Le chauffe-eau électrique comme ressource en GDP et les coûts évités pour les heures de plus grande charge

Rapport d'analyse externe
de Philip Raphals
pour le RNCREQ

R-4210-2022 phase 1

Régie de l'énergie

le 4 mai 2023

TABLE DES MATIÈRES

1 Mandat 1
2 L'utilisation du parc de chauffe-eau existants comme ressource en GDP 1
2.1 Aperçu 1
2.2 Historique 2
2.3 L'étude Plante-IREQ 3
2.4 L'intervention de CaSA Appareils Connectés Ltée. 5
2.5 Les réponses de l'INSPQ et du DNSP 6
2.6 Le rapport de CaSA 8
2.7 Le rapport du Dr Tremblay 9
2.8 Les offres commercialement disponibles au Québec 12
2.8.1L'offre d'Hilo 12
2.9 L'offre de Sinopé 16
2.10 Activités dans d'autres juridictions 17
Mosaic Power 17
Shifted Energy 18
2.11 Le chemin vers l'avant 18
2.12 Recommandations 19
3 Les coûts évités pour les heures de plus grande charge (sujet 4) 20
3.1 Contexte 20
3.2 La décision D-2022-062 24
3.3 La preuve en chef du Distributeur 25
3.4 Réponses aux arguments du Distributeur 27
3.4.1« Immuniser le signal » 27
3.4.2Variabilité interannuelle 28
3.5 La mise à jour des coûts évités de court terme selon le Distributeur 29
3.6 Résultats 30
3.6.1Les quatre hivers 2017-18 à 2020-21 30
3.6.2Les résultats des deux méthodes pour chaque hiver 33
3.6.2.1L'hiver 2017-18 33
3.6.2.2L'hiver 2018-19 35
3.6.2.3L'hiver 2019-20 36
3.6.2.4L'hiver 2020-21 38
3.7 Résultats combinés, 2017 à 2021 40
3.8 L'utilisation de la méthode de régression segmentée en mode prévisionnel 42
3.9 Discussion et conclusions 46
3.10 Recommandations 49
ANNEXE I : Shifted Energy .....
ANNEXE II : Méthode de calcul de coûts évités horaires .....

Table des Figures

Figure 1. Potentiel technico-économique des CEÉ 3
Figure 2. Potentiel commercial des CEÉ 4
Figure 3. Conception d'un chauffe-eau électrique conventionnel 14
Figure 4. Annonce du contrôleur intelligent Calypso 16

Table des Tableaux

Tableau 1. Profils et coûts évités horaires, méthode HQ 30
Tableau 2. Résultats de l'analyse statistique, hiver 2017-18 34
Tableau 3. Résultats de l'analyse statistique, hiver 2018-19 35
Tableau 4. Résultats de l'analyse statistique, hiver 2019-20 38
Tableau 5. Résultats de l'analyse statistique, hiver 2020-21 40

Table de Graphiques

Graphique 3. Coûts évités horaires réels (prix d'achat ou d'électricité patrimoniale), hiver 2017-18 ... 22
Graphique 4. Coûts évités horaires réels et selon méthode RLS, hiver 2017-18 23
Graphique 5. Courbes de puissances classées, 2017-18 à 2020-21, hiver 31
Graphique 6. Courbes de puissances classées, 2017-18 à 2020-21, 300h 31
Graphique 7. Énergie, degrés-heures et ACT, 2017-18 à 2020-21 (hiver) 32
Graphique 8. Énergie, degrés-heures et ACT, 2017-18 à 2020-21 (300h) 32
Graphique 10. Coûts évités horaires réels et selon méthode HQ, hiver 2017-18 34
Graphique 11. Coûts évités horaires réels et selon méthode HQ, hiver 2018-19 35
Graphique 12. Coûts évités horaires réels et selon méthode RLS, hiver 2018-19 36
Graphique 13. Coûts évités horaires réels et selon méthode HQ, hiver 2019-20 38
Graphique 14. Coûts évités horaires réels et selon méthode RLS, hiver 2019-20 39
Graphique 15. Coûts évités horaires réels et selon méthode HQ, hiver 2020-21 40
Graphique 17. Coûts évités réels, hivers 2017-18 à 2020-21 41
Graphique 18. Coûts évités réels et selon méthode RLS, hivers 2017-18 à 2020-21 42
Graphique 19. Coûts évités réels et selon méthode RLS (ratios), hivers 2017-18 à 2020-21 44
Graphique 20. Coûts évités réels et selon méthode RLS (ratios), en excluant l'hiver de la pandémie. 45

1 Mandat

Le RNCREQ m'a demandé de préparer un rapport sur deux sujets à l'égard du Plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur : l'utilisation du parc de chauffe-eau existants comme ressource en GDP, et les coûts évités pendant les périodes de grande charge. Il s'agit des sujets 12 et 4, reconnus par la Régie dans sa décision D-2023-011.

Je reconnais mon devoir de fournir ce témoignage avec objectivité, impartialité et rigueur, et que mon devoir d'éclairer la Régie prime sur l'intérêt de mon client.

2 L'utilisation du parc de chauffe-eau existants comme ressource en GDP

2.1 Aperçu

Le Plan d'approvisionnement actuellement proposé par le Distributeur mise très peu sur la gestion des chauffe-eau. Le Distributeur y réfère à la section 3.6 de son complément d'information (Gestion de la demande de puissance – suivi des activités d'Hilo), mais c'est simplement pour mentionner que « […] dans le but d'atteindre ses objectifs de pénétration de marché et de réduction de puissance, Hilo vise à introduire de nouveaux produits dans la période 2022-2024 tels que la solution intelligente pour chauffe-eau […] »[1].

Cependant, le Distributeur semble ne plus accorder beaucoup d'importance aux solutions de GDP qui feraient appel aux chauffe-eau interruptibles. C'est pourtant un moyen dont l'importance est reconnue depuis longtemps. En 2017 le Distributeur évaluait ce potentiel à 450 MW[2].

Le peu de place accordée à ce sujet dans le Plan d'approvisionnement vient peut-être du fait que le Distributeur a à toutes fins pratiques cédé la gestion de la demande de puissance résidentielle à Hilo. Cela dit, rien n'empêche le Distributeur de contribuer à l'essor d'une gestion de la puissance qui ferait appel à des chauffe-eau interruptibles.

En réalité, l'exploitation de cette ressource importante en GDP au Québec est presque entièrement bloquée. Pour comprendre pourquoi et pour trouver un chemin qui ouvrirait la porte à son exploitation éventuelle de manière sécuritaire, il faut commencer par un rappel de l'évolution de ce sujet au fil des ans.

---

[1] B-0011, p. 25-26.
[2] R-3986-2016, phase 2, B-0081, p. 8.

2.2 Historique

Depuis au moins 2014, HQ vante le contrôle à distance des chauffe-eau résidentiels comme un outil GDP très prometteur[3]. Au dossier tarifaire de 2016 (R-3933-2015), HQ présente son projet pilote auprès de 400 employées de la société d'État en 2014-15, comme « concluant ». Aucun participant n'a observé de manque d'eau chaude.

> À la lumière des résultats du projet pilote, le Distributeur poursuit la mise en oeuvre de cette initiative et proposera à tous les clients résidentiels une adhésion volontaire à un nouveau programme de charges interruptibles résidentielles. Une aide financière sera octroyée aux clients qui adhéreront au programme. Le Distributeur assumera la totalité des coûts des équipements et de leur installation. Un prestataire sera choisi par appel de propositions pour assurer la livraison clés en main du programme[4]. (nos soulignements)

L'objectif pour l'année 2016-17 est fixé à 100 000 ménages, pour un gain de 70 MW.

Au prochain dossier tarifaire, HQ indique qu'il « poursuit des discussions avec les parties prenantes au dossier dont le support est jugé important au succès du programme »[5]. Questionné à ce sujet, il indique que c'est surtout l'INSPQ qu'il consulte, en raison notamment d'un recours collectif lancé après l'éclosion de légionellose à Québec quelques années auparavant. Un témoin indique :

> Donc, on veut être assuré que l'Institut national de santé publique est d'accord avec notre lecture du dossier à l'effet qu'un programme d'interruption des chauffe-eau n'accentuerait aucunement les risques reliés à la légionellose[6]. (nos soulignements)

Dans le Plan d'approvisionnement de 2016, HQ souligne un potentiel commercial de 450 MW, mais fait référence à nouveau au besoin de consulter « certaines parties prenantes[7] ». Alors que le dossier du Plan d'approvisionnement est en délibéré, la Régie annonce une réouverture d'enquête sur cette question, et exige un complément de preuve du Distributeur. Elle écrit :

> [14] La Régie est préoccupée par le report du lancement du Programme et souhaite examiner plus en détail les enjeux techniques et de santé publique qui retardent sa mise en œuvre, avant de se prononcer sur l'approche préconisée par le Distributeur[8]. (nos soulignements)

---

[3] R-3864-2013, D-2014-205, paragraphes 102 et 103;
[4] R-3933-2015, B-0042, p. 17.
[5] R-3980-2016, B-0043, p. 12.
[6] R-3980-2016, A-0042, p. 75.
[7] R-3986-2016, B-0006, p. 21.
[8] R-3986-2016, D-2017-064, p. 6.

2.3 L'étude Plante-IREQ

Dans la preuve additionnelle déposée en octobre 2017, le Distributeur évalue ce potentiel en se basant sur le parc de chauffe-eau existants, fixant un taux de pénétration dit réaliste à 17%, soit 500 000 participants pour une puissance de 450 MW[9].

Hydro-Québec souligne l'ampleur du potentiel en GDP de la gestion des chauffe-eau électriques (« CEÉ ») résidentiels. D'abord, il présente le potentiel technico-économique de différents scénarios de gestion de CEÉ, qui varie entre 673 et 1278 MW, selon la stratégie employée, comme l'indique la figure 1.

TABLEAU 1 :
PTÉ EN PUISSANCE DES SCÉNARIOS D'INTERRUPTION DES CHAUFFE-EAU RÉSIDENTIELS (MW)

Scénario	Description	PTÉ (MW)
1	Interruption d'un groupe de chauffe-eau sur une période de trois heures avec remise en fonction graduelle	852
2	Interruption d'un groupe de chauffe-eau sur une période de trois heures avec remise en fonction à l'intérieur d'une heure	673
3	Interruption d'un groupe de chauffe-eau sur une période de trois heures avec remise en fonction graduelle, excluant les faibles utilisateurs	1 008
4	Interruption d'un groupe de chauffe-eau sur une période de trois heures avec remise en fonction graduelle et utilisation d'un second groupe pour gérer la demande en puissance lors de la reprise	1 278
5	Interruption de plusieurs groupes de chauffe-eau pour un maximum de 1 heure par groupe	960

Figure 1. Potentiel technico-économique des CEÉ

Il a également fourni une estimation du potentiel commercial des mêmes stratégies, qui varie entre 364 et 691 MW, comme l'indique la Figure 2. Pour chaque scénario, le potentiel commercial consiste de 54% du PTÉ.

[9] R-3986-2016, phase 2, B-0081, Section 2.3, p. 8.

TABLEAU 2 :
POTENTIEL COMMERCIAL EN PUISSANCE DES SCÉNARIOS D'INTERRUPTION DES CHAUFFE-EAU RÉSIDENTIELS (MW)

Scénario	Description	Potentiel commercial
1	Interruption d'un groupe de chauffe-eau sur une période de trois heures avec remise en fonction graduelle	461
2	Interruption d'un groupe de chauffe-eau sur une période de trois heures avec remise en fonction à l'intérieur d'une heure	364
3	Interruption d'un groupe de chauffe-eau sur une période de trois heures avec remise en fonction graduelle, excluant les faibles utilisateurs	545
4	Interruption d'un groupe de chauffe-eau sur une période de trois heures avec remise en fonction graduelle et utilisation d'un second groupe pour gérer la demande en puissance lors de la reprise	691
5	Interruption de plusieurs groupes de chauffe-eau pour un maximum de 1 heure par groupe	519

Figure 2. Potentiel commercial des CEÉ

Il s'agit évidemment d'un potentiel très important.

Dans ce même document, le Distributeur dépose copie d'une étude qu'il a fait faire par sa propre direction de santé et de sécurité et par l'IREQ (« l'étude Plante-IREQ »)[10]. Les auteurs sont le Dr Michel Plante, MD, responsable de santé publique à la Direction Santé et sécurité d'Hydro-Québec, et André Laperrière, chercheur, Technologie et services à la clientèle, au Laboratoire des technologies de l'énergie (LTÉ) d'Hydro-Québec. Notons que le Dr Plante n'est pas épidémiologue, et que le rapport n'a jamais été publié dans une revue évaluée par des pairs (« *peer-reviewed journal* »).

La preuve additionnelle résume ainsi les conclusions de l'étude :

> Principalement, le rapport conclut que le nombre de cas de légionellose supplémentaires attribuables au débranchement des chauffe-eau serait de l'ordre de 0,65 cas par année, en posant les hypothèses suivantes :
>
> - dix journées d'interruption durant les mois de janvier et de février ;
> - interruption de 500 000 chauffe-eau électriques de 180 litres et 270 litres ;
> - répartition égale des chauffe-eau de 180 litres et de 270 litres ;
> - tous les cas de pneumonies causées par la contamination du chauffe-eau résulteraient d'un épisode de manque d'eau chaude[11].

Ce résumé néglige cependant de mentionner une autre hypothèse importante de l'étude :

---

[10] Ibid., Annexe A, à la p. 15.
[11] Ibid., p. 10.

> Pour les fins de ce rapport, on utilisera quatre scénarios de délestage, un de quatre (4) heures et un de six (6) heures (Tableau 6) et dans les deux cas, un délestage survenant à 06:00 et un délestage survenant à 17:00[12]. (nos soulignements)

Ainsi, on apprend que le « délestage » étudié dans le rapport consiste en du délestage complet du CEÉ pendant quatre (4) ou six (6) heures, peu importe l'effet sur la température d'eau. Tel qu'on verra plus loin, **il s'agit d'une hypothèse très importante, étant donné que les systèmes intelligents actuellement disponibles sur le marché incluent des mécanismes de rétablissement du courant, lorsque la température d'eau descend au-delà d'un certain seuil.**

Cela dit, même en faisant abstraction de ces systèmes intelligents, il ressort que l'impact de l'interruption sur le risque de prolifération de la légionelle serait « marginal », et que ce risque pourrait être réduit par des mesures préventives :

> Si l'évaluation théorique démontre qu'une interruption des chauffe-eau aurait eu un impact marginal sur le risque de prolifération de la légionelle, en revanche, les conclusions du rapport mentionnent que si des mesures préventives avaient été mises en place dans le cadre du déploiement et de l'exploitation du Programme, celles-ci auraient pu réduire de façon sensible le risque pour la santé attribuable aux chauffe-eau électriques résidentiels au Québec[13]. (nos soulignements)

2.4 L'intervention de CaSA Appareils Connectés Ltée.

Suite au dépôt de cette preuve additionnelle, la société CaSA Appareils Connectés Ltée dépose des commentaires[14] et obtient le statut d'intervenante dans le dossier[15]. Dans ses observations, CaSA écrit[16] :

> Avec respect, nous sommes d'avis que la Régie n'a toujours pas devant elle une vision complète de la question. Les travaux de notre comité scientifique, dirigé par le Dr Claude Tremblay, toxicologue, épidémiologiste et spécialiste en santé environnementale, ont révélé des fautes méthodologiques et scientifiques dans l'étude de l'IREQ (l'Annexe A du document B-0081), suffisamment importantes pour remettre en question ses conclusions. On y relève notamment une hypothèse de délestage inflexible de quatre ou six heures, sans égard à la température de l'eau, qui ne reflète pas la réalité des systèmes de gestion de charge avancés. Également, les raisonnements avancés sur la question de la contamination des chauffe-eau domestiques ne

---

[12] Ibid., Annexe A, Plante et Laperrière, programme de débranchement des chauffe-eau — Impact sur la santé, p. 26 (p. 60 du pdf).
[13] Ibid., p. 10.
[14] R-3986-2016, D-0001.
[15] D-2018-013, paragraphes 11 à 16.
[16] R-3986-2016, D-0001, page 2.

> reflètent pas l'état actuel des connaissances sur le sujet, de nombreuses publications récentes, complètes et crédibles ayant été ignorées ou omises dans la rédaction de ce rapport.

Afin d'aider la Régie à bien saisir l'état des connaissances scientifiques sur le sujet ainsi que la possibilité d'exercer des programmes de réponse à la demande en utilisant les chauffe-eau sans impacts de santé publique, CaSA souhaite alimenter la réflexion en déposant les documents suivants:

- Un rapport d'expert rédigé par le Dr. Claude Tremblay et ses collaborateurs,
- Un rapport de CanmetÉNERGIE sur le potentiel énergétique du contrôle des chauffe-eau et du chauffage résidentiel, permettant de faire le lien avec les questions de santé environnementales plus vastes, telles que la pollution liée à la génération de pointe,
- Une description de la solution technique proposée par CaSA et son impact sur les questions de santé publique.

Les intérêts commerciaux de CaSA en jeu sur cette question ne font aucun doute, cependant les questions de santé et de sécurité du public étaient au cœur de nos démarches de développement longtemps avant le début de ce dossier. Nous sommes d'abord et avant tout soucieux de nous assurer que le Québec ne passe pas à côté des opportunités extraordinaires que créent les techniques de gestion de la demande en allant à contre-courant de l'industrie sur des bases factuelles discutables.

2.5 Les réponses de l'INSPQ et du DNSP

Hydro-Québec présente l'étude Plante-IREQ à l'INSPQ et répond à certaines questions formulées par leurs chercheurs. L'INSPQ produit ensuite un rapport qui met l'accent surtout sur le problème de contamination des CEÉ par les légionelles :

> Pour conclure, dans une optique de santé publique et d'éthique, nous sommes d'avis que, pour des raisons relatives à la prudence et à la précaution, qu'il serait non approprié de donner son aval au projet proposé par Hydro-Québec tant que le problème technique de contamination des chauffe-eau électriques n'aura pas été résolu par l'industrie. À cet effet, nous sommes tout à fait d'accord avec Hydro-Québec à savoir que les organismes de réglementation et les manufacturiers devraient être de nouveau sollicités pour modifier la conception des chauffe-eau électriques et nous croyons que les autorités ministérielles devraient aller dans ce sens[17]. (nos soulignements)

Le Directeur national de la santé publique informe alors Hydro-Québec que, se basant sur l'étude Plante-IREQ et la littérature scientifique, **il « déconseille la mise en place du programme de débranchement, tant que le problème technique de contamination des chauffe-eau par la légionelle n'aura pas été résolu par l'industrie »**[18]. Il conclut :

---

[17] Ibid., Annexe C, Opinion de l'Institut national de santé publique du Québec adressée au ministère de la Santé et des Services sociaux sur le Projet de débranchement des chauffe-eau d'Hydro-Québec, p. 3 (p. 137 du pdf).

