CANADA
RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3980-2016

HYDRO-QUÉBEC

Distributeur

Partie demanderesse

ET

ACEF DE QUÉBEC

Partie intervenante

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

ARGUMENTATION

14 décembre 2016

STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES

pièce B-52 page 19 et ss.

1- Le Distributeur est d'avis que deux critères doivent s'appliquer dans la détermination d'une stratégie tarifaire soit l'évolution du contexte énergétique et la position concurrentielle de l'électricité ;

2- Le Distributeur souligne que le coût du chauffage au gaz pour tous les cas types de locaux est inférieur à celui de l'électricité pour un système à air chaud;

3- Afin de pouvoir mieux se positionner, le Distributeur propose qu'à chaque année il y ait une évaluation des contextes tarifaires, économiques et énergétiques pour déterminer le signal de prix à appliquer à la deuxième tranche du tarif D;

4- Ces considérations alléguées par le Distributeur l'amènent à proposer pour 2017-2018 une hausse uniforme des prix d'énergie des deux tranches plutôt qu'une hausse deux fois plus élevée en 2e tranche qu'en première;

notre preuve page 4 et ss

5- Selon l'ACEF de Québec, une telle approche tarifaire défavorise les petits consommateurs d'énergie et les ménages à faible revenu ;

6- En effet, pour toutes proportions gardées, une hausse uniforme du prix des deux tranches d'énergie provoque un plus grand effort financier chez les petits consommateurs d'énergie;

7- Le profil de consommation fourni par le Distributeur au dossier R-3933-2015 reproduit à la page 5 de notre preuve démontre que près de 80% de la consommation des petits consommateurs se situe dans la première tranche alors qu'elle représente 40% chez les grands consommateurs;

8- Par conséquent, vouloir concurrencer le gaz par une telle stratégie tarifaire en favorisant les grands consommateurs d'énergie crée non seulement un impact négatif chez les petits consommateur mais aussi néglige la capacité de payer de payer des ménages à faible revenu;

9- Cette proposition uniforme fera augmenter le prix de la deuxième tranche d'énergie à 9,02 ç/Kwh en 2017 (pièce B-52, page 9) ce qui est supérieur au coût évité du chauffage de court terme pour 2017 et 2018 mais en dessous des coûts évités de long terme pour 2019 à 2026 (notre preuve page 5 et ss) ;

10- Signalons que l'an passé, le Distributeur était d'avis que ce prix de la deuxième tranche devait tendre vers le coût évité de long terme pour le chauffage de locaux et qu'il devait constituer le signal de prix permettant aux consommateurs d'orienter leurs décisions d'achat (notre preuve page 6 et ss);

11- Par conséquent, si nous sommes dans une situation d'affaiblissement du positionnement concurrentiel de l'électricité causé par une baisse des ventes et que cette situation risque d'évoluer que très lentement, il serait tout indiqué de maintenir le niveau actuel des tarifs tout en révisant les coûts évités;

Amélioration de la position concurrentielle de l'électricité

12- La proposition d'un ajustement uniforme du prix des tranches d'énergie équivaut à obliger les consommateurs à supporter Hydro-Québec intégrée dans sa stratégie de guerre de prix contre Gaz Métro, (notre preuve page 7 et ss);

13- Le scénario tel que conçu ne sera bénéfique qu'au producteur puisqu'il verra une augmentation de ses ventes dans un contexte de surplus énergétique et qu'au Distributeur parce qu'il aura la possibilité de réduire ses risque d'affaire via cette augmentation;

14- Nous sommes d'avis que ce scénario peut être amélioré afin que la clientèle du Distributeur puisse en profiter elle aussi;

15- La contribution du Producteur pour bonifier ce scénario via un ajustement du prix des approvisionnements électriques et leurs conditions d'alimentation, la diminution du coût de service du Distributeur ainsi que l'amélioration de la qualité des services à la clientèle sont des avenues préférables à explorer que la simple voie des transferts de coût entre le chauffage électrique et les usages de base;

Conclusion et recommandations

L'ACEF de Québec recommande à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur d'ajuster de façon uniforme le prix des deux tranches d'énergie au tarif D pour l'année tarifaire 2017-2018;

Si la Régie est favorable à une amélioration du positionnement concurrentiel de l'électricité, l'ACEF de Québec recommande à la Régie de demander au Distributeur de lui soumettre au prochain dossier tarifaire un plan d'action précisant les bénéfices et les inconvénients, ainsi que les contributions attendues de différentes divisions d'Hydro-Québec et de sa clientèle.

