R-4110-2019, phase 1

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2020-2029

Mémoire du RNCREQ

Version caviardée

Mise à jour du 11 mai 2021

Tables des matières

CONCERNANT CETTE MISE À JOUR 4

1 RÉSEAU INTÉGRÉ 4

1.1 Les conséquences de la crise sanitaire sur la prévision de la demande 4

1.2 La mise à jour de la prévision de la demande 6

1.2.1 Les chaînes de blocs 7

1.2.2 Conversion bi-énergie 8

1.2.3 L'hydrogène 8

1.2.4 Les centres de données 8

1.2.5 Discussion 8

1.3 Les approvisionnements 9

1.3.1 Hilo 9

1.3.1.1 Contribution au bilan 9

1.3.1.2 Le rapport de Synapse Energy Economics inc. 14

1.3.1.3 L'enjeu des coûts 14

1.3.1.4 L'enjeu du traitement réglementaire 19

1.3.1.5 La non-concurrence 25

1.3.2 Efficacité énergétique 27

1.3.3 GDP – Chauffe-eau 33

1.3.3.1 Contexte 34

1.3.3.2 Potentiel technico-économique 35

1.3.3.3 Le parc existant des chauffe-eau conventionnels 36

1.3.3.4 Le Mandat d'Hilo 38

1.4 Les approvisionnements en achat de court terme 40

1.5 La tenue d'appels d'offres en puissance et/ou en énergie 46

2 RÉSEAUX AUTONOMES 48

2.1 Conversion des réseaux autonomes 48

ANNEXE 1 50

ANNEXE 2 51

Concernant cette mise à jour

Le mémoire initial du RNCREQ comportait deux documents : C-RNCREQ-024, sur Hilo et les Iles-de-la-Madeleine, et C-RNCREQ-018, sur les autres sujets.

Afin d'éviter que le lecteur ait à se référer à plusieurs documents, le présent mémoire reprend le contenu de C-RNCREQ-018 et la partie de C-RNCREQ-024 concernant Hilo, et y ajoute de nouveaux éléments tenant compte des multiples changements survenus dans la preuve du Distributeur depuis le dépôt de la preuve du RNCREQ en juillet 2020. Les principaux ajouts sont indiqués par une ligne verticale rouge dans la marge gauche.

Quoique certains passages du mémoire original soient moins pertinents avec le passage du temps, nous avons néanmoins cru bon de les laisser tels quels, plutôt que de récrire le mémoire au complet. Cela dit, des nuances ont été apportées au besoin, certaines phrases qui faisaient référence spécifiquement au contexte de juillet 2020 ont été retirées et certains titres ont été modifiés, le tout afin de faciliter la lecture.

1 Réseau intégré

1.1 Les conséquences de la crise sanitaire sur la prévision de la demande

La preuve du Distributeur, incluant les bilans prévisionnels en énergie et en puissance, a été déposée avant l'éclosion de la pandémie de la COVID-19, qui a provoqué un ralentissement considérable de l'économie à l'échelle mondiale. Dans sa DDR #1, le RNCREQ s'est enquis des effets de la crise sanitaire sur les prévisions du Distributeur et de la nécessité de les mettre à jour. Le Distributeur répond :

> Pour ce qui est de l'impact de la Covid-19, le Distributeur est d'avis qu'il s'agit d'un événement temporaire dont les effets seraient ressentis au début de la période couverte par le Plan. Après quoi, le Distributeur anticipe que les ventes reviendraient près du niveau de la prévision au dossier. D'autre part, le Distributeur juge que ce type d'événement est couvert par le biais de ses scénarios d'encadrement. Par conséquent, le Distributeur ne voit pas le besoin, à ce moment-ci, d'effectuer une mise à jour de sa prévision. (...) Néanmoins, le Distributeur continue de suivre l'évolution de la situation et sera en mesure de statuer sur les paramètres de la reprise plus tard cette année. A priori, il estime que sa prévision des besoins et les stratégies d'approvisionnement qui en découlent, telles que définies dans le Plan, sont encore valides.