[18] Ibid., Annexe D, p. 141 du pdf.

> À cet égard, nous sommes d'accord avec le souhait déjà exprimé par Hydro-Québec à savoir « que les organismes de réglementation et les manufacturiers devraient être à nouveau sollicités pour modifier la conception des chauffe-eau électriques », et ce, afin de protéger la santé de la population et éventuellement de permettre, s'il y a lieu, la mise en place d'un programme de débranchement à distance des chauffe-eau en période de pointe de consommation d'électricité[19]. (nos soulignements)

Ainsi, l'INSPQ semble voir une possibilité de faire modifier la conception même des chauffe-eau électriques dans le marché des CEÉ, d'une part, et dans les 3 millions de ménages québécois où les modèles conventionnels sont déjà présents, de l'autre. L'INSPQ n'indique toutefois pas comment une telle transformation pourrait avoir lieu.

Ensuite, Hydro-Québec informe le DNSP qu'il a « pris acte de l'orientation de l'INSPQ et a décidé de mettre en oeuvre son projet uniquement sur les chauffe-eau munis de solutions permettant d'éviter la prolifération de légionelles »[20], et ce grâce à une innovation technique qui « permettra l'élimination à la source du problème posé par la présence de légionelles dans les chauffe-eau électriques. Ainsi les adhérents au programme de délestage d'HQ profiteront pour la première fois d'un chauffe-eau électrique libre de contamination par la légionelle »[21]. La société d'État annonce que le critère qu'il retient pour éviter la contamination par les légionelles est de « maintenir une température de 55°C pendant au moins 4 heures par jour dans le bas du réservoir »[22]. Ensuite le MSSS indique dans un avis en date du 22 mai 2019 qu'il appuie la recommandation de l'INSPQ de recommander « la mise en place du programme de délestage, tant que le programme est réalisé exclusivement avec des chauffe-eau électriques respectant **le critère de température de 55°C pendant au moins 4 heures au fond du chauffe-eau électrique** »[23].

Cet exposé démontre que ce critère se base ultimement sur l'étude Plante-IREQ.

L'étude Plante-IREQ a fait l'objet d'une longue série de DDR par l'intervenant CaSA Connect[24], mais la Régie a mis fin à l'étude du dossier avant que ces DDR n'obtiennent de réponse[25].

Ces DDR incluent plusieurs questions sérieuses, comme par exemple les suivantes :

> 8.2 Étant donné que la bactérie se trouve dans le film biologique qui tapisse les tuyaux ainsi que dans les pommes de douche, veuillez expliquer comment il est possible de conclure que ce phénomène se produit surtout en situation de prise d'une douche lors d'un « *manque d'eau chaude* ».

---

[19] Ibid.
[20] R-4110-2019, B-0047, p. 119.
[21] Ibid., p. 120.
[22] Ibid., p. 119.
[23] Ibid., p. 51.
[24] R-3986-2016, phase 2, C-CaSA-0009.
[25] Voir la Décision D-2018-151.

12.1 Veuillez expliquer comment « ces données indiquent de façon non équivoque que la contamination des chauffe-eau électriques au Québec est une cause de maladie du Légionnaire » (référence (ii)), si les données découlent de certaines hypothèses dont la validité n'a pas été démontrée?

13.1 Quelle serait votre conclusion à l'égard du nombre de cas qui seraient attribuables au débranchement des chauffe-eau si on ne retient pas l'hypothèse que tous les cas de pneumonies causées par la contamination du chauffe-eau résultent d'un épisode de manque d'eau chaude?

17.1 Veuillez confirmer que l'ensemble des conclusions du rapport d'IREQ font référence à des scénarios où le délestage est maintenu pour une période fixe (de quatre ou six heures, selon le cas), et n'est pas modulée en fonction de la température réelle à l'intérieur du chauffe-eau.

17.2 Est-ce que les estimations de risque du rapport d'IREQ peuvent également être utilisées pour juger le risque d'un programme qui fait un délestage à durée variable, et qui ne permettrait pas à la température du chauffe-eau de descendre sous une température prédéfinie? Veuillez élaborer sur votre réponse.

24.1 Veuillez confirmer qu'il n'existe pas de données pour confirmer l'hypothèse que « tous les cas de pneumonies causées par la contamination du chauffe-eau résultent d'un épisode de manque d'eau chaude », et que cette hypothèse représente tout simplement « le pire des scénarios ».

24.2 Veuillez expliquer pourquoi il ne serait pas possible d'être exposé à la légionelle lors d'une douche chaude si la bactérie est déjà présente dans la pomme de douche.

Ces questions clés vont au cœur de la validité des conclusions du rapport, surtout lorsqu'appliquées à des stratégies de délestage différentes de celles étudiées par les auteurs.

2.6 Le rapport de CaSA

Dans le cadre de sa preuve au dossier R-4110-2019, le RNCREQ a produit un rapport préparé par M. Martin Fassier de l'entreprise CaSA Appareils Connectés Ltée (« CaSA »), concernant le contrôle du chauffe-eau domestique pour la gestion de la puissance. Ce rapport, joint comme Annexe 2 au mémoire confidentiel du RNCREQ[26], avait été omis par inadvertance de la version caviardée[27]. Il est donc redéposé au présent dossier par commodité comme C-RNCREQ-0026.

Il convient de reproduire ici les commentaires que faisait le RNCREQ dans le dossier R-4110-2019 à l'égard de ce rapport[28] :

---

[26] R-4110-2019, C-RNCREQ-0022.
[27] R-4110-2019, C-RNCREQ-0018 et C-RNCREQ-0044.
[28] R-4110-2019, C-RNCREQ-0044, p. 37.

On apprend du rapport de CaSA qu'il est possible d'exploiter le potentiel de gestion de la demande des chauffe-eau existants tout en diminuant le risque de légionellose par le biais de l'installation d'un contrôleur permettant l'application en temps réel de diverses solutions de contrôle. L'élément essentiel pour la mise en place de telles solutions est **la lecture en temps réel de la température à différents points à l'intérieur du réservoir**, et **la programmation de règles de qualification permettant au contrôleur du chauffe-eau de déterminer si celui-ci peut participer à un événement de réponse à la demande**. Une protection additionnelle est fournie par la mise en place d'une règle faisant en sorte de remettre automatiquement en marche tout chauffe-eau dont de l'eau est prélevée pendant qu'il participe à un événement de réponse à la demande.

Le Distributeur reconnaît qu'il est familier avec la technologie de CaSA, ces représentants ayant assisté à des présentations sur cette technologie dans différents forums techniques[29]. Toutefois, il indique qu'il n'a jamais rencontré CaSA[30], ni testé sa technologie dans ses propres laboratoires[31].

En février 2021, le Distributeur a indiqué qu'il « n'est pas en mesure de déterminer si les solutions avancées par CaSA permettent de respecter le critère de santé publique ». Il a ajouté « qu'il a choisi d'impartir la gestion de la demande en puissance auprès de sa clientèle résidentielle à Hilo en lui laissant la latitude des technologies, des usages et des segments de clients visés. Ceci dit, Hilo devra s'assurer que la technologie choisie respecte le critère antilégionnelle du MSSS[32] ».

Le rapport non contredit de CaSA indique que les solutions techniques existent qui permettent de contrôler des CCÉ existants tout en diminuant les risques de légionellose. Néanmoins, rien dans la preuve du Distributeur ne permet de conclure qu'il a l'intention de capter ce potentiel. De l'avis du RNCREQ, en l'absence de preuve du contraire, les explications fournies par CaSA sont suffisantes pour conclure qu'**il est faux de prétendre que les chauffe-eau existants ne peuvent être contrôlés de manière sécuritaire.**

Une question de fond importante se posait donc à l'époque et elle se pose toujours : **Est-ce que les contrôleurs intelligents permettraient d'utiliser les chauffe-eau conventionnels comme ressource de GDP, sans augmenter des risques de légionellose?**

2.7 Le rapport du Dr Tremblay

Les observations précitées de CaSA font mention d'un rapport d'expert prévu pour être déposé dans le cadre de la phase 2 du dossier R-3986-2016. Or, ce rapport n'a jamais été produit devant la Régie, celle-ci ayant mis fin à la phase 2 du dossier R-3986-2016 avant le dépôt de la preuve des intervenants. Le RNCREQ a néanmoins obtenu une copie de ce rapport annoncé, lequel est déposé comme C-RNCREQ-0027.

---

29 R-4110-2019, B-0123, R. 8.8.1, p. 14.
30 Ibid.
31 R-4110-2019, B-0123, R8.8.3, p. 14.
32 R-4110-2019, B-0111, R4.1, p. 17.

Le Dr Tremblay détient des doctorats en épidémiologie et toxicologie, et est un expert médico-légal. Les commentaires du Dr Tremblay sur le rapport Plante-IREQ et l'opinion de l'INSPQ méritent donc qu'on s'y attarde.

Dans son rapport, le Dr Tremblay identifie **une erreur méthodologique qui a l'effet de gonfler l'estimation des cas annuels de légionellose causés par les chauffe-eau domestiques par un facteur de dix.**

> [13] Le taux d'incidence au Québec est plutôt de l'ordre de **0,7/100 000** (58 cas/8,2 millions) et non de l'ordre de **7/100 000** (560 cas/8,0 millions), tel que soumis au tableau 5 (p. 14)[33].

Il en découle que :

> Selon notre estimation, le nombre de cas annuel de maladies du légionnaire est de l'ordre de **8,0 cas** (14 % x 58 cas) et non **80 cas**. En utilisant les mêmes paramètres proposés par Hydro-Québec, le nombre annuel de cas attribuables au programme de débranchement serait plutôt de l'ordre de **0,065 cas/an** (8 cas/an x 7 % x 20 % x 58 %) et non de **0,65 cas/an**[34].

Il est également critique à l'égard de l'examen critique fait par les experts de l'INSPQ :

> [24] Il est fort étonnant de constater que les experts de l'INSPQ ne se sont aucunement questionnés sur la validité des données de base servant à estimer le nombre de cas en excès en lien avec le programme de débranchement. La non-concordance des données sur l'**incidence** des pneumonies à légionelle (**n = 58**) et le nombre de cas annuel estimé au Québec (**n = 560**), données qui apparaissent aux pages 11 et 14 du rapport d'Hydro-Québec, auraient dû faire l'objet d'une première interrogation. La résultante, soit le nombre de cas en excès (**0,65 cas/an**), découle directement de ce premier paramètre et l'opinion émise par l'INSPQ est entièrement basée sur cette estimation.
>
> [25] Puisque la surveillance épidémiologique des MADO fait partie du mandat de l'INSPQ, il est étonnant de constater que les auteurs aient ignoré que la proposition d'analyse d'Hydro-Québec était basée sur une hypothèse de **sous-déclaration** des pneumonies à légionelle de l'ordre de **90 %**, faisant passer le nombre de cas annuel moyen de **58 à 560**[35].

Il critique aussi le fait que l'analyse de l'INSPQ fait entièrement abstraction de la conclusion finale du rapport d'Hydro-Québec, en regard de l'intérêt de rappeler au client les bonnes pratiques lors d'un manque d'eau chaude comme mesures préventives et l'impact sur l'atténuation du risque.

> [27] L'analyse de l'INSPQ, mandataire du MSSS, est faite en regard d'un système qui prévoit des interruptions d'alimentation aux chauffe-eau de plusieurs heures et un manque potentiel d'eau chaude à certains moments. Ces conclusions ne sont pas pertinentes à l'égard de la proposition de CaSA, qui permet un suivi continu de la température du chauffe-eau, ce qui le ramène à des

---

[33] C-RNCREQ-0028, p. 4.
[34] Ibid., p. 5.
[35] Ibid., p. 7-8.

> températures prédéfinies afin d'éviter un manque d'eau chaude chez le client. En plus, les débranchements se produisant sur des chauffe-eau connectés, le client recevra une alerte pour qu'il évite d'utiliser l'eau chaude jusqu'à ce qu'elle atteigne une température sans risque pour la santé. Ceci étant, les clients sont protégés par le système de contrôle à distance, ce qui contribue à l'abaissement du risque potentiel pour la santé de la population[36]. (nos soulignements)

Il conclut comme suit :

> [29] L'analyse de risque, réalisée par Hydro-Québec, surestime le risque associé au programme de débranchement en fonction des hypothèses soumises. De cette façon, après correction, **le risque** de développer une pneumonie à légionelle se situerait plutôt entre **0,03 cas/an** et **0,065 cas/an**, ceci étant, l'excès de cas correspondrait à un cas supplémentaire à survenir à chaque **15 ou 33 ans**.
>
> [30] Le scénario d'exposition utilisé par Hydro-Québec, menant à un excès de cas de l'ordre de **0,65 cas/an** (1 cas/1,5 an), amène les auteurs à conclure que le rappel des bonnes pratiques lors d'un manque d'eau chaude peut atténuer le risque chez les utilisateurs d'un chauffe-eau électrique.
>
> [31] L'opinion de l'INSPQ a été émise en fonction de l'estimation réalisée par Hydro-Québec menant à un **risque** de l'ordre **0,65 cas/an**, sans aucune démarche de validation du calcul de risque. De plus, le principe de précaution est utilisé dans un contexte inapproprié.
>
> [32] L'opinion de l'INSPQ ne tient aucunement compte des mesures préventives de signalement dans le cadre d'une baisse de la température du chauffe-eau chez les utilisateurs, tel que préconisé par les auteurs du rapport d'Hydro-Québec.
>
> [33] Le système proposé par CaSA, qui est un système automatisé permettant le redémarrage du chauffe-eau si la température de l'eau atteint un seuil déterminé et la rétroaction au client par un système d'alerte, représente un bel exemple de mesures passives, tel que le préconise l'INSPQ dans son opinion.
>
> [34] Force est de constater que l'analyse de risque soumise par Hydro-Québec et l'opinion consécutive émise par l'INSPQ à la demande du MSSS font entièrement abstraction de la proposition de CaSA. (nos soulignements)

Or, plus généralement, **l'analyse d'HQ et l'opinion de l'INSPQ font également abstraction de tout système qui gère les chauffe-eau tout en s'assurant que la température d'eau ne dépasse pas un seuil inférieur prédéterminé.**

Cette question demeure d'actualité. En effet, même si CaSA n'est plus en affaires aujourd'hui, la société Sinopé offre des produits de contrôle de chauffe-eau selon ce même principe. L'offre de Sinopé sera discutée plus loin.

---

[36] Ibid., p. 8.

2.8 Les offres commercialement disponibles au Québec

2.8.1 L'offre d'Hilo

Tel que mentionné ci-dessus, le Distributeur avait choisi dans le cadre du plan précédent « d'impartir la gestion de la demande en puissance auprès de sa clientèle résidentielle à Hilo en lui laissant la latitude des technologies, des usages et des segments de clients visés. Ceci dit, Hilo devra s'assurer que la technologie choisie respecte le critère antilégionnelle du MSSS »[37].

HQ annonce maintenant l'intention d'Hilo d'« introduire de nouveaux produits dans la période 2022-2024 tels que la solution intelligente pour chauffe-eau »[38]. Effectivement, Hilo a annoncé une nouvelle solution intelligente pour chauffe-eau électrique, en partenariat avec HydroSolution. Selon eux :

> Il s'agit du premier contrôleur de charge électrique avec sonde de température répondant aux exigences de santé publique[39].

Cette formulation semble reconnaître qu'il existe d'autres contrôleurs de charge qui ne « répondent pas aux exigences de santé publique », et donc représentent semble-t-il un danger au public.

Les critères d'admissibilité, qui ne sont pas explicités sur le site d'Hilo, incluent :

> (iii) Avoir un système de chauffe-eau électrique fonctionnel et <u>compatible avec la Solution de chauffe-eau intelligent (et affiché comme tel sur le site Web Hilo)</u> pendant toute la durée de l'Entente[40].

La Régie a demandé, en DDR, si la solution intelligente pour chauffe-eau en élaboration chez Hilo devrait être disponible uniquement pour les nouveaux chauffe-eau ou si elle pouvait couvrir une partie du parc des chauffe-eau existants. En réponse, HQ précise :

> **Comme indiqué lors des audiences du *Plan d'approvisionnement 2020-2029* [note omise], Hilo étudie les différentes options pour contrôler la charge du parc de chauffe-eau existants afin de l'ajouter aux technologies déjà offertes à sa clientèle. Toutefois <u>les solutions étudiées doivent respecter le critère anti-légionellose du ministère de la Santé et des Services sociaux</u>.**

---

[37] R-4110-2019, <u>B-0111</u>, R4.1, p. 17.
[38] <u>B-0011</u>, p. 25-26.
[39] https://www.hiloenergie.com/fr-ca/nouvelles/partenariat-hilo-hydrosolution-chauffe-eau/
[40] <u>Solution intelligente Hilo pour chauffe-eau (beta)</u>

> **Ainsi, Hilo est présentement à analyser les résultats du projet pilote, réalisé en collaboration avec HydroSolution, pour tester sa solution intelligente pour chauffe-eau électrique, afin de déterminer si celle-ci est satisfaisante d'un point de vue de la disponibilité des chauffe-eau pour interruption lors des évènements de réduction de puissance, <u>toujours dans le respect des exigences de santé publique concernant le critère anti-légionellose</u>, et <u>si elle est financièrement rentable et donc, commercialisable</u>[41].** (nos soulignements)

Cette réponse indique qu'Hilo n'a toujours pas confirmé que ce nouveau chauffe-eau sera commercialement viable. Il sera intéressant d'apprendre lors de la prochaine cause tarifaire combien de capital a été consacré au développement de cette initiative, et qui le supportera.

En DDR, le RNCREQ a demandé au Distributeur de répondre de façon plus précise à la question posée par la Régie. Il répond :

> Le projet pilote a été effectué sur un parc de nouveaux chauffe-eau. Toutefois, Hilo est toujours en phase exploratoire et <u>cherche à inclure le plus grand nombre de types de chauffe-eau à son offre, neufs et existants</u>[42]. (nos soulignements)

En réponse à d'autres DDR, le Distributeur confirme que, en ce moment, le chauffe-eau de 60 gallons de HydroSolution est le seul chauffe-eau reconnu comme compatible. Il ajoute :

> Toutefois, comme mentionné précédemment, Hilo est toujours en phase exploratoire et vise à ce que d'autres modèles de chauffe-eau soient compatibles avec sa solution de chauffe-eau intelligent[43].

Peut-il confirmer qu'aucun chauffe-eau produit avant 2022 n'y est compatible ?

> Comme mentionné précédemment, Hilo tente de rendre compatible son offre au plus grand nombre de types de chauffe-eau, neufs et existants[44].

Il n'y a par contre aucune preuve au dossier sur la nature et l'ampleur des efforts d'Hilo pour rendre « compatible son offre au plus grand nombre de types de chauffe-eau, neufs et existants », ni sur les caractéristiques techniques d'un CEÉ « compatible ». Il demeure donc difficile de concevoir que la solution envisagée serait applicable aux chauffe-eau conventionnels, pour la simple raison que la structure interne d'un CEÉ conventionnel ne permet tout simplement pas de maintenir l'eau au fond à 55ºC.

