement et de transport et donc sur l'établissement des tarifs, nous recommandons respectueusement à la Régie :

- De refuser la demande du Distributeur de se soustraire au suivi de la performance de la prévision de ses besoins en énergie et en puissance dans les dossiers tarifaires ;
- De rappeler au Distributeur son obligation de faire un suivi *précis* des résultats de ses prévisions aussi bien en énergie qu'en puissance dans les dossiers tarifaires;
- De préciser que pour le suivi à être soumis dans chaque dossier tarifaire, outre les statistiques relatives à la précision des prévisions en énergie et en puissance et les explications des écarts entre les besoins prévus et réels, le Distributeur devrait analyser les *impacts de ces écarts sur les coûts que supportent sa clientèle* et préciser les *moyens qu'il entreprendra pour augmenter la performance de ses prévisions*.

SECTION 5

COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ

La précision des coûts évités sur le réseau intégré proposés par le Distributeur dans le présent dossier est très importante pour sa clientèle, car elle affecte à court ou à long terme leurs tarifs.

Comme on l'a vu dans les sections précédentes, le Distributeur utilise les coûts évités pour élaborer ses stratégies tarifaires et pour déterminer les prix de l'électricité additionnelle offerte aux diverses entreprises.

Les coûts évités sont aussi un élément déterminant dans l'élaboration des programmes d'efficacité énergétique.

Selon nous, l'utilisation des coûts évités surestimés auraient pour effet de demander à la clientèle du Distributeur de payer pour des programmes d'efficacité énergétique plus coûteux que l'alternative d'achat d'énergie.

1. Signal de coût évité de l'énergie

Dans le présent dossier, le Distributeur décrit comme suit les coûts évités pour différentes périodes et saisons qu'il propose :

« Le bilan offre - demande en énergie du Distributeur présente encore d'importants surplus jusqu'en 2027. Ainsi, sur cet horizon, aucun approvisionnement de long terme n'est requis. Les besoins en hiver seront comblés par des achats sur les marchés de court terme.

Le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût de ces achats. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

• 2018 à 2027 inclusivement :

o le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation ;

o le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation.

• À compter de 2028 :

o le signal de prix est de 8,6 ¢/kWh (\$ 2017) indexé à l'inflation, soit le prix moyen 12 de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie

éolienne 13 A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage. »¹¹⁶
(nos soulignés)

Période 2018 à 2027 inclusivement

En réponse à la question 1.3 de la DDR no 3 de la Régie, le Distributeur explique que le coût évité pour la période hivernale de 5,2 ¢/kWh représente une *annuité* en dollars actualisés de 2017 sur la période 2018-2027, ce qui est différent du coût des achats de court terme de 6,7 ¢/kWh anticipé uniquement pour 2018.¹¹⁷

En réponse à la question 5.1 (bis) du RNCREQ, le Distributeur précise que le signal de coût évité en énergie est une annuité calculée à partir de la moyenne des prix à terme sur le marché de New York pour les mois d'hiver, auxquels s'ajoutent des frais de sortie du marché de New York, des frais de courtage et des frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.¹¹⁸

En raison de la *baisse des prix à terme sur le marché de New York*, le coût évité de 5,2 ¢/kWh pour la période hivernale proposé par le Distributeur cette année est plus faible que celui de 6,3 ¢/kWh autorisé par la Régie l'an dernier¹¹⁹.

Tel qu'indiqué dans sa description des coûts évités de l'énergie reproduite ci-haut, le Distributeur fonde son évaluation sur la présence d'importants surplus en énergie jusqu'en 2027.

Le bilan en énergie de 2018 à 2027 présenté par le Distributeur dans le dossier R-3986-2016 (Plan d'approvisionnement 2017-2026) appuie cette affirmation du Distributeur.¹²⁰

116 HQD, pièce B-0019, HQD-4, doc. 4, p. 5.

117 « 4.2 Veuillez concilier la valeur du coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) de 5,2 ¢/kWh en référence (i) à celle le prix des achats d'énergie de court terme de 6,7 ¢/kWh du tableau A-1 de la pièce B-0022 en référence (iii).

Réponse :

Le coût évité (référence i) de 5,2 ¢/kWh est une annuité en dollars actualisés de 2017 basée sur une période de 10 ans (2018 à 2027). En revanche, le coût des achats d'énergie de court terme, qui figure au tableau A-1 (référence iii), reflète uniquement le prix des achats d'électricité que le Distributeur anticipe faire pour l'année 2018.

Voir également la réponse à la question 5.1 (bis) du RNCREQ à la pièce HQD-15, document 10. » HQD-15, doc. 1.3, p. 8

118 HQD-15, doc. 10, p. 9.

119 HQD-15, doc. 1.3, p. 8 (Réponse du Distributeur à la question 4.1 de la Régie).

120 « Les plus récents bilans en énergie et en puissance peuvent être consultés au dossier R-3986-2016, à la pièce HQD-1, document 1 (B-0006), respectivement aux pages 17 et 19. » HQD-15, doc. 3, p. 22.

Le 31 octobre 2017, le Distributeur a soumis une mise à jour de son bilan en énergie dans le cadre de *L’État d’avancement du Plan d’approvisionnement 2017-2026*. Nous reproduisons ce bilan au tableau suivant.

Selon ce bilan mis-à-jour, le Distributeur aurait à sa disposition 7,0 TWh d’énergie patrimoniale en surplus à l’horizon de 2026.

Le bilan ne couvre pas l’année 2027. Cependant, compte tenu que les besoins augmenteraient de seulement environ 1 TWh/an à l’horizon de 2026 et que le surplus en 2026 serait de 7 TWh, il serait tout-à-fait plausible que le Distributeur se trouverait en surplus en 2027.

Tableau 1

Source : HQD, État d’avancement 2017 du Plan d’approvisionnement 2017-2026 (31 octobre 2017)

TABLEAU 6 :
BILAN EN ÉNERGIE

En TWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	182,1	183,8	185,9	185,5	187,3	188,5	190,3	190,6	191,6
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnements postpatrimoniaux	16,7	17,0	17,5	17,8	18,1	18,5	19,0	19,3	19,7
▪ Base et cyclable - HQP	3,1	3,1	3,1	3,2	3,4	3,7	4,2	4,4	4,5
▪ Énergie rappelée - HQP	-	-	-	-	0,1	0,4	0,8	0,9	0,9
▪ Appel d’offres de long terme - HQP	-	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
▪ Éolien	11,2	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,3
▪ Biomasse et petite hydraulique	2,3	2,5	2,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Achats d’énergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,6
Surplus	(13,4)	(12,1)	(10,4)	(11,1)	(9,7)	(8,9)	(7,6)	(7,6)	(7,0)

Par conséquent, il serait raisonnable pour le Distributeur d’établir les coûts évités de l’énergie sur la base de la présence des surplus d’électricité patrimoniale jusqu’en 2027 inclusivement.