L'ACEF de Québec recommande aussi que la Régie demande au Distributeur de prendre des actions appropriées pour s'assurer de la précision et de la qualité de son évaluation des coûts évités de long terme.

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

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

16- Dans la décision D-2016-33, la Régie a retenu la hausse du seuil de la première tranche d'énergie du tarif D comme faisant partie des orientations retenues dans le cadre de la réforme des tarifs domestiques (page 251);

17- Pour ce faire, le Distributeur devra soumettre une proposition formelle en ce sens lors de la demande tarifaire 2017-2018. Cette proposition devra notamment inclure une simulation démontrant les impacts, sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation, d'une hausse du seuil de la 1re tranche à 40 kWh/jour, compensée par une hausse deux fois plus importante du prix de l'énergie en 2e tranche qu'en 1re tranche. Le Distributeur devra également présenter des scénarios d'implantation graduelle d'une telle modification, afin de préserver la stabilité tarifaire (page 251);

18- 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 d'énergie mais nécessiterait la hausse du prix de la deuxième tranche d'énergie afin de donner au Distributeur le même revenu requis;

19- Pour l'ACEF de Québec la hausse du seuil de la première tranche d'énergie représente une **mesure concrète** pour aider les ménages à faible revenu à très court terme et serait par conséquent une réponse aux préoccupations gouvernementales exprimées dans le décret 841-2014 demandant de considérer la capacité de payer des ménages à faible revenu qui éprouvent des difficultés à supporter les hausses de coût de l'énergie;

20- Le Distributeur propose de hausser le seuil de la première tranche d'énergie de 2 kWh par jour annuellement pour atteindre 40 kWh par jour après 5 ans [1]. L'ACEF de Québec considère ce délais trop long et non conforme aux prescriptions du décret 841-2014 ;

Recommandation

L'ACEF de Québec recommande à la Régie de demander au Distributeur d'implanter le plus rapidement possible le nouveau seuil de la première tranche d'énergie de 40 kWh par jour afin que les consommateurs puissent en profiter significativement.

---

[1] HQD, pièce B-0052, page 19, ligne 1.

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

21- Dans le cadre des demandes de renseignements, la Régie et l'ACEF de Québec ont demandé au Distributeur d'évaluer l'opportunité d'augmenter le seuil de la première tranche à plus de 32 kWh par jour en 2017-2018;

22- En réponse à la question 50.3 de la Régie, le Distributeur a présenté deux scénarios avec des seuils de 33 et 35 kWh par jour selon différentes hypothèses, notre preuve page 13 et ss;

23- Selon ces données fournies par le Distributeur, le scénario d'un seuil de 32 kWh par jour (proposé par le Distributeur) et le scénario à 33 kWh par jour (scénario A) au tableau 1.4, présentent des impacts similaires sur les différents segments de la clientèle domestique;

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

25- Notons que le Distributeur n'a pas considéré la baisse de la redevance d'abonnement dans le scénario à 33 KW/h, alors qu'il l'a fait dans le scénario qu'il propose (seuil de 32 kWh par jour);

26- Soulignons que le Distributeur a confirmé qu'une baisse de la redevance d'abandonnement favorise généralement les petits consommateurs, notre preuve page 14 et ss;

27- Par conséquent, l'intégration de la baisse de redevance au scénario à 33 kWh par jour devrait conduire à des résultats plus favorables aux petits consommateurs que le scénario à 32 kWh;