Dans une preuve antérieure, HQ a d'ailleurs expliqué le tout comme suit :

---

[41] B-0043, p. 27, R4.2.
[42] B-0065, p. 50, R20.1.
[43] B-0065, p. 50, R20.2.
[44] B-0065, p. 50, R20.4.

La légionelle est une bactérie présente naturellement dans l'eau. Elle se développe dans une eau stagnante dont la température se situe entre 35 et 40°C. Elle devient inactive à partir de 50°C et meurt à 60°C.

Les chauffe-eau électriques domestiques les plus communs en Amérique du Nord favorisent la prolifération de la légionelle. En effet, le chauffe-eau dominant sur le continent est composé de deux éléments chauffants horizontaux, dont un est situé au bas et l'autre au haut du chauffe-eau.

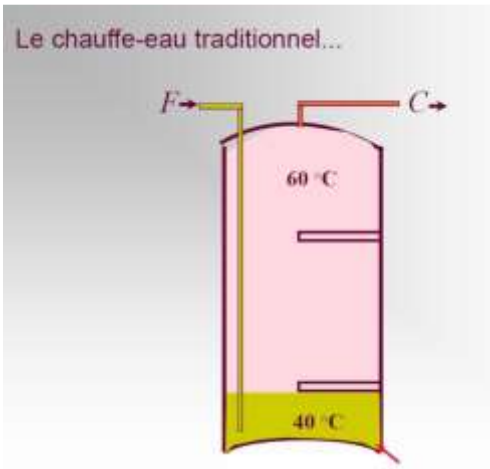


Figure 3. Conception d'un chauffe-eau électrique conventionnel

Ce concept de chauffe-eau crée à la base du réservoir une couche d'eau dont la température est favorable à la prolifération de la légionelle, soit autour de 40°C.

Généralement, l'usager est protégé de cette couche d'eau potentiellement contaminée puisque l'eau située au bas du réservoir, où se situe la bactérie, est stérilisée par l'eau plus chaude située dans le haut du réservoir, où s'effectue le soutirage d'eau. Toutefois, dans les situations de très forte consommation d'eau, l'épaisseur de la couche stérile supérieure diminue et peu même disparaître, ce qui permet à la bactérie localisée au fond du réservoir d'être extraite du chauffe-eau[45]. (nos soulignements)

Ainsi, il est difficile de voir comment il pourrait être possible de respecter le critère de maintien d'une température de 55C au fond du chauffe-eau pendant quatre heures avec un CEÉ conventionnel.

[45] R-3986-2016, B-0081, Fig. 1, p. 9.

Hilo a tout de même lancé des chauffe-eau qui respecteraient le critère de 55C au fond du chauffe-eau pendant cinq heures en version béta cette année[46], apparemment une nouvelle technologie développée avec l'appui d'Hydro-Québec[47]. Il n'explique pas en quoi ces chauffe-eau seraient différents des modèles conventionnels. Est-ce qu'ils opèrent à une température plus élevée? Ont-ils un dispositif qui remue l'eau à l'intérieur? On l'ignore.

Le prix d'achat d'un chauffe-eau comme celui du projet pilote était de 1139$, avec un rabais offert de 50$[48]. C'est 65% plus cher qu'un modèle standard (même fabricant, même taille), et 48% plus cher que le modèle Écopeak du même fabricant Giant[49].

L'étude du Distributeur sur le Potentiel technico-économique en GDP se base sur un coût de la mesure (incluant l'installation) de seulement 250 $[50]. Le surcoût associé au chauffe-eau d'Hilo est plutôt de 450$ (1139$ - 689$), auquel il faut ajouter « l'ensemble de départ » à 49,99 $, plusieurs thermostats à 39,99 $, ainsi qu'un engagement de participer au programme Hilo pendant au moins trois ans[51].

Or, malgré cet écart de prix, Hilo maintient sa prévision de pénétration :

> Hilo émet l'hypothèse conservatrice que 7 % de ses clients s'équiperont d'un chauffe-eau antilégionelle pouvant participer à son programme de GDP résidentielle (les défis Hilo) à l'horizon du Plan. L'évolution du taux de pénétration de la technologie sera suivie de près et des ajustements à l'offre seront possibles pour favoriser l'adoption du produit[52].

Il importe de souligner que, même si 7% de la clientèle d'Hilo adopte son chauffe-eau, le nombre de clients participants sera loin en deçà de 500 000 clients visés auparavant par Hydro-Québec[53]. La conclusion est donc inévitable à l'effet que **l'adoption du critère anti-légionelles, tel qu'il est actuellement formulé, mène inévitablement à une réduction importante des gains de puissance réalisables par le contrôle des chauffe-eau.**

---

[46] Selon le site internet d'Hilo, la période d'inscription est terminée. Quoique les informations sont toujours affichées (https://www.hiloenergie.com/fr-ca/produits/solution-chauffe-eau-beta/), le site n'offre aucun lien à cette page.
[47] R-4110-2019, B-0063 (confidentiel), p. 3. Voir B-0047, page 120, pour la version caviardée.
[48] https://www.hydrosolution.com/commander/etape-1-selection-du-produit/
[49] 689$ pour le modèle Giant standard de 60 gallons, et 769$ pour le modèle ÉcoPeak, chez rona.ca.
[50] R-4110-2019, B-0033, p. 66-69;
[51] https://www.hiloenergie.com/fr-ca/notre-offre/
[52] R-4110-2019, B-0079, p. 7, R45.3;
[53] R-3986-2016, B-0081, p. 8.

2.9 L'offre de Sinopé

> La société CaSA n'est plus en affaires. Toutefois, une autre société québécoise, Sinopé Technologies, a récemment mis sur le marché un contrôleur de chauffe-eau intelligent sous le nom Calypso qui, tout comme le contrôleur Triton décrit dans le rapport de CaSA, réactive automatiquement un chauffe-eau afin de maintenir une température adéquate[54].

Le contrôleur Calypso permet de s'intégrer au « Éco Sinopé », une appli qui réduit automatiquement les charges, y compris le chauffe-eau, lors des appels d'Hydro-Québec (tarification Flex ou Crédit hivernal).

Figure 4. Annonce du contrôleur intelligent Calypso

L'appareil Calypso ne coûte que 104,99$, auquel il faut ajouter une passerelle Zigbee à 99,99$. Le coût total ressemble donc étroitement celui utilisé dans l'étude du Potentiel technico-économique, soit d'environ 250$, taxes comprises.

Ainsi, le service Éco Sinopé fournit un service de réduction de charge à la pointe comparable à celui d'Hilo, mais à un coût nul pour la clientèle d'HQ.

En réponse à une DDR, le Distributeur a indiqué que le contrôleur Calypso « pourrait éventuellement faire l'objet d'un programme d'aide s'il est conforme aux exigences du Ministère de la Santé et de Services sociaux[55] ». Or, étant donné que le contrôleur Calypso fonctionne avec n'importe quel chauffe-eau, dont la presque totalité (sauf celles vendues par Hilo) ne peut pas maintenir une « température de 55ºC durant au moins quatre heures au fond du chauffe-eau électrique »[56], il semble peu probable que cela se fasse.

---

[54] Sinopé dévoile Calypso, un contrôleur de chauffe-eau intelligent conçu pour générer les économies d'énergie les plus payantes (https://www.sinopetech.com/blog/2022/12/01/sinope-technologies-devoile-calypso/)
[55] **B-0043, p. 28, R4.3**
[56] B-0065, p. 55, R21.1.1.

La récompense offerte aux clients par Hilo est de 55¢/kWh non consommé[57], comparé à 53,562 ¢/kWh pour le Crédit hivernal. Hilo estime les gains annuels pour le consommateur à 140$/an en moyenne. Par contre, les bénéfices du tarif Flex sont potentiellement beaucoup plus élevés.

Rappelons que, pour pouvoir adhérer à Hilo, un client **ne peut être inscrit** à la tarification dynamique. Cela suggère qu'Hilo cannibalise, jusqu'à un certain point, la tarification dynamique. Avec Hilo, le Distributeur paie Hilo par MW de réduction, et Hilo paie le consommateur 55¢/kWh non consommé.Avec le Crédit hivernal, le Distributeur paie une somme similaire directement au consommateur, sans aucun autre paiement pour les MW de réduction. Il semble donc que la réduction de la charge via Sinopé et la tarification dynamique seraient nécessairement moins coûteux que la même réduction faite par Hilo. Or, l'approche et les technologies d'Hilo sont supportées par le Distributeur, mais celles développées par d'autres entreprises comme Sinopé ne le sont pas.

Il est donc difficile de voir comment une telle situation est favorable de l'intérêt des consommateurs.

2.10 Activités dans d'autres juridictions

L'utilisation des CEÉ comme ressource GDP semble donc dans une impasse. Or, cette impasse ne se présente qu'au Québec puisqu'ailleurs, les choses avancent rapidement. Voici un survol rapide de deux sociétés qui offre déjà des services de contrôle à distance des chauffe-eau dans les régions qui nous entourent.

Mosaic Power

- Mosaic Power est présente dans la région de PJM (Ohio, Pennsylvania, Maryland, Virginia, West Virginia), avec presque 15 000 CEÉ sous contrôle[58].
- Elle fournit des services de réglage de fréquence (*frequency regulation*) et de déplacement de la charge (*load shifting*) sur une base continuelle, pour réduire tant le coût moyen de l'électricité que les besoins en pointe.
- Elle promet plusieurs avantages par rapport à ce qui est en développement ici :
    - Contrats avec des gestionnaires de parcs immobiliers;
    - Possibilité pour le locataire individuel peut se désister

[57] Ce chiffre n'apparaît nulle part sur le site internet d'Hilo, mais peut être trouvé dans l'appli pour les abonnés.
[58] https://mosaicpower.com/how-it-works/

- Passe inaperçu pour un locataire
- CEÉ chauffant chaque 20-30 minutes
- CEÉ pleinement chauffé au moins chaque trois heures

Shifted Energy

- Programmes de GDP en Hawaii, Arizona, South Dakota, Washington State, Georgia et Nouvelle-Écosse
- Contrôle des CEÉ depuis trois ans (3000 CEÉ sous contrôle)
- Projet pilote avec N-É terminé, avec programme commercial en lancement maintenant.
- Projet pilote avec NB Power, programme actif en Terre-Neuve-Labrador

Quelques brefs documents décrivant l'offre de Shifted Energy sont reproduits en Annexe 1.

2.11 Le chemin vers l'avant

La situation actuelle est étrange. D'une part, Hilo, bénéficiant d'un contrat à long terme avec HQ, offre un service de réduction à la pointe qui n'inclut pas de réduction de la charge associée aux chauffe-eau, sauf à l'achat d'un nouveau chauffe-eau coûteux d'HydroSolutions.

D'autre part, Sinopé, une société privée, offre un service similaire, y compris le contrôle des chauffe-eau existants, dont les gains pour le consommateur semblent être beaucoup plus intéressants.

Les gains prévus par Hilo s'intègrent au bilan de puissance du Distributeur et d'Hydro-Québec. Ceux associés aux équipements de Sinopé ne le sont apparemment pas. Quoique les gains associés à la tarification dynamique le sont, il est difficile de voir comment le Distributeur pourrait prévoir la pénétration du contrôleur Calypso de Sinopé, ou d'autres fournisseurs de produits similaires qui pourraient voir le jour pendant les années du Plan. En même temps, les contraintes pratiques et économiques entourant la pénétration des nouveaux chauffe-eau d'HydroSolutions n'ont rien d'encourageant quant à l'avenir du contrôle GDP des chauffe-eau, alors que les technologies développées par Sinopé sont plus accessibles.

Cette situation est justifiée par les arguments de santé publique, mais aucun argument n'a jamais été présenté à la Régie ou devant l'INSPQ suggérant que des systèmes de contrôle intelligent qui assurent le maintien de la température de l'eau puissent créer des risques quelconques pour la santé.

Une conséquence collatérale de cette situation est que la survie du contrôle des chauffe-eau comme ressource de GDP est entièrement dans les mains entreprises privées sur lesquelles ni Hydro-Québec ni la Régie n'ont d'influence, et qui de surcroît doivent concurrencer Hydro-Québec, avec ses ressources financières et ses budgets de marketing presque illimités.

Il y aurait toutefois peut-être une avenue intéressante pour dénouer l'impasse. Le critère ultimement adopté par le DSP fut développé par HQ à l'égard d'un programme de contrôle qui interrompait l'alimentation complètement pour une période de 4 ou 5h. Il faut donc reconnaître que ce critère s'applique à un tel régime, mais pas nécessairement à d'autres régimes, plus souples, pour gérer l'appel de puissance des CEÉ tout en veillant sur la température d'eau livrée à l'usager.

Ces possibilités n'ont pas été étudiées par l'IREQ et c'est ici que le Distributeur pourrait intervenir pour aider à l'essor du contrôle GDP des chauffe-eau. Il pourrait en effet mandater l'IREQ pour étudier un nouveau critère qui s'appliquerait précisément aux programmes de GDP faisant appel à des contrôleurs intelligents. Un tel critère pourrait par exemple fixer la température minimale à laquelle peut descendre l'eau avant que le courant ne soit rétabli. Le Distributeur pourrait ensuite demander au INSPQ et au MSSS de reconnaître la validité de ce nouveau critère.

2.12 Recommandations

Pour ces motifs, je recommande à la Régie :

- De prendre acte que le critère de température de 55°C pendant au moins 4 heures au fond du chauffe-eau pour éviter la contamination par la légionelle ne devrait s'appliquer qu'au type de délestage qui avait été étudié dans le dossier R-3986-2016, à savoir un délestage complet pendant 4 heures; et

- D'inviter le Distributeur à mandater l'IREQ pour étudier l'impact potentiel que pourrait avoir une modulation de la température intérieure d'un chauffe-eau (et non pas son délestage complet) sur la contamination bactérienne et le risque à la santé.

3 Les coûts évités pour les heures de plus grande charge (sujet 4)

3.1 Contexte

Dans sa décision D-2022-062, la Régie a dédié douze pages au sujet des coûts évités pour les heures de plus grande charge (la section 7.1.2, aux pages 131 à 142). Cette section fait suite à de nombreux échanges au fil des ans, sur la difficulté de connaître les coûts qui seraient réellement évités par différents projets, programmes ou tarifs orientés spécifiquement à l'égard des heures de pointe du réseau. En introduction, elle cite sa décision D-2018-025, comme suit[59] :

> [206] […] Force est de constater que le désir d'avoir un outil d'aide à la décision, basé sur des « métriques simples et stables », est devenu difficile à combler et qu'il devient encore plus difficile d'appliquer un signal de coût universel pour une multitude de décisions sur des projets ou programmes divers et ayant une durée dans le temps différente, pouvant varier d'un horizon de moins d'un an à plus de 30 ans .
>
> [207] **La Régie s'interroge également sur l'utilisation d'un indicateur stable et lissé des coûts évités d'énergie d'hiver aux seules heures d'achats prévues sur les marchés de court terme, alors que pendant ces heures en pointe, les coûts sont beaucoup plus élevés**, tel que le reconnaît le Distributeur [note de bas de page omise]. »
>
> (soulignement dans l'original, caractères gras ajoutés)

La note omise fait référence à une réponse donnée à la Régie par le Distributeur et où il signale l'utilité « d'attribuer la valeur de l'énergie d'hiver seulement pour les heures pendant lesquelles le Distributeur réalise des achats de court terme »[60].

> De façon générale, dans ses analyses économiques, le Distributeur utilise la méthode d'attribution de la valeur de l'énergie d'hiver sur l'ensemble des 2 904 heures de la période. Compte tenu du contexte énergétique actuel (soit des besoins d'énergie sur les marchés pour un nombre d'heures limité), une façon plus précise serait d'attribuer la valeur de l'énergie d'hiver seulement pour les heures pendant lesquelles le Distributeur réalise des achats de court terme[61]. (nos soulignements)

Or, la décision D-2018-025 continue :

> [208] Considérant ce qui précède, la Régie prend acte des coûts évités en réseau intégré proposés par le Distributeur au présent dossier tarifaire.
>
> [209] La Régie considère qu'il est important qu'un débat soit entrepris avant d'examiner toute méthode de calcul des coûts évités pour définir les besoins d'un signal de coûts en fonction des différents projets ou programmes à évaluer d'un point de vue économique.

---

[59] D-2022-062, p. 131.
[60] R-4011-2017, pièce B-0115, R4.1, à la p. 12.
[61] R-4011-2017, B-0115, p. 12, R4.1.

> [210] La Régie invite donc le Distributeur à déposer ses premières propositions à ce sujet dans un dossier distinct, ou lors du dépôt du dossier de tarification dynamique ou encore lors du prochain dossier tarifaire. […]. (soulignements dans l'original)

Le Distributeur n'a pas donné suite à cette invitation et alors, en D-2019-027, la Régie lui a demandé :

> … de soumettre, dans le cadre du Plan, une proposition quant aux coûts évités de court terme en énergie, pour les 100 et 300 heures de plus grandes charges. Cette demande visait à identifier des coûts évités de court terme qui reflètent la valeur de l'énergie pour les périodes où la demande est la plus forte. Ces deux valeurs devaient servir aux analyses économiques des produits, options de GDP disponibles pour un nombre limité d'heures en hiver[62].

En réponse, le Distributeur a proposé dans le dossier R-4110-2019 une méthodologie basée sur la notion d'un « profil horaire », laquelle tient compte de l'heure de la journée et du fait qu'il s'agisse ou non d'une journée ouvrable. Cette méthode est résumée aux pages 133 à 137 de décision D-2022-062.