Coût évité de l’énergie à compter de 2028

Le Distributeur soutient qu’à compter de 2028, le coût évité de l’énergie bonderait à 8,6 ¢/kWh, soit le prix moyen du quatrième appel d’offres d’énergie éolienne (voir l’extrait reproduit au tout début de cette section ou la pièce HQD-4, doc. 4, p. 5, ligne 11).

Cette thèse du Distributeur implique qu'il n'y aurait plus d'électricité patrimoniale en surplus à partir de 2028 et qu'il serait obligé de faire appel aux nouveaux approvisionnements plus coûteux que l'électricité patrimoniale, par exemple, l'énergie éolienne.

Il n'y a rien dans le présent dossier qui appuie cette thèse du Distributeur.

Questionné sur ce sujet par l'AHQ-ARQ, le Distributeur a jugé que le sujet dépasse le cadre du présent dossier :

« Demandes :

7.1 Veuillez fournir la documentation de support qui démontre que le bilan offre-demande en énergie du Distributeur ne présente pas de surplus à compter de 2028.

Réponse :

Cette demande dépasse le cadre du présent dossier.

Le dernier bilan en énergie du Distributeur est celui déposé au *Plan d'approvisionnement 2017-2026* (pièce HQD-1, document 1 (B-0006) du dossier R-3986-2016). Une mise à jour de ce bilan sera déposée dans le cadre de l'État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, d'ici le 1er novembre 2017. »¹²¹

Nous soumettons respectueusement qu'il serait relativement facile pour le Distributeur de prévoir à partir de quelle année il n'aurait plus de surplus en électricité patrimoniale : les surplus seraient de 7 TWh en 2026 selon le bilan en énergie mis-à-jour, la croissance des besoins serait de l'ordre de 1 TWh par année à partir de 2026.

Tout ce qui manquerait au Distributeur pour faire une bonne prévision de l'évolution de ses surplus serait les dates de fin des contrats d'approvisionnement post-patrimoniaux et leurs contributions en énergie. Or, celles-ci ne sont pas des informations confidentielles (nous comprenons que seuls les prix de certains contrats sont confidentiels).

Il serait évident que les coûts des programmes d'efficacité énergétique basés sur les approvisionnements éoliens (8,6 ¢ le kWh) seront supérieurs à ceux basés sur l'électricité patrimoniale (2,9 ¢ le kWh).

121 HQD-15, doc. 4, p. 11.

Recommandation

Considérant la nécessité d'évaluer les coûts évités de façon la plus précise possible pour minimiser les coûts à assumer par la clientèle du Distributeur, nous recommandons respectueusement que la Régie exige qu'il lui soumette une évaluation de ses surplus en *électricité patrimoniale* de 2026 jusqu'à sa fin et de réviser, le cas échéant, son évaluation des coûts évités de l'énergie à compter de 2026 présentée à la pièce B-0019, HQD-4, document 4.

Nous recommandons également que la Régie demande au Distributeur de lui soumettre en même temps les données et explications pour lui permettre d'apprécier son évaluation.

2. Signal de coût évité de la puissance

2.1 Coûts évités de la puissance proposés par le Distributeur

Selon le Distributeur, les coûts évités en puissance servent à réaliser les tests de rentabilité économique, notamment pour les programmes de gestion de la demande en puissance, et également à établir les stratégies tarifaires afin de donner un bon signal de prix.¹²²

Le Distributeur décrit sa proposition de coût évité de la puissance comme suit :

« Le bilan offre - demande du Distributeur prévoit des besoins en puissance de long terme à compter de l'hiver 2023-2024, et ce, considérant une contribution des marchés de court terme de 1 100 MW, comme mentionné dans le Plan d'approvisionnement 2017-2026.

Pour les hivers précédant cette date, le signal de coût évité correspond au coût moyen d'approvisionnement sur les marchés de court terme. À partir de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité reflète le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.

- Pour les hivers 2017-2018 à 2022-2023, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver 22 (\$ 2017, indexé à l'inflation) ;

- À compter de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité est de 110 \$/kW-an (\$ 2017, indexé à l'inflation). «¹²³

122 Réponse du Distributeur à la question 15.7 de l'ACEF de Québec, HQD-15, doc. 3, p. 26.

123 HQD, pièce B-0019, HQD-4, doc. 4, p. 5.

On constate qu'à partir de l'hiver 2023-2024, le coût évité serait de 110 \$ le kilowatt, soit 5 fois plus élevé que celui de 20 \$ le kilowatt pour les années précédentes.

Cette augmentation draconienne du coût évité de la puissance serait due à la thèse du Distributeur voulant que :

- Il ne peut compter que sur une contribution de 1 100 MW sur les marchés de court terme malgré le fait que la capacité des interconnexions avec les réseaux voisins est beaucoup plus élevée ;
- Lorsque ses besoins en puissance additionnels à approvisionner dépassent la limite de 1 100 MW qu'il se fixe, il doit faire appel aux contrats de long terme sur la base de la moyenne des prix obtenus suite à son appel d'offres tenu en 2015.

2.2 Possibilité d'accroître les achats à faible prix sur les marchés de court terme

Pour apprécier la justesse de la proposition du Distributeur de se limiter ses achats sur les marchés de court terme à 1 100 MW d'ici 2024, nous reproduisons ci-dessous certains constats de l'analyste Paul Paquin tirés de son rapport déposé dans le cadre du dossier R-3986-2016, pour le compte de l'ACEF de Québec :

« Lors du dernier dossier relatif au plan des approvisionnements (R3864-2013), le Distributeur évaluait à 1500 MW la contribution en puissance des marchés ; [...]

Dans sa décision D-2014-205 relative à ce dossier (R-3864-2013), la Régie a retenu la valeur de 1 500 MW pour la contribution des marchés de court terme en puissance tout en incitant le Distributeur à poursuivre ses travaux en vue d'augmenter cette valeur ; [...]