Conclusion

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

Critère utilisé par le Distributeur

28- Le rythme d'implantation de la réforme des tarifs domestiques dépend d'une contrainte que s'est donnée le Distributeur de *« limiter la hausse du **prix** de la 2e tranche à 3 % de plus que la hausse moyenne »;*

29- C'est pour ce motif de contrainte que le Distributeur a refusé d'évalué un scénario de hausse à 40 KW/h par jour « puisqu'il ne permet pas de respecter le **critère dont s'est doté le Distributeur** pour juger du **caractère raisonnable** des scénarios envisagés, soit une hausse du **prix** de la 2e tranche limitée à un maximum de 3 % de plus que la hausse moyenne de 1,6 %. » notre preuve page 17 et ss;

30- Soulignons que le Distributeur fait le choix des scénarios à étudier selon **un critère qui n'a pas été approuvé par la Régie** et en utilisant la décision D-2009-016 comme précédent pour justifier son approche;

31- Cette différence entre « prix » et « facture » a été remarqué par la Régie. En effet, La décision D-2009-016 fait référence clairement aux baisses ou hausses de factures et non celles du prix d'une composante du tarif en cause dans cette décision,notre preuve page 18;

32- Le Distributeur fait référence à une hausse du *prix* de la deuxième tranche d'énergie et non celle de la *facture* d'électricité. Selon l'ACEF de Québec, une hausse de 3% du prix de la deuxième tranche d'énergie ne se traduit pas par une hausse de même ampleur de la facture, car cette dernière se calcule aussi en fonction du prix de la première tranche d'énergie et de la redevance d'abonnement.;

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

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

Notre compréhension de l'orientation de la Régie

34- La proposition du Distributeur d'éliminer à terme la redevance d'abonnement et d'introduire une facture minimale a été approuvée l'an dernier par la Régie à la suite de son examen du dossier tarifaire R-3933-2015 ;

35- La Régie a demandé au Distributeur de soumettre une proposition formelle en ce sens lors de la demande tarifaire 2017-2018. Cette proposition devra notamment inclure une **simulation** démontrant les impacts, sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation, de l'introduction d'une facture minimale et de l'élimination de la redevance compensée par une hausse deux fois plus importante du prix de l'énergie en 2e tranche qu'en 1re tranche. Le Distributeur devra également présenter des **scénarios** d'implantation graduelle d'une telle modification, afin de préserver la stabilité tarifaire, décision D-2016-033, page 247 et notre preuve page 20 et ss ;

36- Notons que le Distributeur propose dans le présent dossier d'ajuster de façon uniforme les prix des deux tranches du tarif D pour l'année tarifaire 2017-2018, contrairement au mode d'ajustement des prix décrit dans la simulation demandée dans la décision D-2016-033[2] ;

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

38- Selon la compréhension de l'ACEF de Québec l'évaluation du Distributeur, la redevance actuelle, de 40,64 ¢/jour par abonné procure au Distributeur des revenus de 516 M$. En estimant que l'implantation de la facture minimale lui procurera 118 M$, il faut donc hausser les prix des composantes en énergie de 398 M$ (516 moins 118) pour donner au Distributeur le même revenu, pièce B-0052 page 15 et notre preuve page 21 ;

39- Trois scénarios sont possibles pour le Distributeur :

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

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

---

[2] HQD, pièce B-0052, page 23, ligne 8.