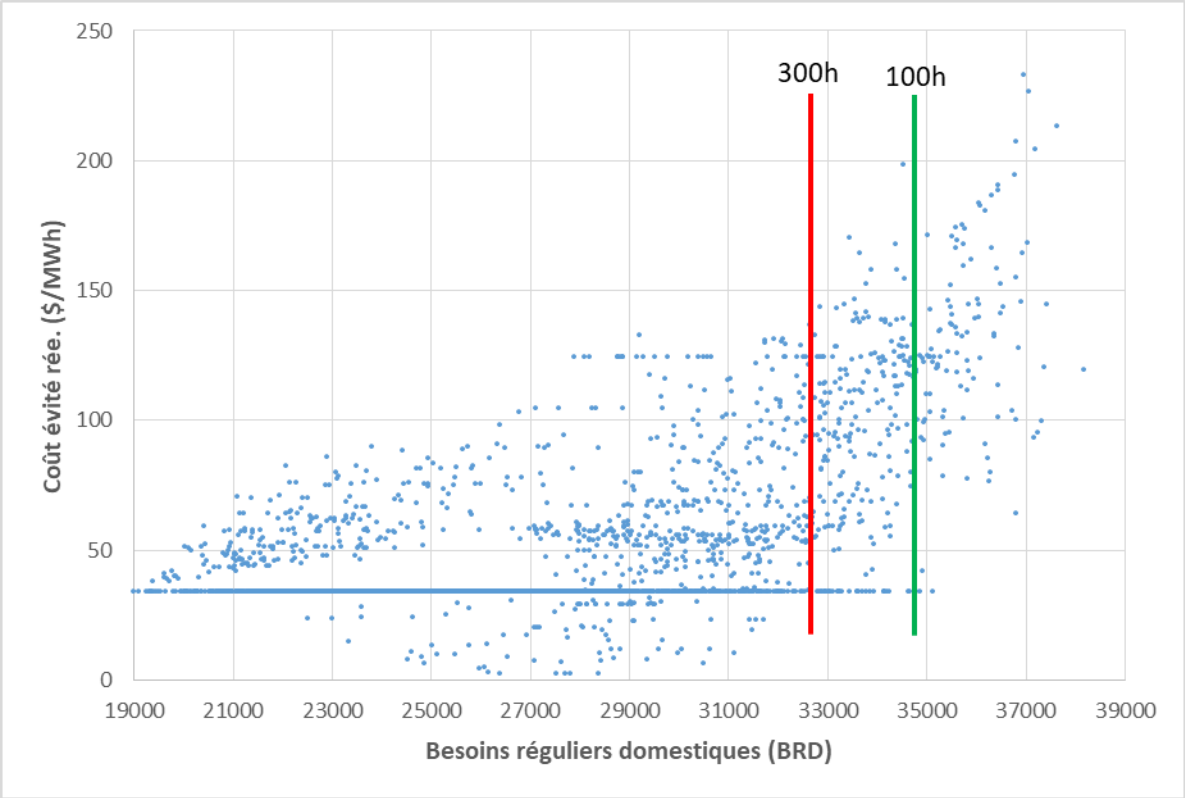
J'ai produit un rapport d'expert dans ce même dossier qui examinait en détail la méthode proposée par le Distributeur, et qui comparait ses résultats pour des années historiques avec les coûts évités horaires réellement encourus[63]. Pour une heure sans achat de court terme (« ACT »), le coût qui aurait réellement été évité (si la charge diminuait par un kW) était le coût de l'électricité patrimoniale. Par contre, pour une heure où le Distributeur avait fait des achats de court terme, le coût qui aurait réellement été évité était le coût de ces achats, lequel varie d'heure en heure.

> **La comparaison entre les coûts évités horaires <u>prévus</u> (*ex ante*) selon différentes méthodes et les coûts évités <u>réels</u> selon les données historiques (les coûts qui auraient réellement été évités) constitue la meilleure façon de comparer différentes méthodes d'évaluation des coûts évités[64].**

Mon étude démontrait que la méthode proposée par le Distributeur réussissait mal à prévoir les coûts horaires réellement vécus pendant les deux seules années pour lesquelles les données requises pour faire cette comparaison étaient disponibles (2017-18 et 2018-19)[65]. Suite à ces constats, j'ai proposé une nouvelle méthode qui reflétait la relation entre la charge totale et le coût évité réel. Cette relation se voit bien à l'œil dans le graphique suivant, qui compare les coûts évités réels avec la charge pour l'hiver 2017-18.

---

[62] D-2022-062, p. 131-132.
[63] R-4110-2019, phase 1, C-RNCREQ-0046.
[64] Ibid., section 1.1, page ii.
[65] Ibid,, section 1.1, pages i – iii.



Graphique 1. Coûts évités horaires réels (prix d'achat ou d'électricité patrimoniale), hiver 2017-18

Chaque point bleu représente une heure de l'hiver 2017-18. Sa position sur l'axe horizontal indique les Besoins réguliers domestiques (BRD) pour l'heure, et sa position sur l'axe vertical représente le coût évité réel qui s'y applique (le prix réellement payé pour des ACT, le cas échéant, ou le prix de l'électricité patrimoniale s'il n'y a pas eu d'ACT pendant l'heure). Les points à droite de la ligne verticale rouge représentent les 300h de plus grande charge de l'hiver, et ceux à droite de la ligne verte les 100h de plus grande charge.

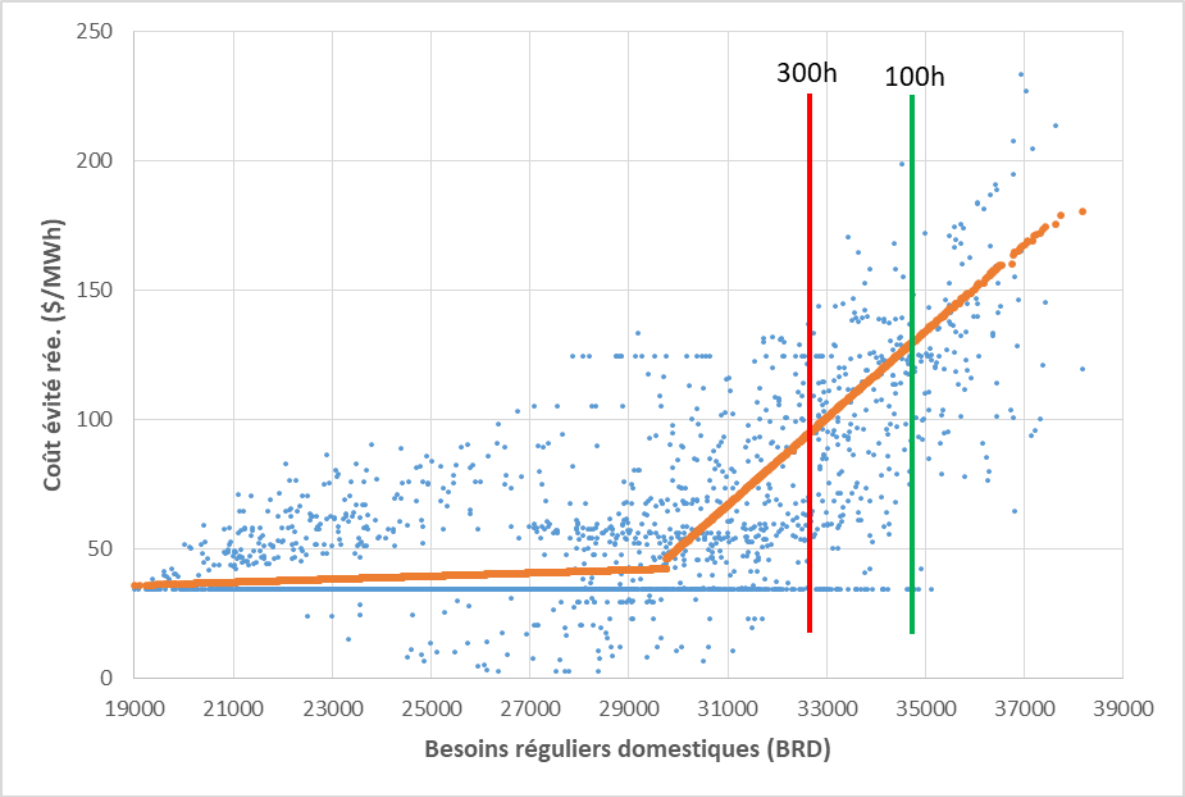
On voit clairement que, lorsque la charge totale (besoins réguliers domestiques) était sous les 33 000 MW, les coûts évités réels étaient généralement au prix patrimonial — l'amas de points bleus formant une ligne horizontale. Il existe cependant, même à BRD faible, des heures qui ne soient pas au prix patrimonial (i.e. des points bleus qui s'écartent de l'amas en ligne horizontale, dans la partie gauche du graphique). On note toutefois que plus la charge totale augmente, plus les points bleus s'écartent du prix patrimonial (la « ligne bleu horizontale »).

En effet, au-delà de 33 000 MW (les 300h de plus grande charge de l'année), les points au prix patrimonial deviennent de plus en plus rares, et ils disparaissent presque totalement en haut de 35 000 MW (les 100h de plus grande charge). En même temps, le prix monte de plus en plus, atteignant des sommets de plus que 200$/MWh à la fine pointe.

La méthode que j'ai proposée dans le dossier R-4110-2019 est une **méthode de régression linéaire segmentée** (ci-après, une « méthode RLS »), illustrée par la ligne orange au graphique

suivant. Il s'agit d'une méthode simple qui permet d'exprimer en langage mathématique ces relations qui existent entre la charge totale et le coût évité et ce, sur une base horaire.

Les analyses de régression linéaire segmentée qui suivent ont été préparées à l'aide du logiciel SegregA, développé et rendu public sans frais par R.J. Oosterbahn[66].



Graphique 2. Coûts évités horaires réels et selon méthode RLS, hiver 2017-18

Cette ligne orange est calculée selon les formules suivantes, où les paramètres ont été dérivés à partir de la distribution des points bleus[67] :

Pour BRD > 29 530

Coût évité = 0.000505*BRD +21.1

Pour BRD <= 29 530

Coût évité = 0.0144*BRD - 389

[66] https://www.waterlog.info/
[67] Ibid., p. 17.

Mon rapport d'expert comprenait une analyse statistique qui démontrait que la méthode RLS prédisait les coûts évités réels d'une bien meilleure façon que celle du Distributeur. Toutefois, j'ai reconnu que deux ans n'étaient pas suffisants pour évaluer cette méthode de manière définitive.

3.2 La décision D-2022-062

Au paragraphe 541 de sa décision D-2022-062, la Régie a souligné ce même fait. Par ailleurs, au paragraphe précédent, la Régie résume les propos du Distributeur en disant que « les prix passés ne sont pas garants des prix futurs » et qu'« un coût évité prenant appui sur des coûts passés n'est donc pas opportun ». À cela, il importe de rappeler que **les prix des marchés à terme (*forward markets*) ne sont pas non plus garants des prix futurs**, mais que le Distributeur les utilise quand même depuis longtemps pour fixer ses coûts évités en hiver, avec l'approbation de la Régie.

Après avoir résumé ces deux propositions, ainsi que celle du AHQ-ARQ, l'opinion exprimée par la Régie était très concise. Elle est reproduite ici au complet :

> ***Opinion de la Régie***
>
> [543] La Régie accepte la proposition du Distributeur <u>pour le Plan mais</u>, <u>tenant compte des observations de l'AHQ-ARQ et du RNCREQ, lui demande d'examiner certaines pistes qui pourraient constituer des éléments d'amélioration de sa méthode</u> d'établissement des coûts évités.
>
> **[544] Dans la mesure où ces informations sont disponibles, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre de son prochain plan d'approvisionnement :**
>
> > **• une revue de la littérature sur les méthodologies utilisées par les distributeurs d'électricité (nord-américains de préférence) pour prévoir les coûts évités (ou les coûts marginaux) en énergie à court terme [demande #1];**
> >
> > **• <u>les quantités et les prix horaires des achats de court terme pour les années de 2014 à 2016 afin de tester la robustesse de l'approche proposée par le RNCREQ [demande #2];</u>**
> >
> > **• les quantités et les prix horaires des achats de court terme pour les années 2019 à 2021 inclusivement (hivers 2019-2020 à 2021-2022) [demande #3].**
> >
> > **[545] En outre, la Régie ordonne au Distributeur de déposer, lors de son prochain plan d'approvisionnement :**
> >
> > **• <u>une évaluation des avantages et des inconvénients de la proposition du RNCREQ de fixer les coûts évités horaires en fonction de la charge totale prévue dans le plan d'approvisionnement, en utilisant les données historiques des années 2014 à 2021 et en apportant des ajustements si requis [demande #4];</u>**

> **• une comparaison des résultats de cette méthode avec ceux de la méthodologie actuelle [demande #5];**
>
> **• une évaluation des avantages et des inconvénients de tenir compte des prix réels des achats de court terme réalisés durant les heures de pointe et de fine pointe des cinq hivers les plus récents [demande #6].**
>
> **[546] À la lumière des résultats de ces examens, la Régie demande au Distributeur d'identifier les améliorations qu'il estime souhaitable d'apporter à la méthodologie proposée dans le présent dossier et d'en évaluer l'impact, le cas échéant, sur les rentabilités et les offres des programmes ou des options tarifaires. [demande #7]**
> (caractères gras dans l'original; soulignements et numérotation des demandes ajoutés)

Je comprends de cette décision que la Régie n'a pas fait un choix définitif en faveur de l'approche présentée par le Distributeur. Elle n'a pas non plus rejeté définitivement l'approche basée sur les données historiques que j'ai proposé. Autrement, elle n'aurait pas voulu voir tester la robustesse de mon approche (demande #2), ni voulu voir les comparaisons exigées aux demandes #4 à #7. Il ressort donc clairement qu'en acceptant la proposition du Distributeur « pour le plan » la Régie n'avait pas l'intention de clore le débat, mais plutôt de le revoir au prochain plan d'approvisionnement, à la lumière des informations additionnelles qu'elle a demandées.

3.3 La preuve en chef du Distributeur

Au présent dossier, le Distributeur n'a répondu que très partiellement à ces demandes formulées par la Régie[68] :

- Demande #1 : Le Distributeur a fourni un balisage très sommaire, limité à trois distributeurs canadiens, dont seulement deux qui évaluent des coûts marginaux de court terme (BC Hydro et Newfoundland and Labrador Hydro). Il n'y a aucune mention des méthodes utilisées aux États-Unis.

- Demande #2 : le Distributeur n'a pas produit les prix horaires d'achats de court terme pour les années de 2014 à 2016, telles que demandées par la Régie afin de tester la robustesse de l'approche que j'ai proposée. Sa justification était à l'effet que l'effort requis pour les préparer serait trop important.

  Le Distributeur ne dispose pas des données historiques demandées pour les années 2014, 2015 et 2016. En effet, ces informations sont compilées et disponibles seulement depuis

[68] B-0011, p. 54 et suivantes.

le suivi de l'entente globale cadre pour la période du 1er janvier 2017 au 31 janvier 2017[69]. Ainsi, cette robustesse n'a pas encore été testée;

- Demande #3 : tel que mentionné dans la preuve en chef, ces données sont effectivement disponibles ailleurs;

- Demande #4 : La réponse du Distributeur se trouve aux pages 57 et 58 de B-0011. Dans ce court passage, le Distributeur ne présente pas l'évaluation demandée (« des avantages et des inconvénients de la proposition du RNCREQ … en utilisant les données historiques des années 2014 à 2021 »), mais plutôt quelques arguments pourquoi il considère sa méthodologie supérieure à celle que j'ai proposée. Dans un premier temps, il suggère que cette méthodologie est « inappropriée » parce que « l'indice utilisé par le RNCREQ pour moduler le coût évité est également biaisé par la stratégie d'utilisation du bloc patrimonial ». Selon lui, ce « biais … discrédite » cette approche et le Distributeur juge qu'il n'y a aucun avantage à l'utiliser[70]. Je répondrai aux arguments présentés à la prochaine section.

  Toujours est-il que la demande originale de la Régie faisait explicitement référence à l'utilisation des données historiques des années 2014 à 2021. Le Distributeur n'a aucunement utilisé des données historiques, pas même celles qu'il a déjà publiées pour les années 2017 à 2020. Ainsi, l'évaluation demandée n'a pas été fournie;

- Demande #5 : Le Distributeur n'a aucunement fait une « comparaison des résultats de cette méthode avec ceux de la méthodologie actuelle »;

- Demande #6 : La seule « évaluation des avantages et des inconvénients » dans la preuve du Distributeur est l'argument fourni en réponse à la Demande #4. Encore une fois, le Distributeur n'a fait aucune évaluation des avantages et des inconvénients de tenir compte des prix réels des achats de court terme, se contentant de répéter un argument de nature méthodologique pourquoi il considère que ce ne serait pas une bonne idée de le faire. La Régie n'a donc pas encore ce qu'elle a demandé, à savoir : l'« évaluation des avantages et des inconvénients de tenir compte des prix réels des achats de court terme réalisés durant les heures de pointe et de fine pointe des cinq hivers les plus récents ».

- Demande #7 : Dans trois paragraphes à la page 58, le Distributeur affirme qu'il n'y a pas lieu de faire quelque modification que ce soit à la méthode qu'il a proposée en 2019. Toutefois, n'ayant pas fait les examens demandés, on ne peut pas affirmer qu'il le fait « à la lumière des résultats de ces examens ».

---

[69] Ibid., p. 56.
[70] Ibid., p. 57.

Dans les sections qui suivent, je fournirai dans la mesure du possible les informations et analyses manquantes pour répondre à ces demandes de D-2022-062. Ce faisant, j'essaie de fournir à la Régie l'ensemble des éléments nécessaires pour permettre une décision finale et éclairée sur l'approche à retenir relativement à l'évaluation des coûts évités horaires pendant les périodes de plus grande charge.

3.4 Réponses aux arguments du Distributeur

3.4.1 « Immuniser le signal »

Dans le passage précité de sa preuve en chef, le Distributeur affirme

> Bien que l'approche du RNCREQ semble attrayante a priori, le Distributeur souligne que l'indice utilisé par le RNCREQ pour moduler le coût évité est également biaisé par la stratégie d'utilisation du bloc patrimonial. Elle est par conséquent inappropriée. À cet égard, le Distributeur réitère qu'il est préférable d'utiliser le ratio des prix observés sur le marché de New York comparativement au coût des achats de court terme pour moduler le coût évité de court terme. Le biais occasionné par l'indice de modulation proposé par l'intervenant discrédite ainsi cette approche et le Distributeur juge qu'il n'y a aucun avantage à utiliser cette méthodologie. (nos soulignements)

Il indique également :

> [L]e volume de ses achats de court terme est tributaire de ses stratégies d'optimisation de l'utilisation de l'électricité patrimoniale [note omise]. Par conséquent, afin d'immuniser le signal de coût évité horaire de l'impact de l'application de ses stratégies d'optimisation de l'utilisation de l'électricité patrimoniale, le Distributeur réitère qu'il est préférable d'utiliser le ratio des prix observés sur le marché de New York [note omise] pour moduler le coût évité de court terme. Cette donnée est en effet neutre vis-à-vis de la stratégie du Distributeur. »[71] (nos soulignements)

À mon avis, le Distributeur fait fausse route en voulant « immuniser » le signal de coût évité horaire de ses propres stratégies de gestion de l'électricité patrimoniale. Il indique, avec raison, que « le coût évité (ou communément appelé coût marginal) est un concept économique qui veut représenter les coûts futurs à la marge ». **Or, ces coûts futurs, comme les coûts passés, se manifesteront dans le contexte des stratégies du Distributeur d'optimisation de l'électricité patrimoniale.** Ces stratégies ont effectivement une influence très importante sur les coûts horaires, et donc sur les coûts horaires évités. **Une méthode qui néglige d'en tenir compte fera donc nécessairement des prévisions incorrectes des « coûts futurs à la marge », parce que ces coûts futurs seront, eux aussi, fortement influencés par ces mêmes stratégies.**

[71] B-0011, p. 57.