L'ACEF de Québec constate donc qu'au lieu d'augmenter la contribution des marchés de court terme, les actions du Distributeur ont eu pour effet de diminuer cette contribution. [...]

Celle-ci correspond uniquement à la capacité des interconnexions avec le marché de New York, même si le Distributeur mentionne que des approvisionnements peuvent provenir du Québec. »¹²⁴ (nos soulignés)

En se basant sur les données fournies par le Distributeur et en intégrant la capacité d'importation dans la zone de contrôle du Québec, l'analyste a présenté un tableau montrant que la capacité totale d'importation est de **5 867 MW** (voir le tableau ci-dessous). Cette capacité totale inclut les 1 100 MW des marchés de New York.

124 Dossier R-3986-2016 – Plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur – Preuve de l'ACEF de Québec, pièce C-ACEFQ-0011.

Tableau 2

Source : Rapport de l'analyste Paul Paquin – Dossier R-3986-2016 – pièce C-ACEFQ-0011

Capacité d'importation effective à la pointe du réseau induant la zone de contrôle du Québec	
	MW
Énergie La Lièvre - (MATI +MAFA)	263
Énergie La Lièvre - (MAHO)	0
Labrador - (LAB)	265
Nouveau-Brunswick - (NB) *	785
Nouvelle-Angleterre - Highgate (HIGH)	0
Nouvelle-Angleterre - Radisson-Sandy-Pond (NE)	0
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100
New York - Châteauguay (MASS)	1 000
Ontario - Beauharnois (LAW) **	280
Ontario - Chat Falls (Q4C)	0
Ontario - Kipawa (OTTO)	0
Ontario - Outaouais (ON) **	1 250
Marge de manoeuvre de HQP ***	689
Contrats d'achat avec Rio Tinto Alcan	1 235
TOTAL	5867
* Évaluation valide à court terme	
** Sous réserve des règles de priorité de l'IESO.	
*** B-029, Page 31	

Dans le cadre de l'État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2017-2026, le Distributeur rapporte récemment qu'il travaille en collaboration avec l'IESO et le Producteur pour permettre aux producteurs de l'Ontario de participer à ses futurs appels d'offres de court terme en puissance :

« Depuis l'hiver 2016-2017, l'IESO a modifié ses règles de marché afin de reconnaître les exportations de puissance à l'extérieur de l'Ontario. Le Distributeur est en discussion avec l'IESO et le Transporteur pour permettre aux

producteurs de l'Ontario de participer à ses futurs appels d'offres de court terme en puissance. L'évaluation de la contribution en puissance pourra éventuellement être revue à la lumière des quantités qui seront offertes en provenance d'Ontario lors des appels d'offres à venir. Pour le moment, le Distributeur maintient toutefois le potentiel de la contribution des marchés de court terme à 1 100 MW. »¹²⁵ (nos soulignés)

Donc, le travail en cours du Distributeur, en collaboration avec l'ISO et le Transporteur, pourrait résulter en une capacité d'importation plus élevée.

De plus, l'augmentation des échanges d'énergie et de puissance entre l'Ontario et le Québec dans les prochaines années serait possible sinon probable, considérant le fait que la pointe du réseau du Québec se produit en hiver, alors que celle de l'Ontario se présente en été.

Compte tenu de ce qui précède, nous avons des *réserves* quant à la justesse de la position du Distributeur de limiter ses achats de puissance sur les marchés de court terme à 1 100 MW d'ici 2026.

Une révision à la hausse de la quantité d'achat de puissance sur les marchés de court terme aurait pour effet de repousser les achats de long terme au prix plus élevé.

Dans le présent dossier, le Distributeur estime qu'il devrait contracter des achats de puissance de long terme à partir de 2023-2024.

Nous reproduisons ci-dessous le bilan en puissance mis à jour par le Distributeur en octobre 2017 dans le cadre de l'État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026.

Ce bilan montre que la puissance additionnelle requise avant la prise en compte des achats sur les marchés de court terme serait de 1 250 MW en 2023-2024. Elle augmenterait d'environ 300 à 350 MW par année par après.

Pour les quelques centaines de mégawatts qui dépasseraient la limite de 1 100 MW que le Distributeur se fixe lui-même, il serait surprenant qu'il projette d'approvisionner par des contrats de long terme plus coûteux à long terme alors que la capacité des marchés est de 5 867 MW.

Il importe de souligner que les besoins d'approvisionnement en puissance du Distributeur seraient diminués s'il réussissait à implanter la tarification dynamique.

125 HQD, État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, p. 15

Tableau 3

Source : HQD, État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, p. 12

**TABLEAU 7 :
BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe	37 853	38 041	38 408	38 739	39 159	39 525	39 842	40 146	40 460
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 687	3 777	4 018	4 044	4 091	4 133	4 170	4 205	4 241
Besoins à la pointe - incluant la réserve	41 540	41 818	42 426	42 783	43 250	43 658	44 011	44 350	44 700
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 098	4 376	4 984	5 341	5 808	6 216	6 569	6 908	7 258
HQP	600	1 100	1 100	1 100	1 200	1 350	1 500	1 500	1 500
▪ Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600	600
▪ Puissance rappelée	0	0	0	0	100	250	400	400	400
▪ Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	0	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 846	1 924	1 977	1 977	1 977	1 969	1 969	1 969
▪ Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
▪ Biomasse et petite hydraulique	360	370	440	493	493	493	485	485	485
Gestion de la demande en puissance	1 170	1 440	1 500	1 520	1 540	1 560	1 580	1 600	1 620
▪ Électricité interruptible	900	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance	270	440	500	520	540	560	580	600	620
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Transactions de court terme réalisées	50	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance additionnelle requise	200	0	200	500	850	1 100	1 250	1 600	1 900

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Par ailleurs, notons que le Distributeur procédera à une ré-évaluation de certaines composantes de ses besoins de puissance d'ici 2019.¹²⁶

126 « Les besoins en puissance sont plus élevés que ceux présentés dans le Plan, essentiellement en raison des efforts de développement de marchés, et ce, dès l'hiver 2020-2021. Toutefois, une partie de ces nouveaux besoins devraient être compensés par l'adhésion des clients des centres de données et du programme Conversion à l'électricité à des programmes en gestion de la demande en puissance. [...]

Le lancement d'un appel d'offres de long terme ne devrait pas être requis d'ici le dépôt du prochain plan d'approvisionnement, en 2019. D'ici là, le Distributeur sera en mesure de confirmer la contribution des programmes de gestion de la demande en puissance découlant des efforts de développement de marchés. » HQD, État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, p. 12.