> Enfin, le Distributeur travaille à quantifier l'impact de la COVID-19 sur les ventes d'électricité et compte intégrer ses constats dans la mise à jour de sa prévision produite pour l'État d'avancement 2020.[1]

Dans son mémoire initial, le RNCREQ indiquait, dans les termes suivants, ne pas partager cet avis du Distributeur :

> Le RNCREQ ne partage pas l'avis du Distributeur, notamment à la lumière des plus récentes prévisions du Fonds monétaire international (FMI) qui prévoit maintenant une récession mondiale de 4,9% pour l'année 2020-2021, alors qu'il prévoyait 3% en avril. Pour le Canada, le FMI prévoit une contraction de 8,4 % cette année et une reprise de 4,9 % en 2021.[2] Toutefois, il faut reconnaître la très grande incertitude qui entoure ces prévisions, étant donné que la trajectoire future de la pandémie demeure largement inconnue.
>
> Force est de constater que le scénario de croissance sur lequel s'appuyaient les prévisions du Distributeur ne se réalisera vraisemblablement pas. Une mise à jour des prévisions du Distributeur tenant compte des impacts de la COVID-19 s'avère donc impérative, une position partagée par plusieurs intervenants, dont certains demandent, la suspension du dossier en l'attente de cette mise à jour. Dans sa décision D-2020-070, la Régie estime qu'il est prématuré de spéculer sur les impacts de la pandémie de COVID-19 sur la demande d'électricité et n'ordonne par conséquent pas au Distributeur de mettre à jour ses prévisions de la demande dès maintenant. Elle note l'intention du Distributeur de fournir une mise à jour dans le prochain état d'avancement du Plan, tout en l'informant qu'il est possible qu'elle lui demande des informations complémentaires d'ici la tenue de l'audience.[3]
>
> La décision D-2020-070 ne doit pas être interprétée comme signifiant que la Régie cautionne l'affirmation du Distributeur selon laquelle la pandémie est "un événement temporaire dont les effets seraient ressentis au début de la période couverte par le Plan" après lequel "les ventes reviendraient près du niveau de la prévision au dossier." La Régie affirme plutôt qu'il est "prématuré de spéculer sur les impacts de la pandémie de COVID-19", ce qui sous-entend qu'elle anticipe qu'il y aura des impacts, mais qu'il est encore trop tôt pour les mesurer.

Un an plus tard, on connaît certes un peu mieux les impacts de la COVID-19, mais tous s'entendront pour dire que l'incertitude demeure à bien des égards.

Depuis plusieurs années, le RNCREQ attire l'attention de la Régie sur le fait que, même si le Distributeur prépare chaque année des fourchettes d'incertitude dans ses prévisions de la demande, sa planification se fait uniquement en fonction du scénario moyen. Or, avec la pandémie, l'incertitude quant à l'avenir est plus grande que jamais.

---

[1] R-4110-2019, B-0046, HQD-5, Doc. 7, p. 4, R1.1
[2] Le Devoir, Le FMI prévoit une récession mondiale plus sévère que ce qui était prévu, 25 juin 2020.
[3] R-4110-2019, D-2020-070, p. 8.