Les stratégies de gestion du Distributeur sont complexes, et il serait futile d'essayer de les reproduire dans une méthode d'estimation de coûts évités horaires. Ainsi, contrairement aux affirmations du Distributeur, l'utilisation des coûts historiques est précisément la meilleure façon de prévoir les coûts futurs.

Il importe également de souligner que l'approche du Distributeur fait varier les coûts évités horaires **uniquement** en fonction des coûts antérieurement prévus pour le marché de New York. Quoique cela soit évidemment un facteur important, il n'est pas en soi déterminant. Selon cette approche, le coût évité pour une heure donnée serait le même si la température à Montréal était à 0°C avec une BRD de 27 000 MW, ou à -30°C avec un BRD de 38 000 MW. **C'est en fait le talon d'Achilles de la méthode du Distributeur : une méthode qui ne fait aucunement varier le coût évité, peu importe la température, est évidemment dissociée de la réalité du réseau québécois.**

3.4.2 Variabilité interannuelle

Le Distributeur a raison de souligner les différences importantes d'une année à l'autre, par rapport aux variations tant climatiques qu'économiques. Cela dit, il n'est pas possible de « normaliser » les résultats, comme on le fait par exemple pour les prévisions de la demande. Les prix sur les marchés externes varient d'heure en heure et d'année en année, et il serait illusoire de penser qu'on peut « normaliser » cette variabilité. La demande varie aussi d'heure en heure, et c'est la confluence entre ces deux variables qui détermine les coûts des achats de court terme.

Il y a toutefois une certaine relation, partielle, entre ces deux variables, en ce que le grand froid a tendance à augmenter tant la demande au Québec que les prix sur les marchés de New York. Mais ce n'est qu'un des multiples facteurs qui influencent ces prix. Cette relation est aussi un facteur important dans la détermination des coûts futurs d'achats de court terme. Il serait évidemment impossible de modéliser les interactions entre ces multiples facteurs. Toutefois, chacun de ces facteurs influence **la charge globale au réseau**. Dans la mesure où une relation claire peut être établie entre cette charge (les BRD) et le coût à la marge, et étant donné que le Distributeur fait continuellement des prévisions du BRD à différentes échelles temporelle, cela devient en fait un moyen puissant pour prévoir les coûts évité de court terme.

Comme j'avais souligné en R-4110-2019, les données alors disponibles de deux seules années étaient éloquentes, mais pas suffisamment robustes pour justifier une décision définitive. La Régie est apparemment venue à la même conclusion, d'où ses demandes #2, #4, #5 et #7.

Or, malgré la demande #2, le Distributeur n'a pas fourni les données historiques demandées pour les années 2014, 2015 et 2016. Toutefois, les données des années 2019, 2020 et 2021 sont maintenant disponibles, et celles de 2022 le seront d'ici les audiences. Il devient donc possible de fournir l'analyse sur cinq années mentionnées par la Régie à sa demande #6.

Rappelons ici que dans sa décision procédurale D-2023-011, la Régie indique qu'elle :

> ne juge pas opportun de refaire le débat sur cette méthodologie, ni de proposer une nouvelle méthode. Dans ce contexte, la Régie exclut l'examen d'une nouvelle méthode par le RNCREQ et juge que le recours aux services d'un témoin expert est inutile.

Conformément à ces indications de la Régie, je ne présente aucune nouvelle méthode dans les sections suivantes. Par contre, je vais présenter les résultats de la même méthode que celle que j'avais présenté, ajoutant cette fois les nouvelles données pour couvrir les années 2017 à 2021, inclusivement, ce qui permettra l'analyse requise par la Régie (demande #6).

Plus généralement, je vais commenter les arguments présentés dans la preuve du Distributeur et dans la mesure du possible présenter les analyses demandées à la décision D-2022-062.

J'espère que, à la lumière de cinq ans d'historique — comparé aux deux ans disponibles au moment de l'étude du dernier Plan — la Régie sera mieux outillée pour prendre une décision définitive sur cette importante question méthodologique.

3.5 La mise à jour des coûts évités de court terme selon le Distributeur

À la section 10.1 de son document B-0011, le Distributeur met à jour entre autres son signal de coût évité de l'énergie de court terme pour les périodes hivernales et estivales, ainsi que ses « coûts évités horaires », selon sa méthodologie habituelle.

En utilisant cette méthodologie habituelle, il fixe le signal de coût évité pour la période hivernale pour l'énergie de court terme à 6,9 /kWh ($ 2022, pour les années 2023 à 2026, inclusivement), et le signal de coût évité de court terme pour la période estivale (avril à novembre) à 3,3 /kWh ($ 2022)[72]. Le coût évité pour la période hivernale se base sur les prix à terme du marché DAM de NY, reflétant le fait qu'il y a des achats dans ce marché dans un nombre important d'heures en hiver. Le coût évité pour la période estivale se base sur coût de l'électricité patrimoniale, en reflétant la prémisse que, pour la plupart des heures de cette période, c'est l'électricité patrimoniale qui est à la marge.

Ensuite, il présente ses estimations des coûts évités horaires pour les jours ouvrables de janvier et pour l'ensemble de l'hiver, comme suit[73] :

[72] B-0011, p. 53.
[73] B-0011, p. 54.

Tableau 1. Profils et coûts évités horaires, méthode HQ

TABLEAU 10.1 :
PROFILS ET COÛTS ÉVITÉS HORAIRES

	Profils horaires (profil-ratio)		Coûts évités horaires (¢/kWh)	
	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver
h1	1,1	0,8	7,5	5,5
h2	1,0	0,7	6,9	5,0
h3	1,0	0,7	6,7	4,9
h4	1,0	0,7	6,8	4,9
h5	1,0	0,7	7,2	5,1
h6	1,2	0,8	8,3	5,7
h7	1,7	1,1	11,6	7,4
h8	1,9	1,2	13,1	8,3
h9	1,9	1,2	13,2	8,5
h10	1,8	1,2	12,3	8,2
h11	1,7	1,1	11,7	7,8
h12	1,5	1,0	10,3	7,2
h13	1,4	1,0	9,5	6,7
h14	1,3	0,9	8,9	6,4
h15	1,2	0,9	8,5	6,1
h16	1,3	0,9	8,9	6,3
h17	1,6	1,1	11,2	7,5
h18	2,2	1,4	15,4	9,7
h19	2,1	1,4	14,5	9,7
h20	1,8	1,3	12,7	8,9
h21	1,6	1,1	11,4	7,9
h22	1,4	1,0	9,8	6,9
h23	1,1	0,9	7,9	6,0
h24	1,1	0,8	7,7	5,6

Soulignons encore une fois que ces coûts évités horaires, fixés en fonction de l'estimation des prix du marché de NY faite le printemps dernier selon les prix à terme, ne varient pas pour une heure donnée, peu importe la météo ou l'évolution du contexte québécois pendant l'hiver (les bâtonnets disponibles).

3.6 Résultats

3.6.1 Les quatre hivers 2017-18 à 2020-21

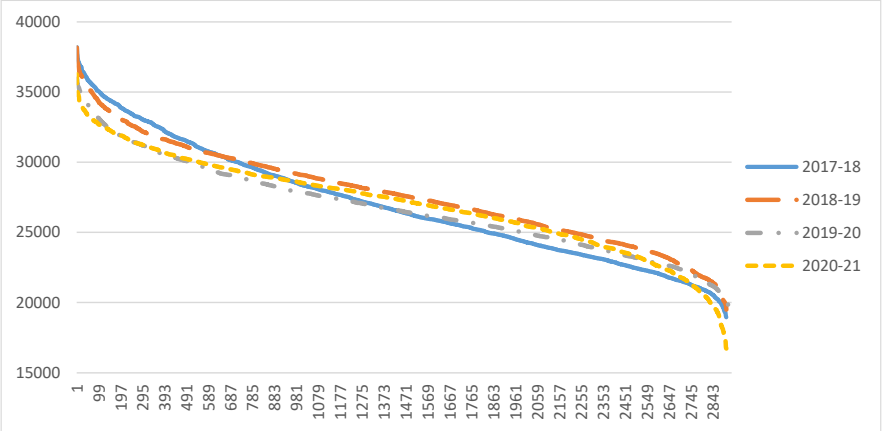
Le Distributeur n'ayant pas donné suite à la demande #2 de la Régie, il existe en ce moment seulement quatre hivers pour lesquelles des données suffisantes sont disponibles pour l'application de la méthode de régression segmentée. Ces quatre hivers sont ceux de 2017-18 à 2020-21, inclusivement[74].

Évidemment, chaque hiver est différent, que ce soit en termes de températures, consommation d'électricité, achats de court terme ou prix de ces achats. Il est donc difficile de caractériser ces différences.

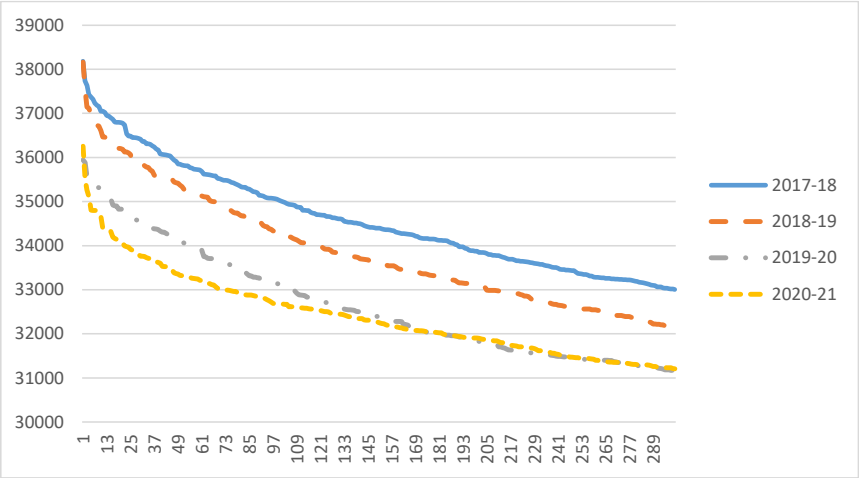
De plus, il importe de se rappeler aussi que cette période inclut la pandémie, laquelle a eu des effets importants sur la demande et aussi sur les prix de marché. Il serait impossible d'enlever ces effets, faisant en sorte qu'il y a des aspects très atypiques de cet échantillon, et surtout de l'année 2020-21.

[74] Soulignons toutefois que les données nécessaires pour étendre l'analyse à 2021-22 seront normalement publiées d'ici peu.

Le prochain graphique montre les courbes de puissance classée (CPC) des quatre hivers. L'autre après montre le détail des 300h de plus grande charge.



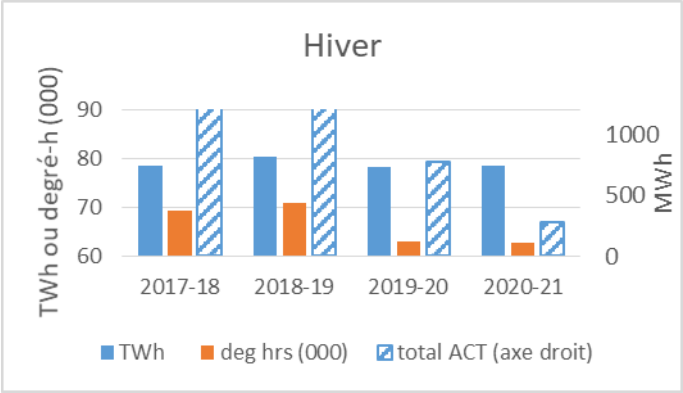
Graphique 3. Courbes de puissances classées, 2017-18 à 2020-21, hiver



Graphique 4. Courbes de puissances classées, 2017-18 à 2020-21, 300h

Ces graphiques semblent relater une histoire simple : en ordre chronologique, chaque hiver était moins rigoureux que l'autre. Toutefois, un regard plus détaillé sur l'ensemble des heures de l'hiver révèle une réalité beaucoup plus complexe.

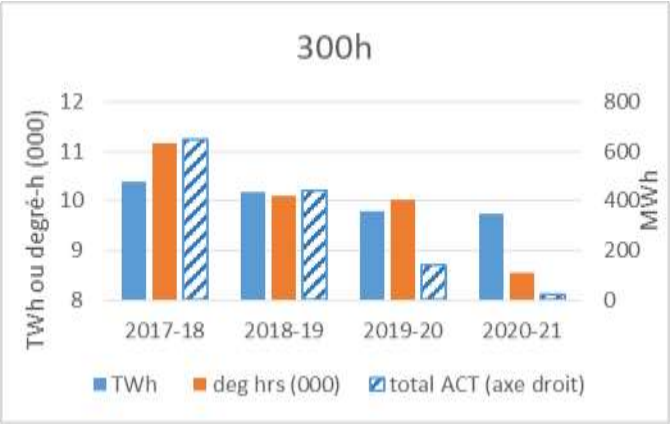
Le graphique suivant montre la consommation en électricité, la température (en milliers de degrés-heures) et la quantité d'achats de court terme (« ACT ») pour chacun de ces quatre hivers.



Graphique 5. Énergie, degrés-heures et ACT, 2017-18 à 2020-21 (hiver)

On constate que les besoins en chauffage (les barres orange) étaient plus grands durant les deux premières années que durant les deux dernières. C'est également le cas pour les ACT (les barres hachurées, qui se lisent sur l'axe de droite). Il est intéressant de noter que le dernier hiver (celui pendant le *lock-down* de la pandémie) montre des ACT beaucoup moindre que l'hiver antérieur, même si la demande et les besoins en chauffage étaient très similaires.

Toutefois, si on regarde seulement les 300h de plus grande charge, ces relations changent. Les besoins en énergie sont très similaires, et les différences en besoins de chauffage sont beaucoup moins marquées. Pour la troisième année, par exemple, les besoins en chauffage sont presque identiques à ceux de l'année antérieure, mais les ACT sont quand même beaucoup moindre. Pour la dernière année, les besoins en chauffage sont sensiblement moins, mais les ACT sont presque nuls.



Graphique 6. Énergie, degrés-heures et ACT, 2017-18 à 2020-21 (300h)

Cette grande variété d'un hiver à l'autre – en termes des besoins de chauffage, de la charge totale au réseau (qui subit aussi des influences autres que la température), des prix du marché de NY, sans parler de l'allocation des bâtonnets – font en sorte que le prix réellement à la marge dépend inévitablement de plusieurs facteurs impossibles à prévoir. C'est pourquoi l'approche du Distributeur – qui prévoit le coût évité uniquement en fonction du prix de NY, modulé par des patrons historiques de variation horaire – ne peut mener à des estimations adéquates des prix marginaux sur une base horaire.

Il importe aussi de reconnaître que cette dernière année — au cœur du *lockdown* de la pandémie — était très atypique.

Malheureusement, les données requises pour ce type d'analyse ne sont disponibles que pour quatre de ces années historiques. Avec un échantillon plus grand, l'inclusion d'un tel *outlier* ne serait pas de grande importance. Dans ce contexte, cependant, il serait peut-être sage d'exclure l'année de la pandémie de l'analyse, pour ne pas fausser les résultats. Nous y reviendrons.

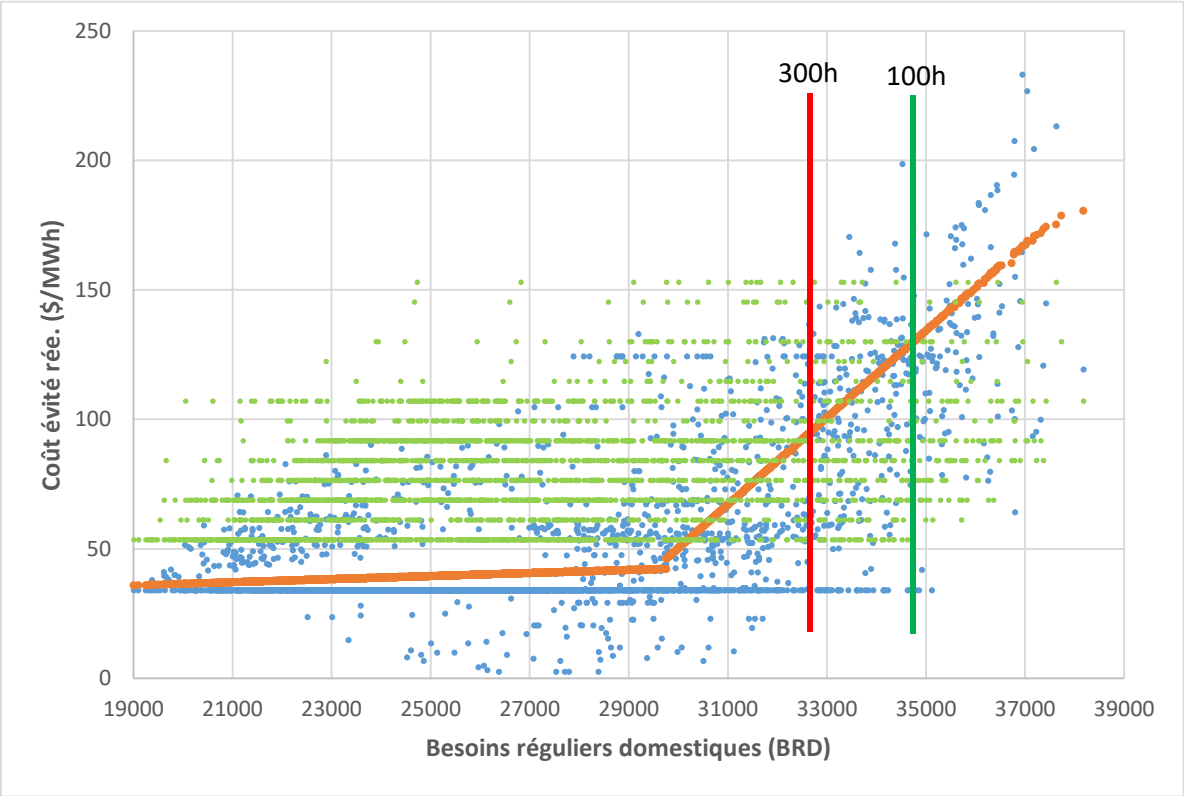
Dans la prochaine section, nous examinerons les résultats des deux méthodes pour chacun des quatre hivers pour lesquels les données sont actuellement disponibles. Ces quatre années historiques permettront de dériver des formules qui peuvent être appliquées de manière prospective (section 3.8 ci-dessous). Une fois les données de 2022 rendues publiques par HQ, je procéderai à comparer les coûts évités horaires pour l'hiver 2021-22, selon la méthode HQ et selon la méthode de régression linéaire segmentée, en utilisant les formules qui seront présentées plus loin.

3.6.2 Les résultats des deux méthodes pour chaque hiver

3.6.2.1 L'hiver 2017-18

Les détails de la méthode sont résumés à l'Annexe 1. Le graphique montre :

- les coûts évités réels (points bleus);
- les coûts évités selon la méthode HQ (points verts); et
- les coûts évités selon la méthode de régression segmentée (ligne orange).