Conclusion

Compte tenu de la possibilité d'accroître des achats de puissance à faible prix sur les marchés de court terme et de l'implantation potentielle de la tarification dynamique, nous avons des réserves quant à la thèse du Distributeur à l'effet qu'il aurait à recourir aux contrats d'achat de puissance de long terme à partir de 2023-2024.

2.3 Estimation des prix des futurs contrats d'achat de puissance de long terme

Comme on l'a vu précédemment, le Distributeur retient le prix moyen des contrats de long terme suite à un appel d'offres en 2015 comme une valeur estimée des prix de ses futurs contrats qui auraient lieu en 2023-2024 ou après.

Rappelons qu'en 2015, un seul fournisseur a décroché la totalité des 3 contrats accordés par le Distributeur et que *pour le même produit*, ce fournisseur a proposé un prix dans une proposition qui représente le double de celui qu'il offrait dans une autre proposition (voir le tableau ci-dessous).

Tableau 4

Source : HQD, dossier R-3939-2015, pièce B-0006, p. 14 (Merrimack Energy Group Inc. – Benchmark Assessment of the Cost of Peaking Generating Capacity – August, 2015)

Exhibit 4: Evaluation of Contract Pricing

Project Name	Contract Capacity (MW)	Real Levelized Capacity Price (Cn \$/kW-year)	Annual Escalation
HQP System - 1	100	\$60.00	2.0%
HQP System - 2	200	\$105.00	2.0%
HQP System - 3	200	\$126.60	2.0%

Cette situation très particulière résultait d'un marché peu compétitif en 2015 tel que noté par le consultant engagé par le Distributeur pour évaluer le processus de ses appels d'offres :

“The solicitation process received a modest response from the market. [...] As noted above, the process **did not result in a very competitive response from the market**, particularly for new power projects.”¹²⁷ (nos soulignés)

Nous notons au tableau précédent que le Distributeur a obtenu le prix le plus bas pour des offres de 100 MW ou moins, soit seulement 60 \$ le kilowatt.

Ceci s'expliquerait probablement par la participation de 3 petits producteurs, à part d'Hydro-Québec Production. En effet, en 2015, Boralex (Cogen Kingsey Falls) a soumissionné pour 25 MW, Boralex (Kingsey Falls) pour 30 MW, et Brookfield Marketing (Energie La Lievre S.E.C.) pour 50 MW.¹²⁸

Donc, des appels d'offres pour de petites quantités de puissance favoriserait l'obtention de bas prix.

D'autre part, le consultant Merrimack croit que le processus d'appels d'offres pourrait s'améliorer dans l'avenir en donnant aux soumissionnaires plus de temps pour préparer leurs propositions :

“It is not clear why the response was so limited for new projects. However, Merrimack believes that future Call for Tenders processes for Firm Capacity and Associated Energy allow more time for bidders to prepare a proposal, particularly if it is expected that new generation will be required to meet these requirements.”¹²⁹

Il serait donc raisonnable de prendre comme hypothèse de travail que, 10 ans après l'expérience de 2015, le Distributeur réussirait à s'organiser pour susciter davantage de concurrence dans ses appels d'offres afin de minimiser ses coûts d'approvisionnement.

Nous croyons qu'à l'horizon de 2024, un marché plus concurrentiel que celui de 2015 permettrait au Distributeur d'obtenir de meilleur prix qu'en 2015.

127 « Appui externe relatif à l'appel d'offres A/O 2015-01 pour les achats d'électricité - Rapport du consultant

Merrimack Energy Group Inc. » HQD, dossier R-3939-2015, pièce B-0007, p. 19.

128 Ibid., p. 5 et p. 19.

129 Ibid., p. 19.

Recommandations

Compte tenu de ce qui précède, nous recommandons respectueusement à la Régie de ne pas retenir la valeur de 1 100 MW comme limite maximale des achats de puissance sur les marchés de court terme *aux fins de l'établissement des coûts évités*.

Nous recommandons également que la Régie ne retienne pas le prix de 110 \$ le kilowatt pour les contrats d'approvisionnement de puissance de long terme *projetés* par le Distributeur pour les années 2024-2027.

Nous prions la Régie de prendre en considération, dans sa détermination des coûts évités aux fins du présent dossier, les éléments suivants :

- La capacité d'importation de la puissance à faible prix augmenterait dans les prochaines années ;
- La tarification dynamique et l'implantation d'autres moyens de gestion de la demande en puissance diminueraient les besoins en puissance estimés par le Distributeur dans le présent dossier ;
- À l'horizon de 2024, un marché plus concurrentiel que celui de 2015 permettrait au Distributeur d'obtenir de meilleur prix qu'en 2015.

SECTION 6

MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

1. Financement des activités d'accompagnement budgétaire effectuées par les associations de consommateurs

Dans sa preuve, le Distributeur indique ce qui suit :

« Dans le cadre du dossier R-3980-20162, le Distributeur s'est engagé à amorcer en 2017, sous forme d'un projet pilote, le financement des activités d'accompagnement budgétaire effectuées par les associations de consommateurs. À la suite des travaux du comité de financement lié à la Table, le Distributeur informe la Régie que l'enveloppe de 300 000 \$ a été distribuée en parts égales aux différentes associations, qu'elles soient affiliées ou non aux regroupements.

Les travaux du comité amène le Distributeur à proposer un montant de 600 000 \$ pour l'année témoin 2018. Ce montant additionnel serait indexé pour les années suivantes. Le Distributeur attend une proposition relative à la répartition du montant de la part des participants du comité représentant les associations de consommateurs. »¹³⁰ (nos souligné)

Nous accueillons favorablement la proposition du Distributeur d'augmenter en 2018 l'enveloppe destinée à financer des activités d'accompagnement budgétaire effectuées par les associations de consommateurs.

Dans le cadre des demandes de renseignements, nous nous sommes renseignés auprès du Distributeur pour savoir si sa proposition respecte les orientations et règles de la Régie en la matière.

La réponse du Distributeur est positive comme on peut le voir dans l'extrait ci-dessous :

42.1 Veuillez indiquer si le montant de 600 000 \$ pour l'année témoin 2018 et l'indexation pour les années suivantes devraient être approuvés par la Régie ou non. Veuillez expliquer.