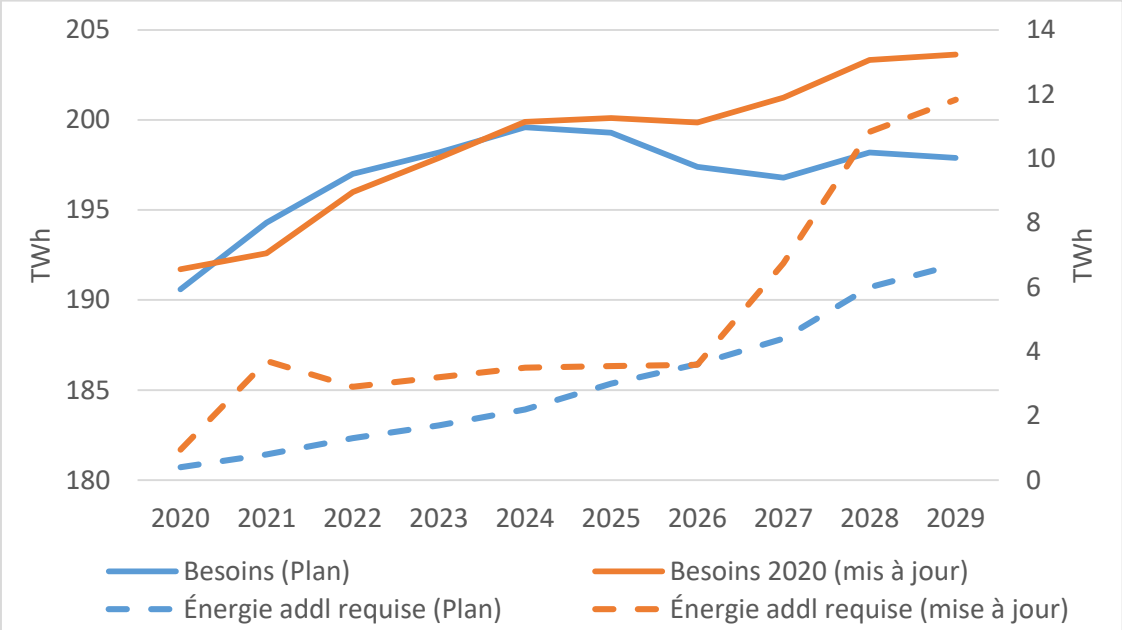
Alors que le Distributeur s'apprête à lancer des appels d'offres, il est encore plus important de bien encadrer cette incertitude, afin de s'assurer que la stratégie retenue produise des résultats acceptables dans plusieurs scénarios possibles, et non seulement selon le cadre de planification du jour. Par exemple, lors de la demande d'approbation de l'appel d'offres en juin 2021, le RNCREQ recommande que le Distributeur justifie en quoi le produit et les caractéristiques recherchés sont appropriés non seulement pour les prévisions de l'État d'avancement, mais également à l'égard d'un scénario fort et faible.

1.2 La mise à jour de la prévision de la demande

Le Distributeur a présenté une mise à jour de sa prévision de la demande, selon l'État d'avancement 2020. Toutefois, à la section 8 de son rapport d'expert révisé, M. Raphals a identifié certains éléments de cette prévision pour lesquels des mises à jour sont nécessaires, notamment à l'égard de la demande pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (demande chaînes de bloc). Le Tableau 28 et le Graphique 40 du rapport de M. Raphals, reproduits ci-dessous, résument ces mises à jour.

Tableau 1. Besoins, ACT et approvisionnements de long terme requis, en fonction des besoins mis à jour

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Besoins (État d'avancement 2020)	**(1)**		189.2	191.4	193.3	195.5	196.2	196.1	197.7	199.9	200.4
Consommation additionelle (chaînes de blocs)	**(2)**	1.1	3.4	4.6	4.6	4.4	3.9	3.8	3.5	3.4	3.2
Besoins 2020 mis à jour	**(3) = (1) + (2)**	191.7	192.6	196.0	197.9	199.9	200.1	199.9	201.2	203.3	203.6
ÉPI mise à jour	**(4)**	4.8	5.9	3.9	2.8	1.5	1.7	1.8	0.0	0.0	0.0
ACT mis à jour	**(5)**	1.0	3.7	2.9	3.2	3.5	3.6	3.6	3.7	4.9	5.3
Approvisionnements long terme mis à jour	**(6)**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	5.9	6.5
Énergie addl requise mise à jour	**(7) = (5) + (6)**	**1.0**	**3.7**	**2.9**	**3.2**	**3.5**	**3.6**	**3.6**	**6.7**	**10.8**	**11.8**



Graphique 1. Besoins et énergie additionnelle requise, Plan et mis à jour

Il importe de souligner que, avec ces mises à jour, la quantité d'énergie qui serait requise en nouveaux approvisionnements de long terme dépasse sensiblement celle indiquée dans la preuve du Distributeur (6,5 TWh en 2029, comparé à 3,3 TWh dans l'État d'avancement 2020).