41- Selon une estimation récente du Distributeur[3], son coût total d'abonnement qui comprend les frais reliés aux services à la clientèle, aux compteurs et autres accessoires de mesurage, aux branchements et au réseau minimum s'élève à 878,1 M$ en 2017 ou 18,55 $ par mois par abonné, notre preuve page 22 ;

42- Ces coûts ''fixes'' - indépendants du volume de consommation - sont généralement récupérés par le truchement de la composante ''Redevance d'abonnement'' [''Customer Costs'' en anglais] dans la plupart des juridictions nord-américaines[4]. Ainsi, même si un client ne consomme rien pendant une période de facturation donnée, il doit assumer les coûts fixes reliés à la mise en disposition de l'électricité (coût d'abonnement). ;

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

44- Soulignons que la Régie a noté dans sa décision D-2016-033 que la redevance d'abonnement ne couvrait que 55% du coût d'abonnement en 2015[5]. Selon une plus récente estimation effectuée par le Distributeur cette redevance d'abonnement actuelle se chiffrerait à 66% du coût d'abonnement total de 2017[6] ;

45- Nous sommes d'avis que **l'allocation du coût d'abonnement à la première tranche d'énergie serait plus appropriée** pour les faire assumer de façon équitable par chaque abonné qu'une allocation à la deuxième tranche d'énergie ;

46- L'allocation du coût d'abonnement à la première tranche d'énergie fera certes augmenter le prix de cette dernière et on pourrait dire qu'une telle allocation défavorise les MFR et les petits consommateurs et par conséquent la Régie ne doit pas la considérer ;

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

48- Selon nous, on ne peut pas favoriser les MFR en créant des iniquités envers les clients chauffés à l'électricité et les clients agricoles ;

---

[3] HQD, pièce HQD-16, document 2, tableau R-16.1, page 22.

[4] '' Customer Costs. Costs associated with the carrying of customers on the power system, or the addition of customers to the power system. These costs vary with the number of the customers on the system.
Billing and meter reading expenses are examples of costs which vary with the number of customers on the power system. '' American Public Power Association – Cost of Service Procedures for Public Power Systems – page III-2.

[5] « [939] La redevance couvrait 55 % des coûts d'abonnement en 2015 et 61 % en moyenne de 2008 à 2015 ». (D-2016-033, page 244).

[6] Redevance d'abonnement actuelle (2016) : 40,64 c/jour ou 12,19 $/mois (pièce B-0052, tableau 2, page 9)
Coûts d'abonnement aux tarif domestiques (2017) : 18,55 $/mois (pièce HQD-16, document 2, page 22, tableau R-16.1) [réponse du Distributeur à la question 16.1 de l'ACEF de Québec].
12,19 divisé par 18,55 = 66%.

49- En effet, la nature du coût d'abonnement suggère normalement une allocation par abonné, et non en fonction du volume de consommation ou de l'usage de l'électricité ;

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

51- Une allocation du coût d'abonnement à la deuxième tranche d'énergie donnerait un signal plus fort de la nécessité de protection de l'environnement ou d'améliorer le signal de prix au chauffage électrique. Bien que ces objectifs soient importants, nous sommes d'avis que l'équité tarifaire entre les clients domestiques doit avoir *prépondérance* dans ce cas spécifique de réallocation du coût d'abonnement ;

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

53- Soulignons que si la Régie accepte d'allouer le coût d'abonnement à la première tranche d'énergie, cela aurait pour effet également de diminuer la pression à la hausse du prix de la deuxième tranche d'énergie.La facture d'électricité des clients utilisant le chauffage électrique serait par conséquent moins élevée que celle calculée sur la base d'une réallocation deux fois plus importante au prix de la deuxième tranche d'énergie qu'à celui de la première tranche ;

Recommandation

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

Interprétation des résultats d'études effectuées par le Distributeur

54- La structure cible proposée par le Distributeur pour le tarif D élimine la redevance d'abonnement, mais applique des hausses des prix de la première et de la deuxième tranche d'énergie de 10% et 20% respectivement , pièce b-0052, page 15 et notre preuve page 27;

55- Selon le Distributeur la structure cible proposée reflète les **orientations retenues** par la Régie dont l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance, la hausse du seuil de la 1re tranche d'énergie à 40 kWh par jour et la récupération des revenus par une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2e tranche d'énergie que celui de la 1re tranche."[7]