Réponse [du Distributeur] :

Considérant que la compensation financière découle de la décision D-2017-022 au paragraphe 805 et que ce montant est inclus au budget de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu, la compensation financière des associations de consommateurs, de même que son indexation, est approuvée par la Régie.

130 HQD, pièce B-0051, HQD-14, doc. 1, p. 4.

Le Distributeur a aussi fourni des renseignements supplémentaires concernant la répartition des budgets de financement mentionnés précédemment, en réponse aux questions 1.1 et 1.2 de l'ACEF de l'Outaouais :

« Demandes [de l'ACEF de l'Outaouais] :

1.1 Concernant la répartition des budgets mentionnés à la référence i), veuillez indiquer de qui relève la détermination des critères de répartition.

Réponse [du Distributeur] :

Le comité de financement lié aux groupes de discussion avec les associations de consommateurs, soit la Table de travail sur le recouvrement et le Groupe de travail MFR, a vu le jour en 2016. Le Distributeur rappelle que ce comité est formé de représentants des associations de consommateurs regroupées, d'une association indépendante ainsi que de ceux du Distributeur.

En 2017, il a été convenu de répartir la compensation financière de 300 000 \$ en parts égales. Pour 2018, le Distributeur est en attente d'une proposition de répartition des associations de consommateurs. Si aucune proposition ne fait consensus, le montant de 600 000 \$ sera réparti en parts égales.

1.2 Veuillez préciser si la répartition des budgets mentionnés en référence i) tient (tiendra) compte notamment de la répartition géographique des ménages en difficulté de paiement et de l'importance des niveaux d'endettement.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1. »¹³¹ (nos soulignés)

Considérant que la question de répartition du budget de financement 2018 est en cours de discussion entre les associations de consommateurs et le Distributeur, nous ne prenons pas de position sur ce sujet dans le cadre du présent dossier.

2. Centre d'accompagnement interne à Hydro-Québec pour les ménages à faible revenu (MFR)

Dans sa décision D-2017-022 [paragraphe 801], la Régie a demandé au Distributeur de mettre en place, à l'interne, un centre d'accompagnement pour les MFR pour coordonner ses interventions auprès de cette clientèle.¹³²

À cette fin, le Distributeur a élaboré un modèle initial du Centre d'accompagnement. Par la suite, il l'a présenté aux représentants des regroupements d'associations de consom-

¹³¹ HQD-15, doc. 2, p. 3.

¹³² HQD-14, doc. 1, p. 8, lignes 1 à 3.

mateurs qui lui ont demandé de modifier son modèle de centre d'accompagnement initial pour éviter que les associations reçoivent des références du Distributeur :

« À la suite de cette proposition, les regroupements d'associations de consommateurs, qui sont l'Union des consommateurs et la Coalition des associations de consommateurs du Québec, lesquels représentent plus de 80 % des associations de consommateurs du Québec, ont demandé au Distributeur de modifier le modèle de centre d'accompagnement initial. Ces derniers ne souhaitent pas recevoir de références du Distributeur, mais plutôt bénéficier d'un accès facilité afin de diriger les clients en difficultés de paiement vers le centre d'accompagnement. »¹³³ (nos soulignés)

Le Distributeur est d'avis que cette demande peut être accommodée sans trop affecter les objectifs visés.¹³⁴

Le Distributeur prévoit ajouter 5 ETC (représentants recouvrement) en 2018 pour déterminer l'admissibilité des clients aux programmes d'efficacité énergétique du TEQ et effectuer les transferts assistés. Il précise cependant que l'arrimage et l'interopérabilité de ce modèle avec le TEQ sont à développer.¹³⁵

Il importe de souligner le caractère *virtuel* du futur centre d'accompagnement et sa capacité d'offrir du service aux MFR sur tout le territoire du Québec :

« 1.5 Pour ce qui est du futur centre d'accompagnement, comment HQD prévoit-elle assurer une accessibilité aux services d'accompagnement à tous les ménages en difficulté de paiement quelle que soit leur localisation géographique ?

Réponse :

Le centre d'accompagnement étant virtuel, il est accessible à tous les clients MFR sur le territoire. L'offre d'ententes de paiement personnalisées couvre également tout le territoire.

Les représentants effectueront une offre de transferts téléphoniques assistés vers TEQ aux clients ayant une forte consommation d'électricité. Les interventions terrain en efficacité énergétique relèvent de la responsabilité de TEQ. L'appel d'offres de TEQ, notamment le programme *Éconologis*, couvre l'entièreté du territoire. »¹³⁶ (Réponse du Distributeur à la question 1.5 de l'ACEF de l'Outaouais) (nos soulignés).

133 B-0051, HQD-14, doc. 1, p. 8, lignes 14 à 20.

134 B-0051, HQD-14, doc. 1, p. 9, ligne 1.

135 B-0051, HQD-14, doc. 1, p. 9, ligne 4.

136 HQD-15. Doc. 2, p. 4 à 5.

Quant à la date de lancement du Centre d'accompagnement, le Distributeur précise ce qui suit :

« 24.4 Veuillez préciser quelle est la date de lancement envisagée par le Distributeur pour le centre d'accompagnement interne.

Réponse :

Le Distributeur envisage déployer le centre d'accompagnement en deux phases. Dès avril 2018, le centre d'accompagnement pourrait effectuer la validation de l'admissibilité des clients MFR et offrir les ententes de paiement personnalisées avec notamment l'introduction de la nouvelle entente plus généreuse, le cas échéant. À l'automne 2018, le centre d'accompagnement débiterait les transferts accompagnés des clients présentant une forte consommation vers TEQ. »¹³⁷ (Réponse du Distributeur à la question 24.4 d'Option Consommateurs). (nos soulignés)

Nous constatons que le Distributeur a satisfait à la demande de la Régie de former un centre d'accompagnement à l'interne et que le Centre pourrait débiter ses services aux MFR en 2018.

3. Entente de paiement plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu

Cette mesure fait partie de deux projets-pilote d'améliorations aux ententes de paiement proposés par le Distributeur en 2014 (dossier R-3905-2014).

Le Distributeur a présenté un résumé de l'état d'avancement du projet-pilote « *Entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu* » à la pièce B-0051, HQD-4, document 1. Il nous a fourni certains renseignements additionnels en réponse à notre demande de renseignements (pièce HQD-15, doc. 3, p. 59 à 64).