Graphique 7. Coûts évités horaires réels et selon méthode HQ, hiver 2017-18

À l'œil, il semble clair que la méthode HQ surestime les coûts évités réels quand la charge est faible, et les sous-estime que la charge est très élevée. Cette comparaison peut être faite sur une base rigoureuse en calculant l'erreur de prévision pour chaque heure, c'est-à-dire l'écart entre la valeur réelle et la valeur prévue selon l'une ou l'autre méthode.

Comme dans mon rapport d'expert au dossier antérieur, je présente trois mesures d'erreur, soit l'erreur moyenne (ME), l'erreur moyenne absolue (MAE) et la racine quadratique moyenne (RMSE). Pour plus d'explications à ce sujet, voir les pages 19 et 20 de mon rapport d'expert au dossier antérieur[75]. Ces erreurs sont effectivement sensiblement plus élevées avec la méthode HQ qu'avec la méthode RLS[76].

Le dernier bloc à droite résume la relation entre les deux méthodes.

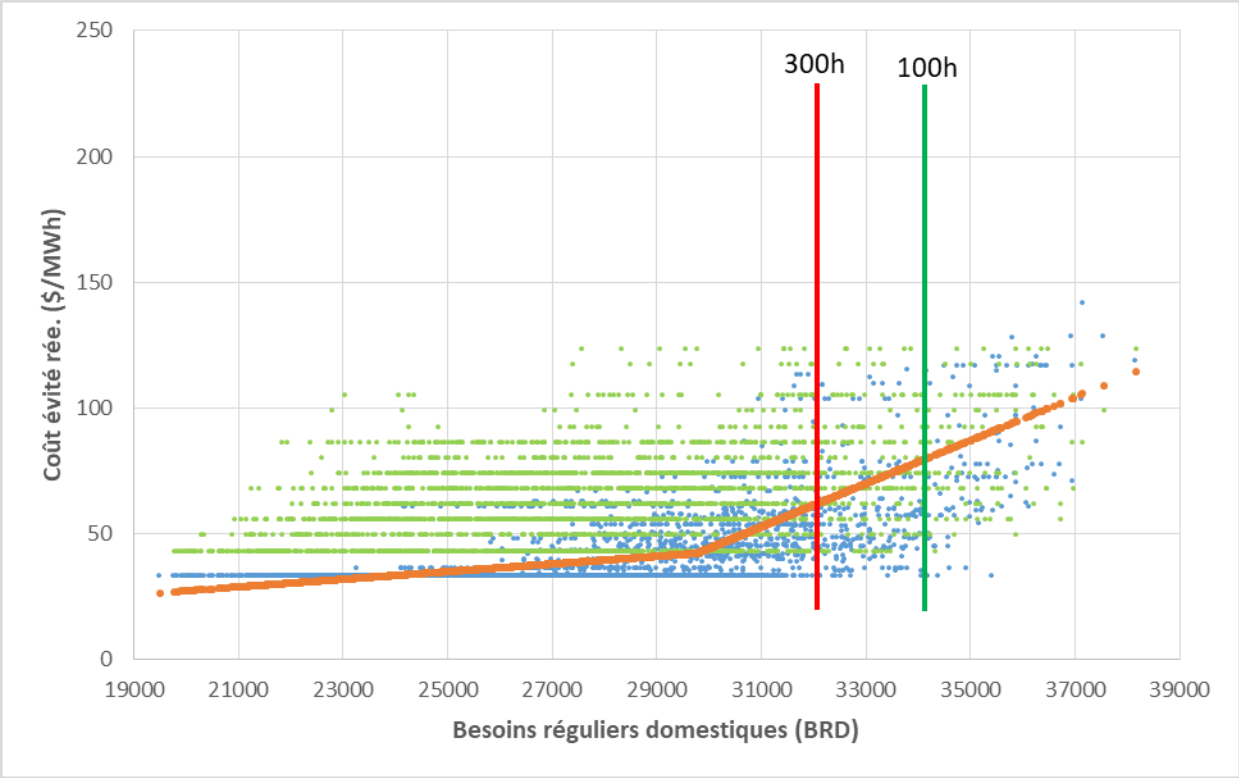
Tableau 2. Résultats de l'analyse statistique, hiver 2017-18

	méthode RLS				méthode HQD				ratio méthode HQD/RLS			
	coût évité	ME	MAE	RMSE	coût évité	ME	MAE	RMSE	coût évité	ME	MAE	RMSE
hiver	53.6	3.9	14.2	22.5	64.5	14.9	29.5	36.1	120%	383%	207%	160%
300h	127.9	12.4	31.9	41.1	75.9	-33.3	49.6	57.0	59%	269%	156%	139%
100h	151.6	0.0	31.9	41.1	81.1	-56.2	58.2	68.2	54%	N/A	182%	166%

[75] R-4110-2019, C-RNCREQ-0046, p. 19-20 (39-40 du .pdf).
[76] R-4110-2019, C-RNCREQ-0046, p. 34 (page 54 du .pdf).

3.6.2.2 L'hiver 2018-19

Cette analyse a aussi été présentée dans le rapport antérieur. Elle est résumée dans le graphique suivant.



Graphique 8. Coûts évités horaires réels et selon méthode HQ, hiver 2018-19

Comme pour l'hiver précédent, la méthode HQ semble surestimer les coûts évités pour les heures de plus faible charge. Par contre, elle ne semble pas les sous-estimer, cette fois-ci, pour les heures de très grande charge (ME de seulement 2.2).

L'analyse statistique est comme suit :

Tableau 3. Résultats de l'analyse statistique, hiver 2018-19

	méthode RLS				méthode HQD				ratio méthode HQD/RLS			
	coût évité	ME	MAE	RMSE	coût évité	ME	MAE	RMSE	**coût évité**	**ME**	**MAE**	**RMSE**
hiver	43.4	2.4	7.4	11.2	63.3	22.4	25.6	30.2	146%	927%	345%	270%
300h	77.6	11.8	21.1	24.0	78.6	12.8	29.6	35.4	101%	109%	140%	147%
100h	91.0	7.5	21.0	24.0	85.8	2.2	26.3	32.7	94%	30%	125%	136%

On constate que les erreurs MAE et RMSE sont encore une fois beaucoup plus élevées avec la méthode HQ et ce, pour chaque catégorie d'erreur.

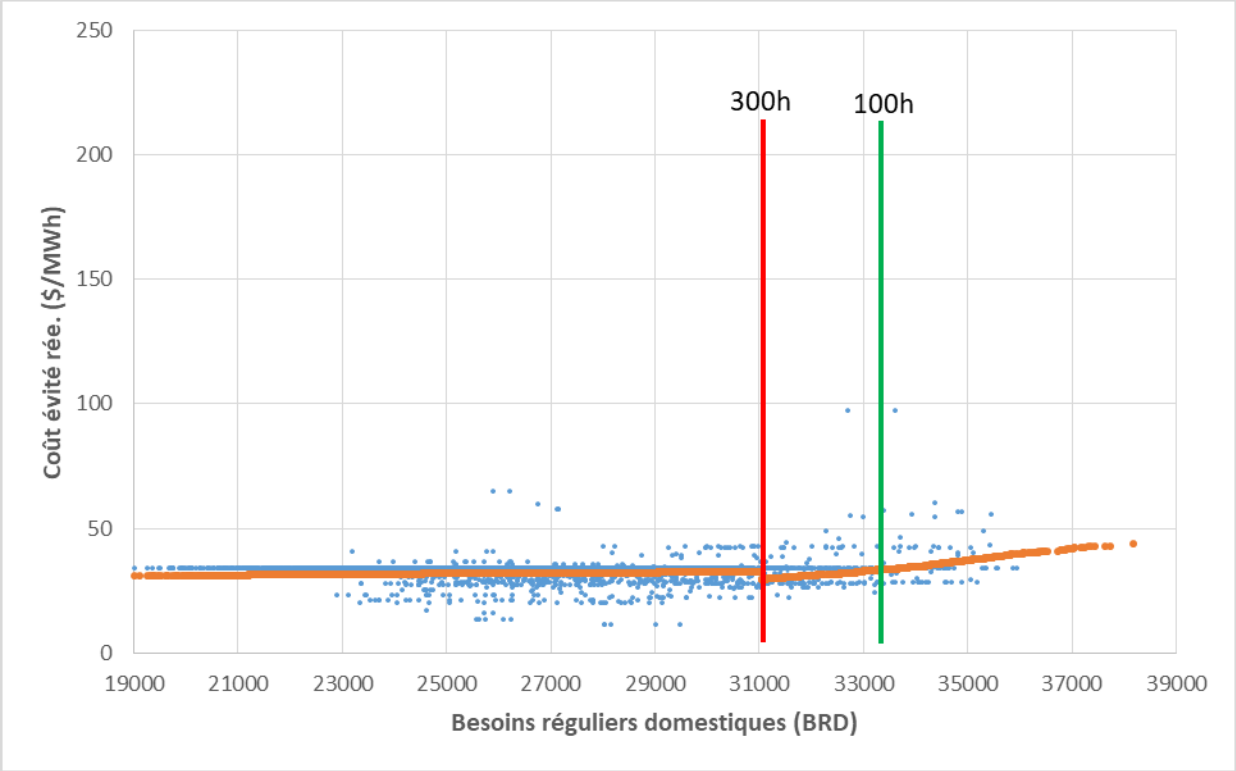
3.6.2.3 L'hiver 2019-20

Comme on l'a vu auparavant à la section 3.6.1, l'hiver 2019-20 a été dans une certaine mesure moins rigoureux que les hivers précédents. L'énergie consommée pendant l'hiver était un peu moins élevée et les besoins en chauffage beaucoup moins élevé.

La quantité d'ACT était aussi beaucoup moins élevée et le prix moyen aussi. Cet effet est encore plus marqué au-delà des 100h, malgré une quantité accrue de besoins en chauffage.

La pandémie a commencé vers la fin de cet hiver (mars 2020). Elle aurait sans doute eu une certaine influence sur la demande pendant ce mois, mais son impact sur l'hiver au complet était probablement mineur.

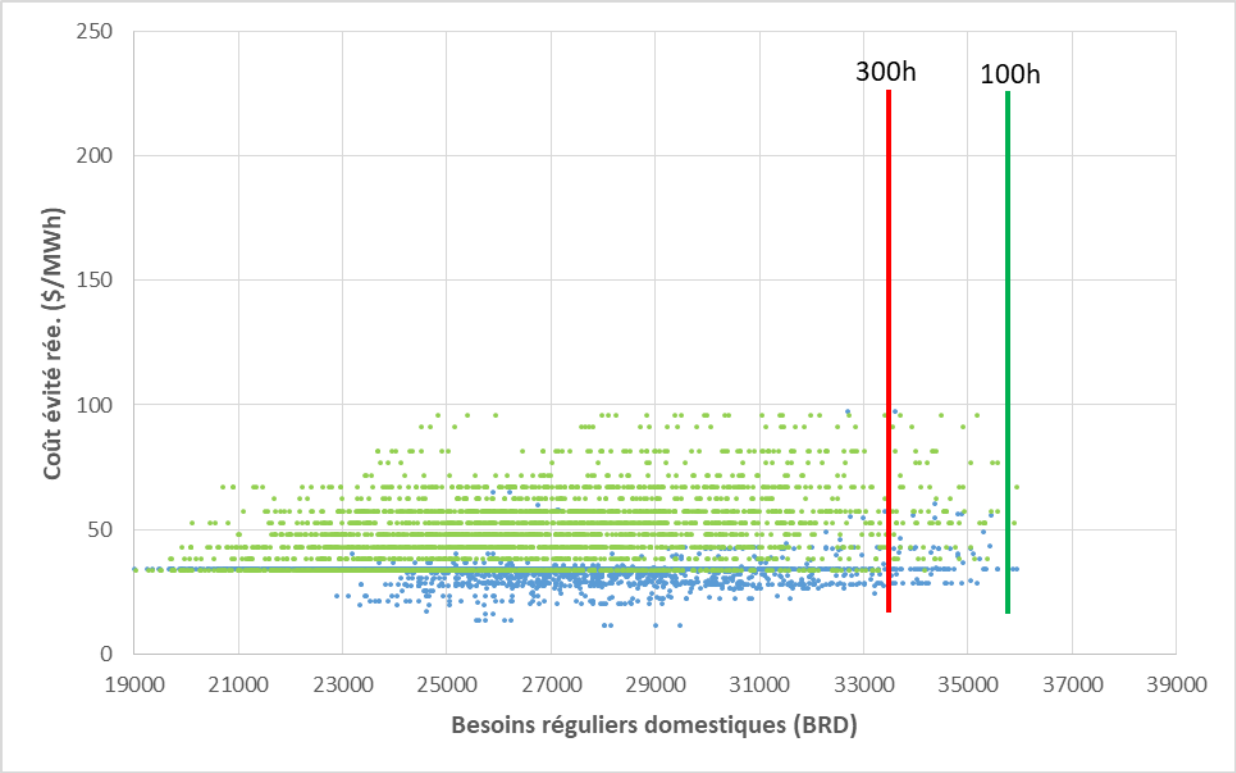
Combinés, ces facteurs ont mené à des coûts évités réels beaucoup moins élevés, comme l'indique le graphique suivant :



Graphique 9. Coûts évités horaires réels et selon méthode RLS, hiver 2018-19

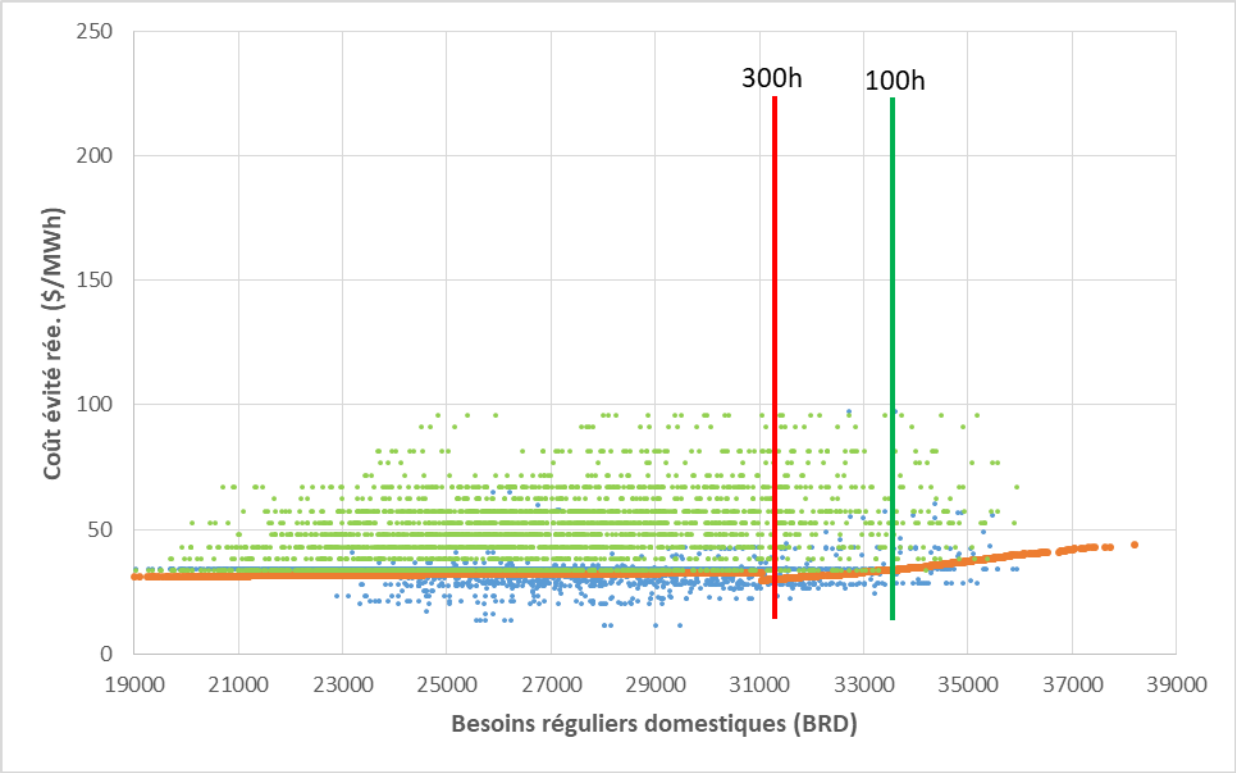
Ainsi, comparé aux deux hivers antérieurs, il y a eu beaucoup plus d'heures au prix patrimonial et beaucoup moins d'heures à prix élevé.

Le graphique suivant présente les coûts évités horaires, selon la méthode d'HQ :



Il saute aux yeux que, pour un grand nombre d'heures, les coûts évités selon la méthode d'HQ dépassent largement les coûts évités réels. Par contre, cette méthode semble assez bien estimer les coûts évités réels des heures de charge plus élevée, pour cette année.

Les résultats selon la méthode RLS sont indiqués au graphique suivant.