56-De ce fait, les prix cibles du tarif D ont été calculés en faisant une allocation du montant associé à la redevance d'abonnement en haussant deux fois plus élevée le prix de la 2e tranche d'énergie que celui de la 1re tranche;

57- Soulignons que le Distributeur a répondu à la demande de la Régie d'effectuer une *simulation* spécifique décrite dans sa décision D-2016-033 et non d'appliquer « les **orientations retenues** par la Régie »;

58- Selon nous, la réallocation des montants associés à la redevance d'abonnement et les prix cibles que propose le Distributeur ne reflètent pas nécessairement les orientations de la Régie relatives à la réforme des tarifs domestiques telles qu'exprimées dans sa décision D-2016-033. Il faudrait donc interpréter avec précaution les résultats des simulations effectuées par le Distributeur;

Période de réduction de la redevance d'abonnement

59- Le Distributeur propose de réduire et d'éliminer la redevance sur une période de 9 ans[8] ;

60- Cette période découle de deux hypothèses retenues par le Distributeur :

- les hausses tarifaires seront récupérées deux fois plus dans le prix de la 2e tranche que dans celui de la 1re tranche;
- hausse du *prix* de la deuxième tranche d'énergie limitée à un maximum de 3% de plus que la hausse moyenne [9]

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

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

---

[7] HQD, pièce HQD-16, document 2, page 31.

[8] HQD, pièce B-0052, page 18, ligne 10.

[9] HQD, pièce B-0052, page 18, ligne 1.

Montant minimal de facture

62- Pour simplifier la structure du tarif D, le Distributeur propose d'éliminer à terme la redevance d'abonnement par les composantes en énergie ;

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

64- Actuellement, la redevance d'abonnement est inférieure au 18,55 $ par mois représentant le coût total d'abonnement. Le Distributeur se propose donc d'augmenter graduellement le montant minimal de facture pour atteindre son coût d'abonnement ;

65- Si on admet qu'une augmentation de 1,00 à 1,50 $ du montant minimal de facture mensuelle est raisonnable, sa période d'implantation devrait s'étaler entre 4 et 6 ans, notre preuve page 30 et ss,voir le tableau 1.6 ;

66- Rappelons que parmi les clients qui seraient touchés par l'augmentation du montant minimal de facture, on compte, selon le Distributeur, certains auto-producteurs, propriétaires de résidences secondaires, exploitants agricoles, propriétaires non-TAE, locataires, et clients MFR[10] ;

67- Dans sa preuve, le Distributeur propose d'atteindre en 4 ans une facture minimale de 20 $ par mois pour l'alimentation en monophasé et en 8 ans celle de 60$ par mois pour l'alimentation en triphasé[11] ;

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

<u>Cas d'une alimentation en triphasé</u>

69- Le Distributeur justifie la fixation d'un montant minimal de 60 $ par mois pour le cas d'une alimentation en triphasé en considérant les coûts plus élevés associés à l'alimentation en triphasé et conformément à la pratique actuelle applicable aux tarifs G, M et G-9[12] ;

70- Nous estimons qu'en principe cette proposition du Distributeur est bien justifiée, puisqu'elle se base sur les coûts et en considérant que la Régie a accepté cette pratique pour les cas des tarifs G, M et G-9.Cependant, nous ne sommes pas en mesure de nous prononcer sur la *précision* de la valeur de 60 $ par mois mentionnée dans la proposition ci-haut reproduite du Distributeur ;

---

[10] HQD, dossier R-3933-2016, pièce B-0051, page 16, ligne 28.

[11] HQD, pièce B-0052, page 18, ligne 10.

[12] HQD, pièce B-0052, page 14, ligne 18.

Conclusion

Une période d'ajustement du montant minimal de facture pour l'alimentation en monophasé de 4 à 6 ans nous apparaît raisonnable
.
Nous notons également que la décision D-2016-033 n'a pas accepté formellement le niveau de 22 $ de facture mensuelle minimale mentionné par le Distributeur l'an dernier.