L'objectif de cette amélioration est décrit comme suit par le Distributeur :

« La première amélioration vise à offrir une entente plus généreuse aux clients à très faible revenu en introduisant une notion de taux d'effort sur le revenu, soit la proportion des revenus consacrée à payer la facture d'électricité. Cette initiative permet de rehausser la subvention à la consommation qui leur est accordée, si requis. »¹³⁸

137 HQD-15, doc. 9, p. 48.

138 B-0051, HQD-14, doc, 1, p. 5

Afin de cibler adéquatement la clientèle admissible à cette offre plus généreuse, le Distributeur a établi un seuil d'admissibilité à 50% et moins du seuil de faible revenu établi par Statistique Canada.

Ainsi, selon le Distributeur, le seuil d'admissibilité au projet pilote par taille de ménage est de :

- 12 300 \$ et moins pour un ménage d'une personne seule ;
- 15 313 \$ et moins pour un ménage de deux personnes ;
- 18 825 \$ et moins pour un ménage de trois personnes (seuil déterminé selon le revenu brut avant impôt)¹³⁹.

Le Distributeur précise qu'il utilise le revenu *brut* depuis plusieurs années pour faciliter la détermination de l'admissibilité aux ententes de paiement MFR, incluant le projet pilote de l'entente MFR plus généreuse. Le revenu du *ménage* n'est pas un critère d'admissibilité aux ententes de paiement dites grand public.¹⁴⁰

Le Distributeur utilise également le revenu brut pour le calcul du soutien financier d'une entente MFR plus généreuse dans le cadre du projet pilote.

Il note que dans la catégorie de revenus de 50 % du seuil de faible revenu et moins, les revenus net et brut moyens sont très similaires.

De plus, selon lui, utiliser le même revenu que pour l'admissibilité évite l'ajout d'une autre donnée.¹⁴¹

Selon les données du Distributeur, les revenus net et bruts moyens des MFR admissibles à l'entente plus généreuse sont respectivement de 8 687 \$ et 8 816 \$ (voir le tableau ci-dessous).

139 HQD-15, doc. 3, p. 66

140 HQD-15, doc. 3, p. 61

141 HQD-15, doc. 3, p. 61.

Tableau 1

Source : HQD, pièce HQD-15, document 3, p. 62, tableau R-44.4.

TABLEAU R-44.4 :
COMPARAISON DU REVENU AVANT ET APRÈS IMPÔT POUR LES MÉNAGES
AYANT UN REVENU DE 50 % ET MOINS DU SEUIL DE FAIBLE REVENU²

	Revenu avant impôt (Brut)	Revenu après impôt (Net)	Ratio Brut / Net
Revenu Moyen	8 687 \$	8 816 \$	99%

Les factures d'électricité annuelles moyennes des participants au projet-pilote sont de 1767 \$ et 1 823 \$ respectivement pour le groupe test et le groupe témoin (voir le tableau ci-dessous).

On note bien que la facture d'électricité constitue une dépense importante de ce groupe de clients très particulier du Distributeur, considérant leur très faible revenu.

Tableau 2

Source : HQD, pièce HQD-15, document 3, p. 63.

TABLEAU R-46.2 :
CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ (\$)
DES PARTICIPANTS DU PROJET PILOTE ENTENTE MFR PLUS GÉNÉREUSE

Factures moyennes	Groupe Test	Groupe Témoin
Factures annuelles moyennes	1 767 \$	1 823 \$
Factures mensuelles moyennes	147 \$	152 \$

Le Distributeur estime la population potentielle d'ententes de paiement plus généreuse à 11 500.¹⁴²

En réponse à notre question 47.1, le Distributeur se dit ouvert à la mise en place de l'entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu :

47.1 Veuillez indiquer la date approximative de la mise en place de l'entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu en supposant le succès du projet-pilote.

Réponse :

Les résultats au 2 octobre 2017 sont similaires à ceux présentés à la pièce HQD-14, document 1 (B-0051). En effet, le groupe test a payé 71 % des sommes attendues à ce jour, alors que le groupe témoin, avec une entente personnalisée B, en a payé 70 %.

Malgré que les résultats du projet pilote ne soient pas concluants, le Distributeur est d'avis que cette entente pourrait réduire le taux d'effort (poids du versement de l'entente de paiement sur le revenu brut) des clients s'y qualifiant et, par conséquent, est ouvert à sa mise en place. L'entente MFR plus généreuse pourrait être offerte à partir d'avril 2018.¹⁴³

Conclusion

Nous accueillons favorablement l'ouverture du Distributeur pour la mise en place de « *l'entente de paiement plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu* », malgré les résultats peu concluants du projet-pilote.

4. Effacement graduel de la dette

« *L'effacement graduel de la dette* » constitue une initiative du Distributeur proposée en 2014 (dossier R-3905-2014) pour améliorer les ententes de paiement.

Le Distributeur décrit comme suit cette initiative et le projet-pilote mené depuis février 2017 :

« La deuxième amélioration, mise de l'avant par le Distributeur, vise à radier une portion des sommes dues au fur et à mesure des versements mensuels effectués par le client ayant une entente personnalisée afin de l'encourager à se rendre au terme de celle-ci.

142 HQD-15, doc. 3, p. 63.

143 HQD-15, doc. 3, p. 64.

Selon le mode actuel, le client qui prend une entente personnalisée en 2017, voit sa dette radiée de 50% en 2018 et le résiduel de la dette en 2019, soit 12 et 24 mois après la prise de l'entente, si celle-ci est respectée.

À titre de projet pilote, le Distributeur procède, depuis février 2017, pour un échantillon de clients (groupe test), à la radiation graduelle de la dette et compare la proportion d'encaissement de l'entente à celui d'un groupe témoin de clients qui bénéficient déjà de la radiation de la dette selon le mode actuel.

Les résultats au 14 juillet 2017 sont préliminaires et ne présentent pas de tendance claire. Le groupe test a payé 82 % des sommes attendues, alors que le groupe témoin en a payé 80 %. À ce stade-ci du projet, le Distributeur n'est pas en mesure de conclure que des bénéfices escomptés seraient suffisants pour justifier les coûts d'implantation de cette mesure. » (nos soulignés)

Dans sa preuve, à la pièce B-0051, HQD-4, document 1, page 7, tableau 1, le Distributeur démontre, à partir de ses hypothèses, que l'introduction de la mesure « Effacement graduel de la dette » causerait des impacts financiers importants au Distributeur, et donc à sa clientèle : des augmentations de radiations brutes de 14,2 M\$ et de 22,8 M\$ respectivement en 2018 et 2019. [voir l'évaluation des impacts effectuée par le Distributeur reproduite au tableau ci-dessous].