Graphique 10. Coûts évités horaires réels et selon méthode HQ, hiver 2019-20

À l'œil, cette approche semble mieux suivre l'évolution réelle des coûts évités, tant pour les heures de faible et de grande charge. L'analyse statistique est comme suit :

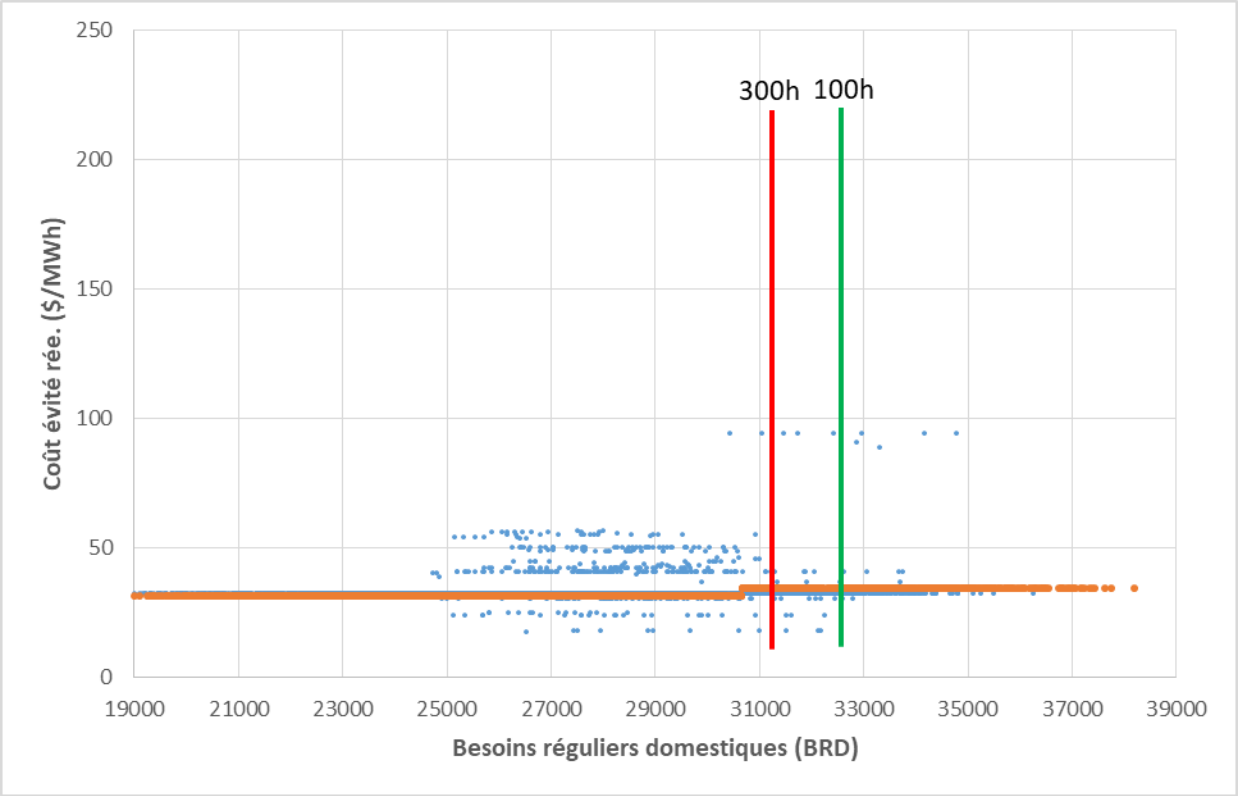
Tableau 4. Résultats de l'analyse statistique, hiver 2019-20

	méthode RLS				méthode HQD				ratio méthode HQD/RLS			
	coût évité	ME	MAE	RMSE	coût évité	ME	MAE	RMSE	coût évité	ME	MAE	RMSE
hiver	32.3	-0.8	3.0	6.0	49.1	16.0	16.5	21.5	152%	2031%	542%	361%
300h	36.3	1.1	5.8	14.3	57.0	21.8	24.0	30.4	157%	1953%	415%	212%
100h	39.8	1.1	9.8	22.5	57.2	18.6	23.4	31.1	144%	1647%	239%	138%

Effectivement, les erreurs de chaque type sont de loin moins élevées pour la méthode RLS que pour celle d'HQ.

3.6.2.4 L'hiver 2020-21

L'hiver 2020-21 était encore plus doux que les années antérieures, et ce, tant en termes de besoins de chauffage que d'énergie consommée. La pandémie a sans doute eu un effet important à la baisse tant sur la demande globale que sur les prix du marché de New York pendant cet hiver, mais il serait hasardeux d'essayer de la quantifier et de la distinguer des autres influences. Les achats de court terme étaient presque nuls, et leur prix très modeste aussi.

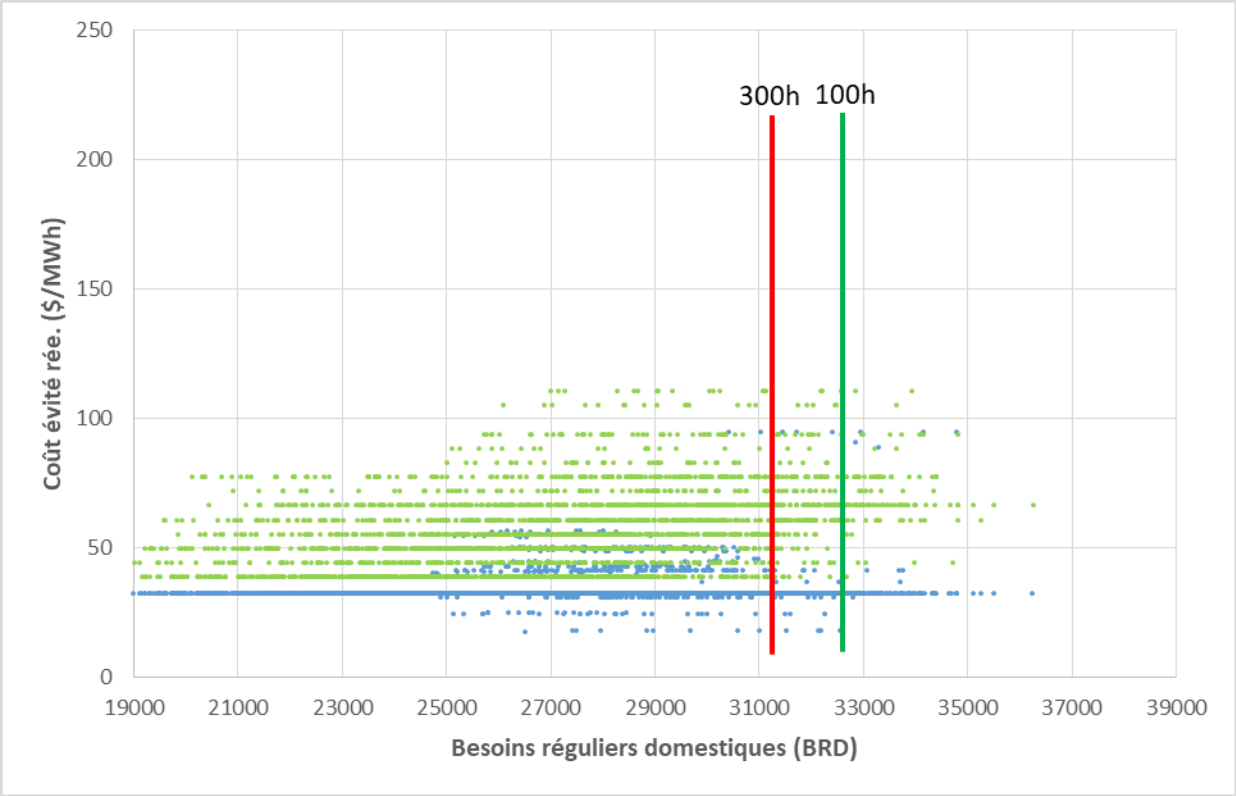


Graphique 11. Coûts évités horaires réels et selon méthode RLS, hiver 2019-20

Ces deux lignes oranges (selon la méthode RLS) presque horizontales reflètent le fait que les coûts évités réels sont presque invariables, au prix patrimonial.

Il n'y a eu que très peu d'ACT pendant les heures de plus grande charge, et la plupart de ces heures montraient en conséquence des coûts évités patrimoniaux. Étant donné la pandémie, il ne serait pas déraisonnable d'exclure cette année de l'analyse.

Le graphique suivant montre les coûts évités selon la méthode HQ. Ils sont évidemment plus élevés, et de loin, que ceux réellement encourus.



Graphique 12. Coûts évités horaires réels et selon méthode HQ, hiver 2020-21

Les résultats de l'analyse statistique sont présentés au tableau suivant :

Tableau 5. Résultats de l'analyse statistique, hiver 2020-21

	méthode RLS				méthode HQD				ratio méthode HQD/RLS			
	coût évité	ME	MAE	RMSE	coût évité	ME	MAE	RMSE	**coût évité**	**ME**	**MAE**	**RMSE**
hiver	32.1	-1.5	2.6	6.0	56.5	22.9	23.4	28.0	176%	1553%	892%	463%
300h	34.4	0.2	4.3	10.7	68.6	34.5	36.1	39.1	200%	17265%	842%	365%
100h	34.4	-1.2	5.0	13.2	71.0	35.4	37.5	39.7	206%	2926%	743%	300%

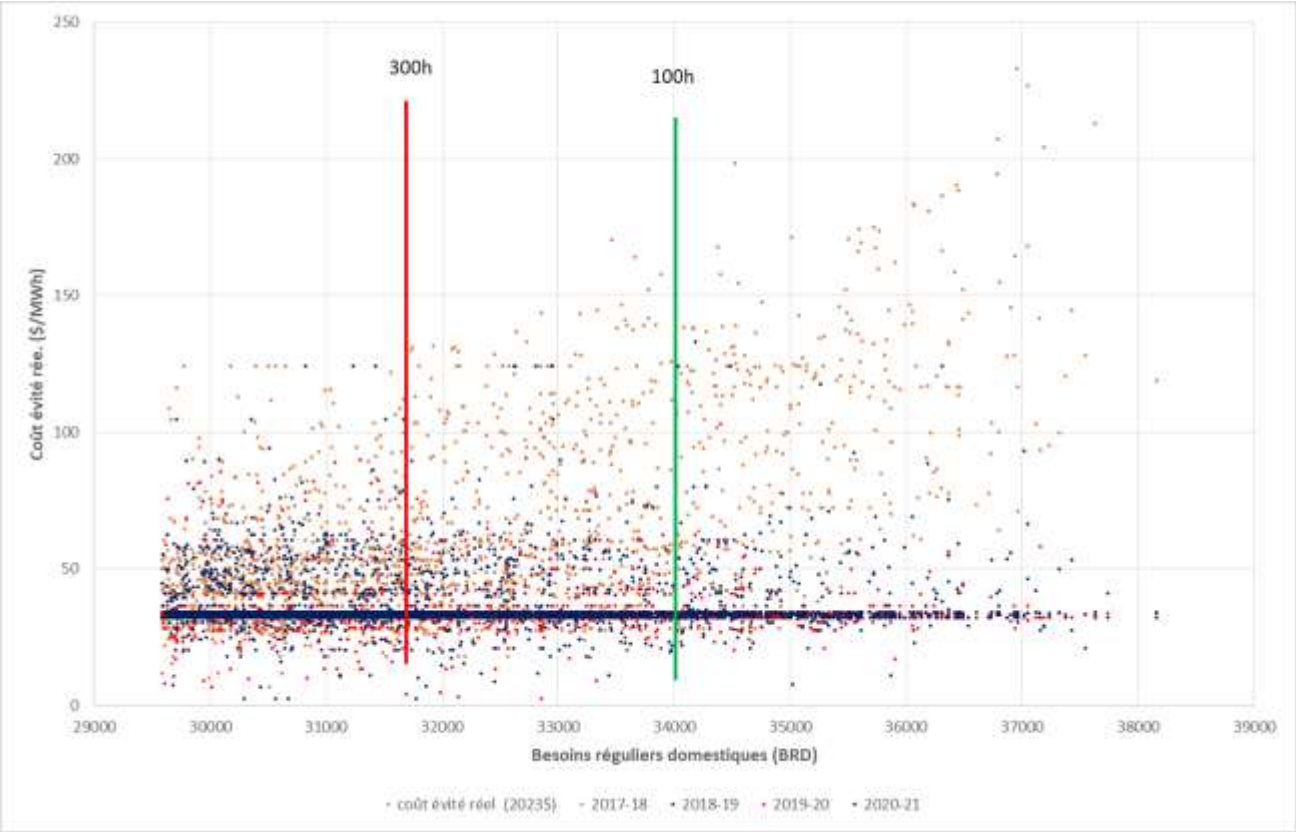
Encore une fois les erreurs selon la méthode d'HQ sont beaucoup plus élevées que celles selon la méthode de la régression segmentée.

3.7 Résultats combinés, 2017 à 2021

Afin d'utiliser la méthode RLS en mode prévisionnel, il est nécessaire de combiner les données de plusieurs années, afin de « normaliser » les écarts inévitables d'une année à l'autre. Dans cette section, on combinera donc les données des quatre années, pour produire des lignes de régression segmentées qui permettront de prévoir les coûts évités horaires des années subséquentes.

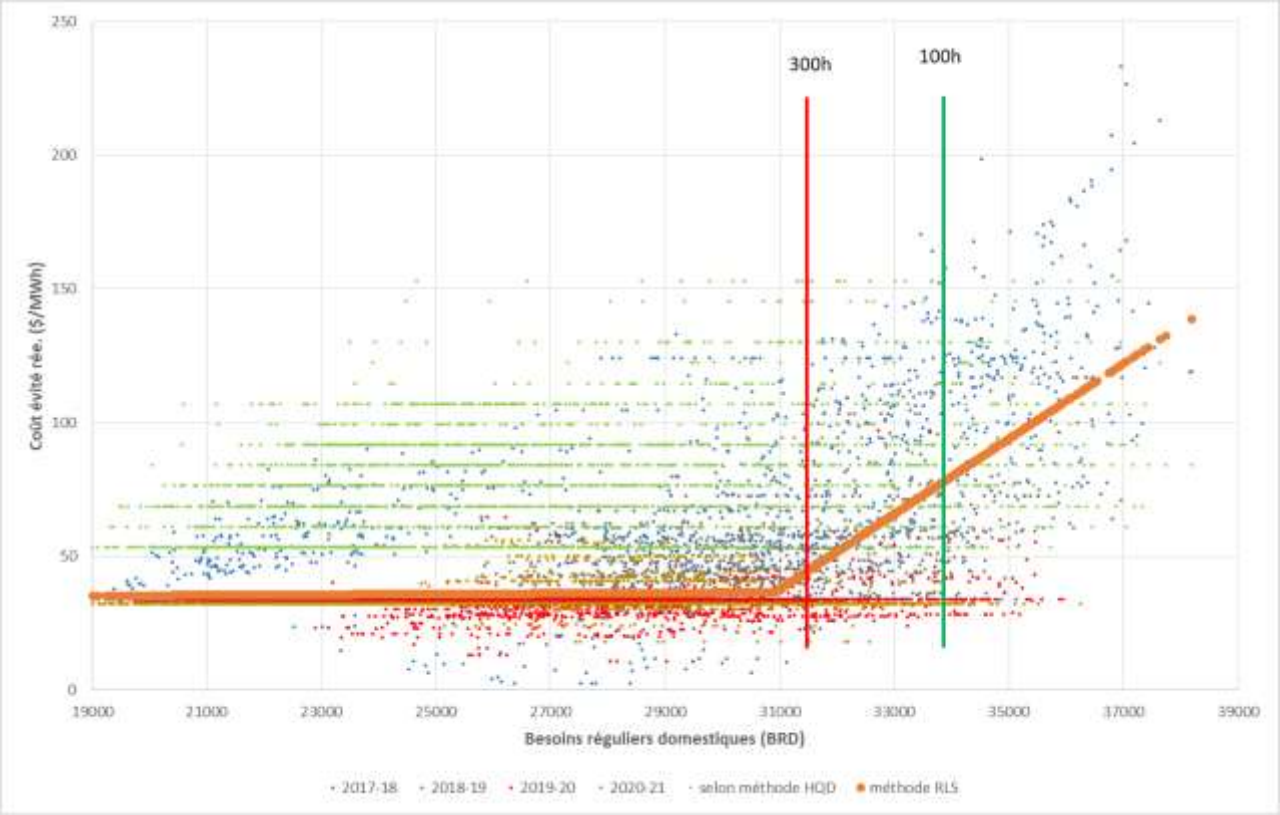
Le graphique suivant ressemble à ceux qu'on a vus jusqu'ici avec une différence importante : il regroupe des données des quatre hivers, plutôt qu'un à la fois. Afin de faciliter la lecture, et de

voir les différences réelles entre les différents hivers, les heures de chaque hiver sont indiquées par des couleurs différents.



Graphique 13. Coûts évités réels, hivers 2017-18 à 2020-21

Le graphique suivant montre la régression segmentée établie selon l'ensemble des heures vécues sur les quatre hivers.



Graphique 14. Coûts évités réels et selon méthode RLS, hivers 2017-18 à 2020-21

On note que cette ligne orange est relativement basse, par rapport à la ligne orange de l'hiver 2017-18, mais relativement élevée comparé à celle de 2020-21. Ainsi, elle représente la ligne « normalisée » selon les quatre années historiques utilisées.

3.8 L'utilisation de la méthode de régression segmentée en mode prévisionnel

Dans chacun des quatre exemples présentés à la section 3.7, la méthode de régression segmentée a mieux estimé les coûts évités réels que la méthode du Distributeur. Toutefois, pour chacune de ces années, les formules de régression ont été produites en fonction des données historiques de la même année. En d'autres mots, il s'agissait d'une application rétrospective, plutôt que prospective, de la méthode.

Dans cette section, par contre, nous utiliserons les données historiques de ces quatre hivers (de 2017-18 à 2020-21, inclusivement) pour prévoir les coûts évités horaires futurs de l'hiver 2021-22, les données duquel n'ont pas encore été rendues publiques. Lorsque les données de 2022 seront rendues publiques (donc avant les audiences), nous pourrons faire une comparaison rigoureuse de l'utilisation prospective des deux méthodes.

La méthode du Distributeur fonctionne exactement de la même façon, que ce soit en mode prévisionnel ou en mode historique. Les coûts évités horaires selon la méthode du Distributeur

pour l'hiver 2022 sont établis de la même façon qu'au Tableau 1: le Distributeur multiplie le profil établi en fonction de la journée de la semaine et de l'heure de la journée par le « signal de coût évité » pour l'hiver. Les valeurs indiquées à ce tableau seront appliquées à chaque heure de l'hiver à venir selon le calendrier et l'horloge, et deviennent donc ses coûts évités horaires.

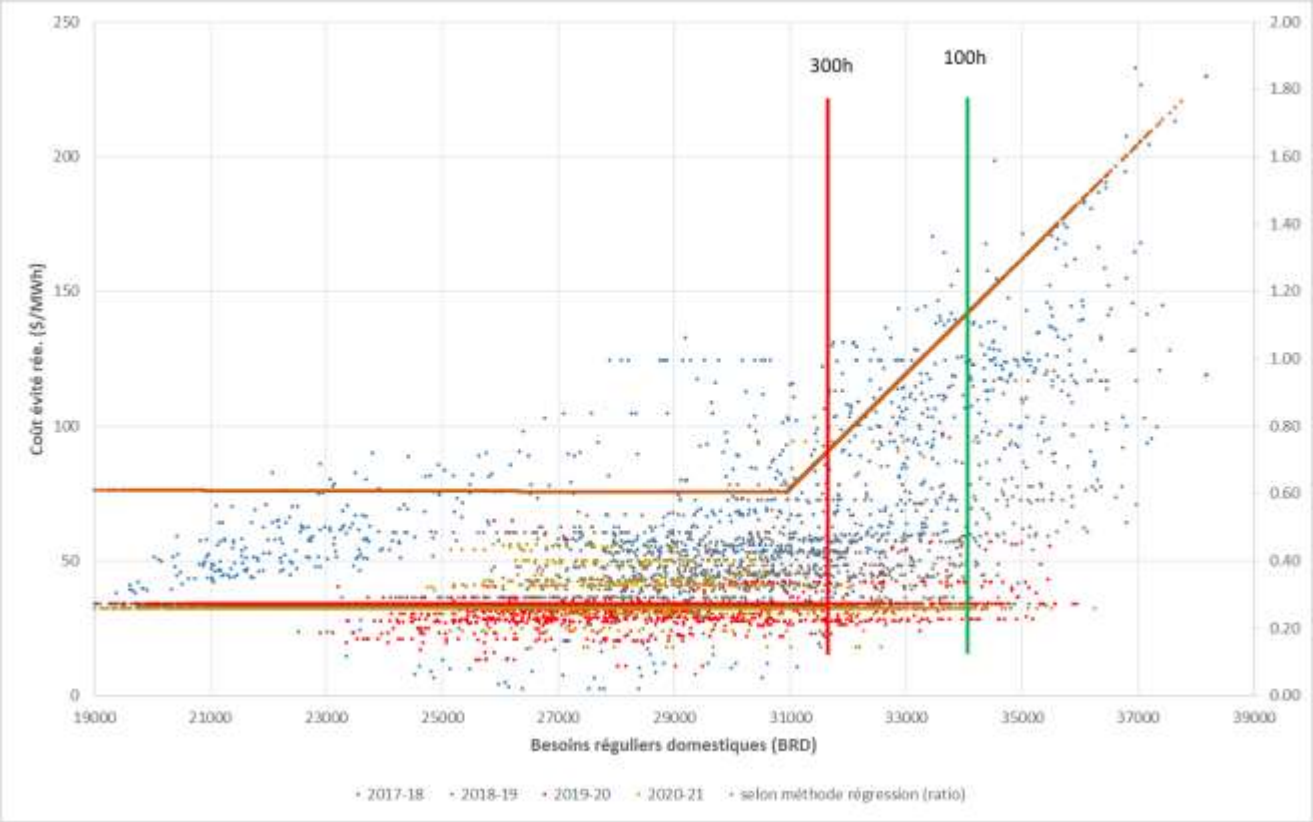
Pour la méthode RLS, par contre, l'approche est un peu différente. Il est nécessaire en plus d'ajouter une étape de normalisation, afin de pouvoir combiner les données de quatre années différentes.