D'autre part, le niveau de 20 $ que propose le Distributeur dans le présent dossier est supérieur au coût d'abonnement réel de 18,55 $. Cette dernière valeur devrait donc être considérée comme le niveau cible de facture mensuelle minimale, plutôt que la valeur de 20 $ par mois proposée par le Distributeur[13].

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

Stratégie relative au tarif DT

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

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

73-Le Distributeur estime qu'il aura un manque à gagner de **4 M$ en 2017** associé à sa stratégie relative au tarif DT. Il propose de le récupérer auprès des clients domestiques, dans le même esprit que pour le rééquilibrage des tarifs généraux.[14];

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

Recommandation

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

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

---

[13] HQD, pièce B-0052, page 14, ligne 14 et page 15, tableau 6.

[14] HQD, pièce B-0052, page 35, ligne 5.

SECTION 2

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

Pour le maintien du principe réglementaire en vigueur

75- La demande de modification des modalités actuelles de disposition des soldes des comptes de nivellement pour aléas climatiques provoqueraient une hausse de 1,6% à partir du 1er avril 2017;

76- Le Distributeur justifie cette hausse par des prévisions de niveaux de coûts relativement élevés pour 2018 et 2019;

77- Cette prise en compte des coûts projetés au-delà de l'année témoin 2017 est pour ainsi dire inhabituelle comme approche réglementaire;

78- Par contre, le maintien des modalités actuelles réduirait la hausse à 0,5%;

79- Cette hausse de 0,5 % serait conforme aux attentes du gouvernement exprimées au décret 841-2014 ;

Conclusions et recommandations

Nous recommandons que la Régie **privilégie le maintien des modalités de disposition actuelles**, considérant son peu d'impacts négatifs sur les MFR et qu'il ne nécessite pas de modification des règles de disposition des soldes des comptes de nivellement en vigueur.

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

Indices d'interfinancement

80- Le maintien des modalités en vigueur protège mieux les consommateurs résidentiels avec un indice d'interfinancement de 84,4% que le scénario de modification des règles de disposition des soldes des comptes de nivellement diminuant l'indice à 83,9%, notre preuve page 39;.

SECTION 3

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

81- les motifs du Distributeur justifiant la création d'un compte d'écarts de revenus se résument à trois éléments :

- La baisse prévue de la demande résidentielle et le risque relié à la demande du secteur industriel ;
- Risques supportés par le Distributeur en cas de baisse de la demande supérieurs à ceux occasionnés en cas de hausse de la demande ;
- Risques reliés à la demande électrique similaires au cas du marché du gaz naturel, notre preuve page 46 et ss;

82- Selon nous, si le Distributeur peut réduire ses risques reliés aux aléas de la demande, inévitablement sa clientèle doit les assumer davantage à sa place. Or, la Régie a statué clairement que les écarts de revenus reliés aux aléas de la demande doivent être supportés par le Distributeur et non par les clients, considérant que le Distributeur est rémunéré pour assumer ce risque, décision D-2006-034, page 20 et notre preuve page 46;

Conclusions et Recommandations

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

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

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

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

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

SECTION 4

PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

83- Le Distributeur explique que les *changements de comportement* de la clientèle résidentielle sont à la source des écarts de prévision de la demande en 2016 : un déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des thermostats pour le chauffage des locaux et une consommation unitaire plus faible qu'anticipé pour les nouveaux abonnements[15], notre preuve page 51;

84- Comme moyens pour identifier ces changements de comportement chez sa clientèle résidentielle, le Distributeur a réalisé en 2016 un *sondage* au sujet de l'utilisation de l'électricité au cours de la période 2013 à 2015. Il a également analysé les données de consommation des nouveaux clients résidentiels depuis 2008 afin de les comparer à celle du parc moyen actuel[16], notre preuve page 51;

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

Recommandation

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

---

[15] HQD, pièce B-0018, page 11, ligne 5.