1.2.1 Les chaînes de blocs

À la section 8.1.1 de son rapport révisé, M. Raphals détaille l'évolution des besoins de cette catégorie de consommateurs, selon le dossier R-4045-2018.

Le Plan d'approvisionnement prévoyait l'octroi d'un bloc de 300 MW pour les chaînes de blocs qui, s'ajoutant aux contrats existants, menait à une charge de 718 MW en 2021-22, qui commençait à diminuer à partir de 2024-25[4].

L'État d'avancement, par contre, n'incluait que les 30 MW alloués suite à l'A/O 2019-01. Ainsi, la prévision pour les chaînes de blocs montait à seulement 238 MW en 2022-23. Le Complément de preuve dans ce dossier ne modifie pas cette quantité.

Or, dans sa décision D-2021-007, la Régie indiquait son intention que soit entièrement alloué le bloc de 300 MW. Dans sa preuve au dossier R-4045-2018 phase 3, le Distributeur indiquait avoir choisi de ne pas demander une réduction de la taille de ce bloc. Tout indique donc que le bloc de 300 MW sera entièrement attribué.

Au Tableau 27 de son rapport révisé, M. Raphals présente l'évolution de ces prévisions. La troisième ligne présente son estimation de la consommation prévue de cette catégorie de consommateurs, tenant compte d'un taux d'effritement de 5% par an après 2023. La dernière ligne indique la consommation additionnelle qui n'est pas incluse à la prévision de l'État d'avancement 2020.

Tableau 2. Prévisions de consommation chaînes de blocs

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Novembre 2019 (Plan)	**(1)**	1.5	3.2	3.6	3.6	3.5	3.1	1.6	1.1	1.1	1.1
Mai 2020 (B-0071, p3)	**(2)**	1.7	4.2	5.4	5.4	5.2	4.7	2.5	1.4	1.4	1.4
Novembre 2020 (État d'av.)	**(3)**	0.6	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6
D'après D-2021-026 (avec 5%/an effritement)	**(4)**	1.7	4.2	5.4	5.4	5.2	4.7	4.5	4.2	4.0	3.8
Consommation additionelle (par rapport à l'État d'avancement 2020)	**(5) = (4) - (3)**	**1.1**	**3.4**	**4.6**	**4.6**	**4.4**	**3.9**	**3.8**	**3.5**	**3.4**	**3.2**

Ce changement a des répercussions importantes sur les approvisionnements additionnels requis et leurs coûts. Ces conclusions sont présentées à la section 1.5, plus loin.

[4] B-0007, p. 32, Tableau 2.4.

1.2.2 Conversion bi-énergie

Quoique le Distributeur soutienne que « l'impact, présenté à l'État d'avancement 2020, d'une conversion accrue sur les ventes inscrites à sa prévision de l'État d'avancement 2020 est cohérent avec les paramètres du PEV et l'esprit du projet en développement avec Énergir », ce ne sera que dans son État d'avancement 2021 qu'il ajustera une prévision de la demande « afin de refléter le plus fidèlement possible les modalités du projet biénergie tel qu'il aura été soumis à la Régie[5] ».

1.2.3 L'hydrogène

Hydro-Québec a annoncé en décembre 2020 dans un communiqué « qu'elle construira et exploitera, à Varennes, une usine d'électrolyse d'une capacité de 88 mégawatts (MW), ce qui en fera l'un des électrolyseurs les plus puissants du monde pour la production d'hydrogène vert », dont la mise en service est prévue pour la fin de 2023[6].

1.2.4 Les centres de données

La prévision de la demande des centres de données a beaucoup augmenté entre le Plan et l'État d'avancement 2020. L'écart commence en 2023 et augmente pendant l'ensemble de la période de planification, pour terminer à +2,3 TWh en 2029. Le Distributeur indique que c'est « attribuable à une plus forte contribution des efforts de développement de marchés pour ce secteur[7] ».