Le signal de prix sur les marchés externes qu'HQ développe chaque année pour l'année prochaine est un intrant essentiel à la prévision des coûts évités horaires, quoiqu'à la différence de la méthode HQ, il n'est pas le *seul* intrant. Étant donné que ce signal varie d'année en année, il est nécessaire de normaliser les résultats en fonction de ce signal.

Pour ce faire, la régression se fait non pas sur les coûts évités horaires historiques absolus (en dollars), mais plutôt sur leur **ratio** par rapport au signal de prix prévu antérieurement pour l'année en question. Ainsi, par exemple, le coût évité réel à 11h le 21 janvier 2019 était de 117$/MWh, et le signal de prix pour l'énergie de court terme en hiver pour cette année était de 61,8$/MWh. Le **ratio** du coût évité réel par rapport au signal de prix en vigueur était donc de 117 / 61,8 = 1.89.

L'utilisation de ces ratios permet de comparer des coûts évités réels de plusieurs années distinctes. La régression linéaire segmentée sur ces **ratios** permet donc de prévoir le ratio applicable pour une heure donnée en fonction de son BRD prévisionnel. Ce ratio, multiplié par le signal de prix pour l'année en cours, donnera lieu à un coût évité pour l'heure en question, toujours sur une base prévisionnelle.

Le graphique suivant montre le résultat de cette régression segmentée en ratios (ligne orange, se lisant sur l'axe droit).



Graphique 15. Coûts évités réels et selon méthode RLS (ratios), hivers 2017-18 à 2020-21

Les formules précises pour le calcul de cette ligne (basée sur la distribution des points horaires sur quatre ans), sont :

Pour BRD > 30 930

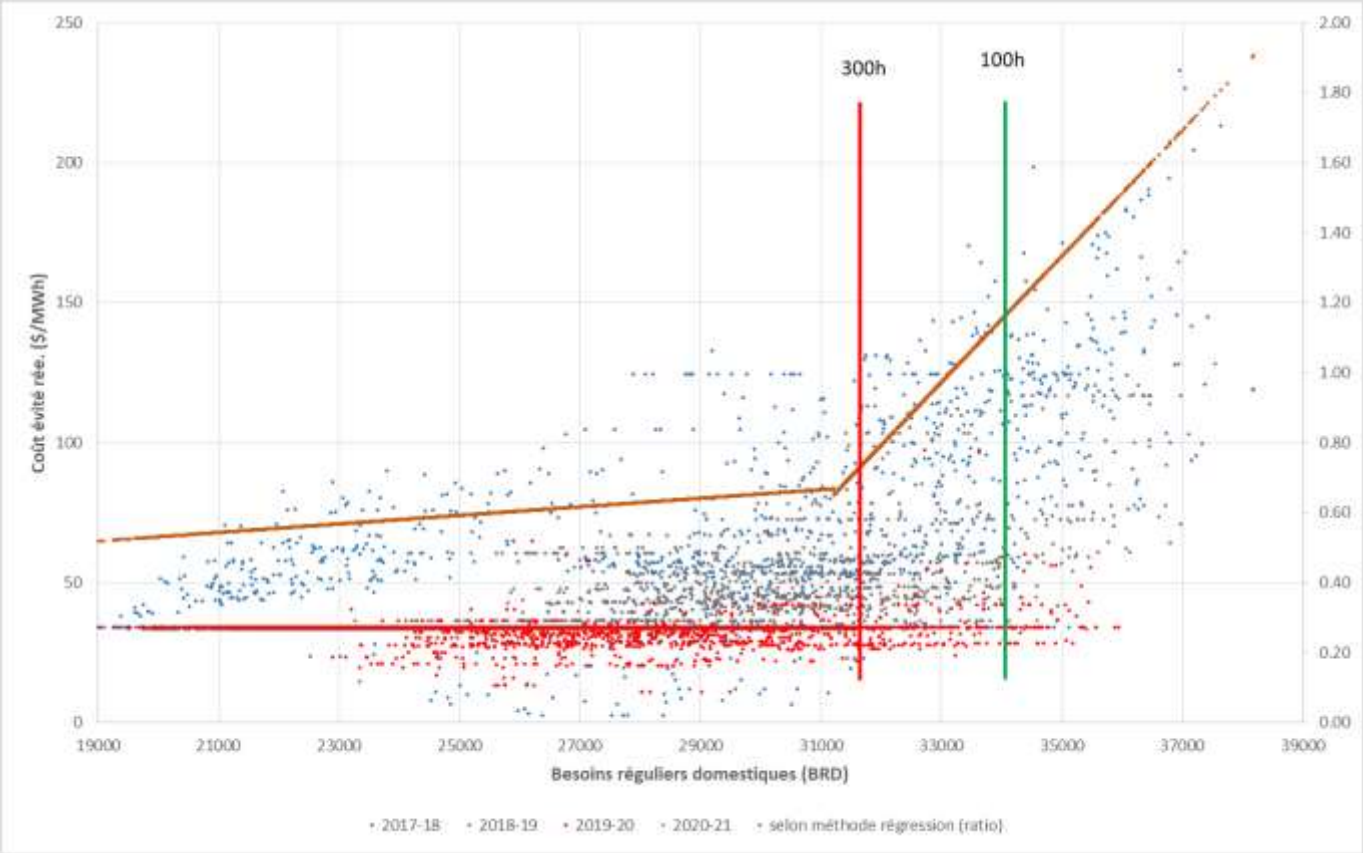
Coût évité = 0.0001706*BRD – 4.674

Pour BRD <= 30 930

Coût évité = -0.0000004941*BRD + 0.6189

Pour prévoir les coûts évités horaires pour l'hiver 2021-22, il faut donc multiplier ces ratios par le BRD prévu pour chaque heure, et par le signal de prix retenu pour cette année, soit 49,5 $/MWh (44$/MWh (2021$), exprimé en dollars de 2023).

Tel qu'indiqué plus tôt, l'année 2020-21 était très exceptionnelle, dû entre autres à la pandémie. Si l'on décide de l'exclure de l'analyse, les ratios RLS seraient plutôt ceux indiqués ici, légèrement plus élevés :



Graphique 16. Coûts évités réels et selon méthode RLS (ratios), en excluant l'hiver de la pandémie

Les formules de régression linéaire segmentée, en excluant l'année de la pandémie, sont :

Pour BRD > 31 210

Coût évité = 0.00018*BRD – 4.967

Pour BRD <= 31 210

Coût évité = -0.00001223*BRD + 0.2861

Ce sont donc les formules à utiliser pour calculer les coûts évités horaires de 2021-22, si l'on veut exclure l'hiver du *lockdown* du *benchmark.*

Rappelons que, selon la méthode RLS, le calcul du coût évité pour une heure donnée dépend directement de la charge totale. Cela peut être fait sur une base annuelle, en utilisant un prévision horaire telle que présentée à la pièce B-0104 de ce dossier, ou sur la base de prévisions de la demande de court terme, qui sont mises à jour fréquemment par le Distributeur dans le cadre de sa gestion en continu des bâtonnets. Ainsi, on peut prévoir les coûts évités horaires sur une base saisonnière ou sur une base de très court terme, à quelques journées d'avance.

D'ici quelques semaines, les données seront disponibles pour pouvoir « prévoir » les coûts évités horaires de 2021-22. La mise à jour de cette analyse sera donc présentée lors des audiences.

3.9 Discussion

Sur chacune des années historiques disponibles, la méthode RLS a mieux prévu les coûts évités horaires réels avec beaucoup plus de précision que la méthode d'HQ.

Il s'agit d'une méthode claire et objective. Quoique son application requiert effectivement un certain effort, elle demeure conceptuellement simple, comparée à beaucoup d'autres outils de planification utilisés par le Distributeur.

Le test de la méthode sera ces prévisions de l'hiver 2021-22, basé sur l'historique des hivers 2017-18 à 2020-21, inclusivement. Ces prévisions seront sans doute imparfaites, mais il restera à voir si elles ne sont pas tout de même supérieures à celles découlant de la méthode d'HQ quant aux coûts évités réels.

En présumant que cette comparaison s'avère concluante, la Régie aura une base suffisante pour rejeter la méthode proposée par HQ, et pour retenir la méthode de régression linéaire segmentée (du moins sur une base provisoire).

Sans élaborer davantage, il est néanmoins important de souligner la possibilité d'utiliser cette même méthode pour l'année au complet, plutôt qu'uniquement pour l'hiver, comme j'ai démontré dans mon rapport d'expert en R-4110-2019[77]. L'avantage de le faire est de pouvoir identifier, pour la première fois, les coûts à la marge du Distributeur, d'une manière qui tienne compte à la fois de l'influence du contrat patrimonial et des marchés externes. Même si cette estimation est imprécise, elle pourrait agir comme « proxy » d'un prix de marché, communément disponible dans la plupart des juridictions nord-américaines.

Les bénéfices d'avoir accès à un tel signal de prix sont donc diverses. D'une part, cela permettrait une tarification en temps réel, lorsque souhaitable pour s'assurer que la charge en question supporte les coûts réels qu'elle occasionne. D'autres applications vont de la rémunération des sources d'énergie renouvelable (par exemple, dans la microproduction solaire ou éolienne) à l'évaluation des impacts réels aux coûts de service de différents programmes de gestion de la demande.

Un projet pilote récemment initié au New Hampshire suggère un tout autre champ d'action qui deviendra possible une fois établi le « proxy » du coût marginal horaire. Le « Transactive Energy

[77] R-4110-2019, C-RNCREQ-0046, s. 6, pages 33 à 35 (p. 53 à 55 du .pdf).

Rate Program », mis en place par le New Hampshire Electricity Cooperative (NHEC) permet aux véhicules électriques de contribuer à réduire le coût de service et, par ce fait, d'égaliser la courbe de la demande[78].

Le programme fait appel à des chargeurs bidirectionnels de véhicules électriques — une denrée rare en ce moment, mais qui deviendra sans doute plus commune dans les années à venir. Chaque jour, le réseau transmet électroniquement aux chargeurs les coûts marginaux applicable le lendemain. Dans la mesure où le véhicule est branché sur le chargeur (et, bien sûr, que le propriétaire souhaite participer), il recharge la batterie pendant les heures où le prix horaire est faible, et il décharge au réseau pendant les heures où il est élevé. Ainsi, la voiture devient un engin d'arbitrage sur le marché horaire et, ce faisant, contribue à réduire les pointes et remplir les creux de la demande.

Il n'est pas nécessaire d'avoir un compteur dédié, parce que le réseau contrôleur est certifié pour rapporter les quantités et heures de chargement et de déchargement. Ainsi, la voiture devient un élément actif du réseau, sans impliquer d'aucune façon le distributeur d'électricité.

Tout distributeur qui fait partie d'une région avec un prix horaire aura accès aux signaux de prix nécessaire pour l'application d'un tel système. C'est le cas à New York, en Nouvelle Angleterre, dans la grande majorité des états américains, et dans plusieurs provinces canadiennes.

L'adoption d'une approche comme celle décrite ici permettrait au Québec d'accéder à tous les bénéfices d'avoir un prix horaire, sans la complexité et les incertitudes énormes qui accompagnerait l'implantation d'un tel marché horaire.

Pour cette raison, en plus des bénéfices directs identifiés dans le présent dossier (avoir une estimation relativement fiable des coûts évités pendant les périodes de plus grande charge), j'encourage la Régie a considérer sérieusement la méthode proposée.

3.10 Conclusion

L'approche proposée par le Distributeur est compromise par sa prémisse de base. En effet, l'approche du Distributeur prend pour acquis qu'il y a des ACT pendant toutes (ou presque) les heures de l'hiver. Cette prémisse est à la base de l'approche qu'il utilise depuis longtemps pour fixer les « coûts évités d'énergie à court terme en hiver ». Pour fixer le coût évité, il utilise simplement le prix moyen prévisionnel de l'énergie sur le marché de New York. Cette approche serait tout à fait correcte, dans la mesure où ce marché était effectivement à la marge pendant toutes les heures de l'hiver. Mais il ne l'est pas.

[78] https://www.nhec.com/energy-management/transactive-energy-rate-program/

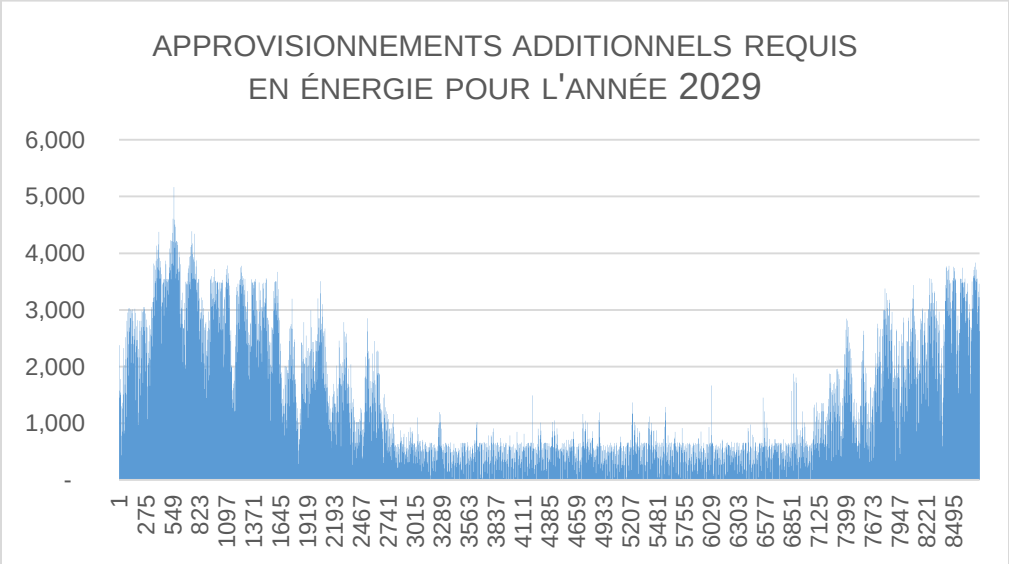
Le Distributeur s'appuie ensuite sur cette approche fautive pour fixer les coûts évités pour les heures de plus grande charge en tant que multiple de ce prix du marché NY, avec un profil qui reflète l'intensité d'utilisation à différents moments de la journée et de la semaine. Encore une fois, cette approche serait pourrait convenir, mais seulement dans la mesure où le marché de NY est effectivement à la marge pendant toutes les heures de l'hiver.

Le tableau suivant indique le pourcentage des heures de chaque hiver où il n'y a pas eu d'ACT, et donc où le coût à la marge était celui de l'électricité patrimoniale.

hiver	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
% des heures sans ACT	63%	62%	72%	85%

Ainsi, même dans les hivers plus rigoureux, presque deux tiers des heures montrait un coût marginal d'environ 3 cents. Le problème de l'approche proposée par le Distributeur est qu'elle ne peut aucunement représenter cette réalité.

De l'autre côté de la médaille, nous avons les autres huit mois de l'année où, selon la prémisse de base du Distributeur, le coût à la marge est celui de l'électricité patrimoniale. Cela était sans doute vrai il y a 20 ans, mais ce ne l'est plus. Le graphique suivant, tiré de la preuve du Distributeur dans le présent dossier, le démontre d'ailleurs[79] :



Comme mentionné ci-dessus, la méthode RLS que je propose peut être appliquée tout au long de l'année, capturant ainsi la réalité d'un mélange et de proportions variant constamment entre des heures avec un coût à la marge de 3 cents et celles avec un coût à la marge beaucoup plus élevé. Mais effectivement, une telle application de la méthode RLS déborde du cadre du présent dossier – notre démonstration des avantages à cet égard devra donc attendre un autre jour.

[79] B-0104.

3.11 Recommandations

Je recommande à la Régie :

1) De reconnaître que la notion de « coût évité horaire réel », qui représente le coût réellement à la marge sur une heure donnée, est utile pour comprendre les coûts évités dans le contexte du contrat patrimonial;

2) De reconnaître que la façon la plus pratique de calculer ce coût évité horaire réel pour une heure pendant laquelle HQ a procédé à des achats de court terme est d'utiliser le coût moyen de ces achats, même si, idéalement, on devrait prendre le prix du dernier achat engagé pour l'heure en question;

3) De reconnaître que, pour une heure pendant laquelle il n'y a pas eu d'achat de court terme, le coût évité horaire réel est simplement le prix de l'électricité patrimoniale;

4) De conclure que les données historiques démontrent que les coûts évités horaires établis selon la méthode proposée par HQ ne ressemblent aucunement aux coûts évités horaires réels, et que cette méthode devrait donc être rejetée;

5) De conclure que la méthode de régression linéaire segmentée (RLS), telle que présentée ici, permet effectivement de prévoir les coûts évités réels avec une certaine justesse, et devrait donc être retenue, à tout le moins sur une base provisoire;

6) D'ordonner HQ de mettre en application la méthode RLS, pour l'hiver 2023-24, avec les ajustements qu'il considère appropriés. Pour ce faire, il devrait refaire la régression linéaire segmentée en tenant compte aussi des données historiques de 2021-22, et faire état de tous ces ajustements, le cas échéant, ainsi que ses coûts évités horaires prévus, dans son État d'avancement 2023;

7) De demander au Distributeur d'explorer l'utilisation de cette même méthode pour l'année au complet, afin d'avoir une meilleure compréhension des coûts évités tout au long de l'année, et de l'utilisation de ces coûts évités horaires dans le cadre de ses différents programmes de GDP.

ANNEXE I : Shifted Energy

ANNEXE II : Méthode de calcul de coûts évités horaires