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

Taux de croissance du PIB utilisé pour la prévision des ventes et mise à jour des ventes et des revenus

86- Nous considérons comme raisonnable de se baser sur un taux de croissance du PIB de 1,6% pour élaborer la prévision de la demande de 2017 puisque le Distributeur confirme qu'au début octobre le consensus se situait à 1,6% soit l'hypothèse rtetenue par le Distributeur, notre preuve page 52 et ss;

87- le Distributeur affirme qu'il présente en ouverture des audiences, *depuis quelques années*, une mise à jour de certains paramètres et leurs impacts sur l'année témoin, notamment la mise à jour des ventes prévues.[17], notre preuve page 53 et ss;

Conclusions et Recommandations

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

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

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

---

[17] HQD, pièce B-0016, page 7.

SECTION 5

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

88- Dans sa preuve, le Distributeur indique que les besoins énergétiques de 2016 seraient de 2,7 TWh de moins que ceux retenus l'an dernier par la Régie[18].

89- Même en tenant de cette baisse des besoins, le Distributeur propose d'acheter 0,1 TWh sur les marchés de court terme au coût total de **5,4 M$**[19]notre preuve page 59 et ss;

90- Pour l'année 2017, le Distributeur prévoit de ne pas rappeler l'énergie, en se basant sur sa prévision de la demande retenue pour la préparation de sa preuve en date du 28 juillet 2016 (avant la mise à jour au début des audiences)[20].

91- en vertu de l'article 2.2.8 des Conventions d'énergie différée, le Distributeur a l'obligation contractuelle de ramener à zéro le solde du compte à l'expiration des Conventions (en 2027)[21].

Recommandations

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

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

Intégration éolienne

92- Pour l'hiver 2016-2017, le Distributeur compte sur une contribution de 1 319 MW de puissance garantie provenant des éoliennes. Cette dernière valeur représente 40% de la puissance installée des éoliennes évaluée à 3 296 MW, notre preuve page 56;

Conclusion

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

---

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

19 Idem, colonne « 2016 – Année de base ».

20 HQD-6, document 1, ligne 6.

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

Nouvel indicateur pour suivre les activités d'approvisionnement du Distributeur

93- Le Distributeur propose à la Régie d'utiliser un nouvel indicateur qui est basé à la fois sur les prix des marchés de New York (NY) et de la Nouvelle-Angleterre (NE) pour mieux refléter les conditions réelles d'approvisionnement de court terme, considérant la limite physique (1 100 MW) de l'interconnexion avec le New-York, notre preuve page 58;

94- Il nous apparaît tout-à-fait normal de prendre en compte la réalité des interconnexions dans l'élaboration d'un indicateur comparatif de coûts d'acquisition et Il nous semble que le nouvel indicateur traduit mieux la réalité des conditions des interconnexions et des marchés;

Recommandation

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

SECTION 6

COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ

COÛT ÉVITÉ EN ÉNERGIE

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

96- Pour la période 2017 à 2024, les coûts évités en énergie proposés par le Distributeur sont sensiblement les mêmes que ceux approuvés par la Régie l'an dernier (voir tableau) notre preuve page 62;

97- Pour la période 2025 à 2026, les coûts évités en énergie proposés par le Distributeur sont beaucoup plus faibles que ceux approuvés par la Régie l'an dernier (voir tableau). Les baisses de coûts sont de 32% et 196% respectivement pour la période hivernale et la période estivale, notre preuve page 62;

98- On peut constater que le Distributeur ne se baseplus sur le prix de l'énergie éolienne contrairement à l'an passé. sa méthode de calculs des coûts évités en énergie est basée essentiellement sur la disponibilité des surplus d'électricité patrimoniale en été et sur l'achat d'énergie sur les marchés de court terme en hiver[22].;

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

Recommandations

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

Nous recommandons respectueusement que la Régie approuve les coûts évités en énergie pour la période 2017 à 2026 proposés par le Distributeur et décrits à la pièce B-0021 (HQD-4, document 4, p. 5) aux fins du présent dossier sous réserve d'une démonstration adéquate du Distributeur de l'état des surplus d'électricité patrimoniale de 2016 à 2026 inclusivement.