Tableau 3

Source : HQD, pièce B-0051, HQD-14, document 1, p. 7.

Tableau 1 :
Radiations brutes avec l'introduction de l'effacement graduel de la dette (M\$)

	Année témoin	Année estimée
Statu quo	2018	2019
Méthode actuelle (A)	39,2	42,0
Introduction de l'effacement graduel de la dette		
Méthode actuelle	39,2	21,0
Effacement graduel de la dette		
Ententes respectées	10,5	32,3
Ententes non respectées	3,7	11,5
Radiations totales (B)	53,4	64,8
Impact financier de l'effacement graduel de la dette		
sur les radiations brutes (B - A)	14,2	22,8
sur la DMC	1,7	3,2

En réponse à notre question 50.3, le Distributeur indique que les résultats du projet-pilote au 2 octobre 2017 ne sont pas plus concluants que ceux au 14 juillet 2017 et juge que les coûts associés au projet ne seraient pas justifiés si les résultats finaux du projet-pilote demeurent inchangés :

« 50.3 Compte tenu des résultats du projet-pilote jusqu'à présent et de l'évaluation des impacts présentés par le Distributeur, veuillez indiquer vos recommandations à la Régie relativement à l'effacement graduel de la dette.

Réponse :

Les résultats au 2 octobre 2017 sont similaires à ceux présentés à la pièce HQD-14, document 1 (B-0051). Si les résultats finaux demeurent inchangés, le Distributeur juge que les coûts associés au projet ne seraient pas justifiés considérant qu'il n'y aurait pas de hausse significative du taux d'encaissement de l'entente de paiement personnalisée. »¹⁴⁴

144 HQD-15, doc. 3, p. 68.

Conclusion et recommandation

Nous partageons l'avis du Distributeur selon lequel les coûts associés au projet ne seraient pas justifiés si les résultats finaux du projet-pilote demeurent inchangés.

Nous estimons qu'un coût supplémentaire de l'ordre de 23 millions de dollars serait *démesuré*, considérant que l'objectif initial du projet d'encourager le client ayant une entente personnalisée de se rendre au terme de celle-ci ne serait pas atteint.

Si l'on mettait en place le projet « *Effacement graduel de la dette* », son coût supplémentaire relativement important serait assumé par l'ensemble de la clientèle du Distributeur, y compris les clients en situation de difficulté financière.

Nous recommandons respectueusement à la Régie de demander au Distributeur de lui soumettre une *évaluation complète* des avantages et des inconvénients de la mesure envisagée en 2015 *après la fin du projet-pilote*.

5. Lien avec la demande budgétaire 2018 du Distributeur

Nous notons que le Distributeur a intégré les impacts de la mise en place de l'effacement graduel de la dette à partir de l'été 2018 ainsi que par l'offre de l'entente de paiement plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu dans sa demande budgétaire pour 2018 :

« Demande [de la Régie, DDR no 3] :

23.1 Veuillez expliquer la hausse de 30 % demandée pour le budget des rabais sur ventes MFR entre 2017 et 2018, malgré la diminution anticipée du rythme de croissance des ententes personnalisées pour ces années.

Réponse :

Comme expliqué à la pièce HQD-11, document 1 (B-0042), page 5, la hausse du rabais sur ventes pour l'année témoin 2018 s'explique par la mise en place de l'effacement graduel de la dette à partir de l'été 2018 ainsi que par l'offre de l'entente de paiement plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu.

L'intégration de ces deux mesures en 2018 explique une hausse de 4,8 M\$ du rabais sur ventes MFR entre le montant demandé en 2017 et celui de l'année témoin 2018. Cette hausse de 4,8 M\$ est attribuable :

- au chevauchement des deux méthodes de radiation pendant la période de transition (3,6 M\$) ;

- aux radiations supplémentaires générées par les ententes de paiement non respectées (1,2 M\$).

Par conséquent, sans l'intégration de ces deux mesures, le rabais sur ventes MFR pour l'année 2018 aurait été de 13,5 M\$. Cela confirme la tendance, observée en 2017 et 2018, de la croissance du nombre d'ententes de paiement personnalisées qui se poursuit mais à un rythme moins soutenu que par le passé. »¹⁴⁵ (Réponse du Distributeur à la question 23.1 de la DDR no 3 de la Régie). [nos soulignés]

Rappelons finalement que, dans sa demande d'intervention, l'ACEF de Québec n'a pas demandé la permission de la Régie d'étudier les prévisions budgétaires 2018 du Distributeur. Par conséquent, nous ne présentons pas d'analyses sur ce sujet dans le présent mémoire.

145 HQD-15, doc. 3, p. 60 et ss.

ANNEXE 1

Amortissement du compte de nivellement selon Hydro-Québec (M\$) - Année témoin 2018

Source : Répartition des coûts, pièce HQD-12, document 3, p. 44, tableau 27B.

Domestiques

Tarifs D et DM	39.8	
Tarif DT	-2.2	
Total	37.6	81%

Généraux

Tarif G et à forfait	1.6	3%
Tarif M	0.9	2%
Tarif LG	6.5	14%
Total	9.0	19%

Grands clients industriels

Tarif L	0	0%
Contrats spéciaux	0	0%

Réseaux autonomes

	0	0%
--	---	-----------

TOTAL **46.7** **100%**

ANNEXE 2

COÛT D'ABONNEMENT – TARIFS DOMESTIQUES (2017)

Coûts d'abonnement aux tarifs domestiques - 2017

Source: HQD, R-3980-2016, pièce HQD-16, document 2, tableau R-16.1,
page 22

	(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

ANNEXE 3

TABLEAU R-54.2 :
DISTRIBUTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF D SUSCEPTIBLE DE PAYER UN MONTANT MINIMAL
DE LA FACTURE AU MOINS UNE FOIS DURANT L'ANNÉE
SELON LA STRUCTURE CIBLE
DU TABLEAU 6 DE LA PIÈCE HQD-13, DOCUMENT 2 (B-0047)