---

[22] HQD-4, document 4, page 5, ligne 2.

COÛT ÉVITÉ EN PUISSANCE

100- Le Distributeur reconnait que son besoin de puissance *de long terme* ne se manifesterait qu'à partir de l'hiver 2023-2024 , pièce B-0116, p. 19;

101- Pour la période antérieure à 2023-2024, il serait approprié d'appliquer le coût de puissance de *court terme* de 20 $ /kW par hiver pièce B-0021, p. 5;

102- Le Distributeur propose d'appliquer un coût de puissance de *long terme* de 108 $/kW par année selon l'approche qu'il proposait dans le dossier tarifaire de l'an dernier , pièce B-0021, p. 5;

103- Selon nous, ce coût - basé sur l'appel d'offres A/O 2015-01 ne saurait être *transposé* à 2023-2024 et les années suivantes ;

104- Relativement à la capacité des interconnexions à l'horizon de 2023-2024 et à plus long terme, la thèse du Distributeur d'une impossibilité pour les fournisseurs de vendre leur énergie en période d'été ne serait pas *convaincante, pièce* B-0021, p. 5;

Recommandations

Considérant que le Distributeur a proposé des coûts évités en puissance pour les années postérieures à l'hiver 2018-2019 dans le présent dossier[23], nous recommandons respectueusement que la Régie lui demande de déposer un bilan en puissance pour la période 2016-2026 selon le même niveau de détail et dans le même format que celui présenté dans *l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023*.

Nous recommandons respectueusement à la Régie d'utiliser la valeur de 53 $/kW par hiver qu'elle a retenue dans le dossier tarifaire de l'an dernier (R-3933-2015) pour le coût évité de puissance de long terme à partir de 2023-2024.

[23] HQD-4, document 4, page 5, ligne 18.

SECTION 7

MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

105- Le Distributeur a dû **mettre fin** au processus de mise en place d'un Centre d'accompagnement, notre preuve page 71;

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

*« de poursuivre ses démarches de collaboration avec le BEIÉ afin de déployer une **offre intégrée en efficacité énergétique** par le biais d'un guichet de services unique. Il poursuit également la **réflexion**, en lien avec la nouvelle politique énergétique du Gouvernement du Québec, sur les actions en efficacité énergétique et les services offerts aux ménages à faible revenu en difficulté de paiement. »*[24] ;

107- Le Distributeur a amorcé des discussions avec la *Table de travail sur le recouvrement* afin de préciser les modalités de faire des ententes plus généreuses qui seraient testées en **projet pilote** au premier trimestre 2017[25].

108- De plus, une mesure d'effacement de la dette est envisagée et le Distributeur voudrait tester sa faisabilité sur un échantillon de clients via un projet pilote en 2017 ;

Conclusions et Recommandations

Nous constatons la décision du Distributeur d'abandonner son projet « Centre d'accompagnement MFR».
Nous notons que le Distributeur entreprend deux **projets-pilotes** en vue de la mise en place des initiatives « Entente plus généreuse pour clients à très faible revenu » et « Effacement graduel de la dette ». Leur application à grande échelle est néanmoins **incertaine**, dépendant des résultats des projets pilotes.
Compte tenu de cet état de la situation, nous recommandons respectueusement à la Régie de poursuivre son **suivi** des travaux et réflexions qu'entreprend le Distributeur pour soutenir les ménages à faible revenu, ainsi que ses démarches et initiatives relatives à l'aide en *efficacité énergétique* destinée à ce segment de clientèle du Distributeur.

---

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

[25] Ibid.

SECTION 8

APPROCHE GLOBALE DE RECOUVREMENT

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

Les mesures touchant la clientèle à faible revenu sont suivies sur une base régulière auprès de la *Table sur le recouvrement* et auprès de la Régie dans les dossiers tarifaires.[26]

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

Conclusion

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

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

---

[26] Ibid.