Consommation annuelle (kWh)	Tous les clients	% des clients globalement avanta-gés	Clients résidenti-els	% des clients globalement avanta-gés	Clients agricoles	% des clients globalement avanta-gés
Moins de 5 000 kWh/an	265 425	0,1%	258 939	0,1%	6 486	0,1%
De 5 000 à 9 999 kWh/an	109 654	18%	107 771	18%	1 883	10%
De 10 000 à 14 999 kWh/an	41 332	60%	40 585	60%	747	24%
De 15 000 à 19 999 kWh/an	13 432	52%	13 101	53%	331	16%
De 20 000 à 29 999 kWh/an	6 742	27%	6 507	28%	235	5%
De 30 000 à 49 999 kWh/an	1 842	0%	1 736	5%	106	-
De 50 000 à 99 999 kWh/an	365	-	333	-	32	-
De 100 000 à 249 999 kWh/an	25	-	17	-	8	-
De 250 000 à 499 999 kWh/an	-	-	-	-	-	-
500 000 kWh/an et plus	-	-	-	-	-	-
Total	438 817	12%	428 989	12%	9 828	4%

ANNEXE 4

EXTRAIT DE L'ÉTUDE DE EISPC & NARUC

LOAD FORECASTING CASE STUDY – JANUARY 15 th, 2015

8.3 Select Models Based on Out-of-sample Tests, not R-square

Let's look at the two figures below. Both figures show 6 years of annual peak loads for a small area. In each case, we fit the 6 observations using a regression model, and then derive a one step ahead forecast. A simple linear regression model is used in Figure 8-1, which results in an R-square value of 0.7955. A polynomial regression model is used in Figure 8-2, which results in an R-square value of 1. Although we got a "perfect" R-square in Figure 8-2 with a 5th ordered polynomial regression model, its forecast does not seem to be as reasonable as the one in Figure 8-1.

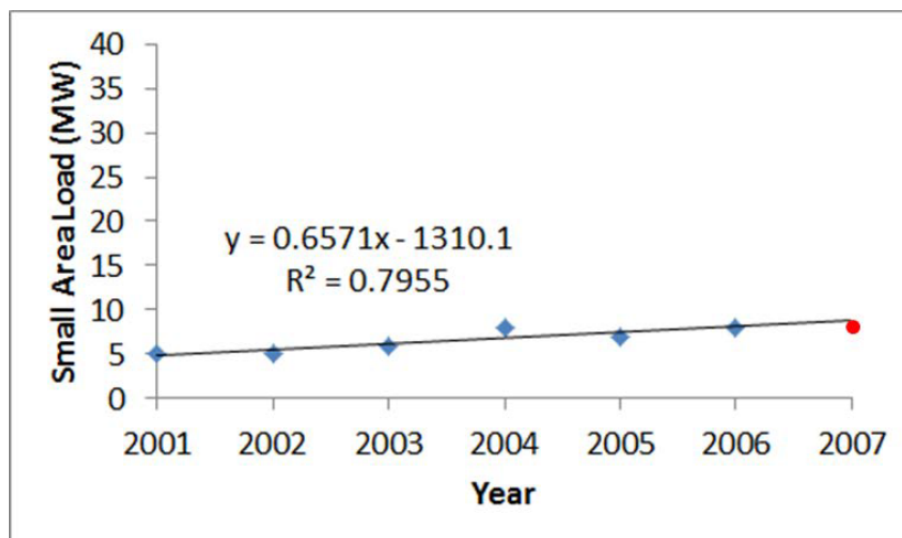


Figure 8-1: A simple linear regression model

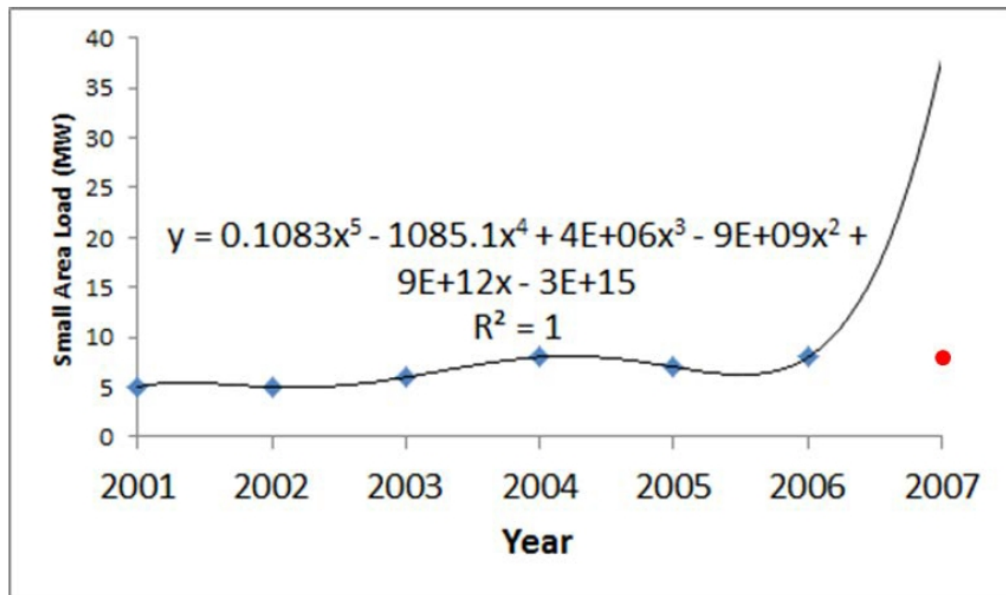


Figure 8-2: A polynomial regression model

ANNEXE 5

Extrait du sommaire des recommandations - Étude sur la prévision de la demande de EISPC et NARUC

Source : EISPC & NARUC “Load Forecasting Case Study (2015)”, page 13 [disponible gratuitement sur Internet]

EISPC : Eastern Interconnection States Planning Council

NARUC : National Association of Regulatory Utility Commissioners

8. Assessment and Recommendations of Actions	8-1
8.1 Always Look for Improvements	8-1
8.2 Develop Probabilistic Load Forecasts.....	8-1
8.3 Select Models Based on Out-of-sample Tests, not R-square	8-2
8.4 Ex-post Forecasting Analysis.....	8-3
8.5 Establish Process to Update Weather Normalization Results	8-3
8.6 Stop Abusing Dummy Variables.....	8-4
8.7 Avoid Undocumented Judgmental Changes	8-4
8.8 Data Cleansing.....	8-4
8.9 Take Advantage of High-resolution Data	8-5
8.10 Keep It Simple, Stupid.....	8-5
8.11 Gather a Second Opinion.....	8-5
8.12 Keep Knowledge and Infrastructure Up to Date	8-5
8.13 Take an Interdisciplinary Approach to Integrated Load Forecasting.....	8-6