1.2.5 Discussion

Le RNCREQ constate que la prévision de la demande du Distributeur varie beaucoup d'une révision à l'autre, ce qui nous semble témoigner d'une grande part d'incertitude dans ces prévisions.

Cette incertitude est très préoccupante, étant donné l'intention du Distributeur de déposer en juin 2021 une demande pour approuver le lancement prochain d'un ou des appel(s) d'offres. **De l'avis du RNCREQ, la prévision de la demande du Distributeur n'est pas suffisamment fiable pour servir de base à une décision qui autoriserait de nouveaux approvisionnements.**

Le RNCREQ attendra le dépôt de cette demande avant de la commenter. Toutefois, tel qu'exposé à la section 1.5, il s'inquiète du fait que cette demande sera présentée avant les audiences dans le présent dossier, mais après le processus de DDR et de preuves des intervenants.

Il recommande de séquencer les étapes à venir de manière à permettre d'abord une validation des bilans prévisionnels du Distributeur, puis un examen attentif de la demande d'approbation des caractéristiques d'un nouvel approvisionnement de long terme. Une recommandation précise en ce sens est formulée à la section 1.5.

[5] B-0118, R. 1.1, pages 9-10.
[6] B-0118, p. 7.
[7] B-0106, page 19.

1.3 Les approvisionnements

1.3.1 Hilo

1.3.1.1 Contribution au bilan

La nouvelle preuve au dossier indique qu'Hilo a failli à respecter son engagement annuel de réduction pour l'hiver 2020-2021.

Le Distributeur explique que, quoiqu'il y ait des pénalités pour la non-réalisation des engagements annuels :

> [i]l n'y a pas de pénalités pour les écarts entre les engagements annuels et ces cibles. Cependant, si Hilo ne respecte pas l'engagement annuel de réduction de puissance pris avec le Distributeur, il devra fournir les justificatifs et produire un plan d'action pour assurer l'atteinte des cibles futures. De plus, une pénalité est prévue au contrat pour tout écart entre l'engagement annuel et la réduction de puissance réalisée.
>
> Si le plan d'action ne peut rassurer le Distributeur quant à l'atteinte des cibles futures, celui-ci pourra ajuster, à la baisse, la contribution d'Hilo prévue au contrat. (...)[8]

Bien que le Distributeur affirme que « Si Hilo est en défaut de respecter ses obligations prévues au contrat, le Distributeur se réserve le droit de le résilier »[9], la non-atteinte des cibles prévues dans le plan d'approvisionnement ne constitue pas un défaut à la Convention-cadre.

Dans sa DDR #2, la Régie demande au Distributeur comment il peut affirmer que la contribution d'Hilo est un moyen d'approvisionnement sûr, compte tenu de l'absence d'engagement à long terme d'Hilo. Dans sa réponse[10], le Distributeur renvoie à sa réponse 42.1 à la DDR du RNCREQ, qui le « confortent » dans la capacité d'Hilo d'atteindre les cibles prévues au Plan :

> La confiance du Distributeur est attribuable à un ensemble de facteurs, dont ceux énumérés ci-dessus [aux réussites antérieures de Hilo, aux technologies qu'il exploite, à ses gestionnaires, et au fait qu'il est une filiale d'Hydro-Québec]. Comme mentionné en réponse à la question 10.6 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), les résultats préliminaires obtenus à l'hiver 2019-2020 sont très encourageants et renforcent le niveau de confiance du Distributeur quant à l'atteinte des objectifs prévus au plan d'approvisionnement. De plus, durant la période de rodage, des ajustements de nature technologique, commerciale et opérationnelle pourront être apportés pour assurer l'atteinte des objectifs. (nos soulignements)

[8] R-4110-2019, B-0046, HQD-5, Doc. 7, p. 45, R38.2 et p. 47-48, R39.9.
[9] R-4110-2019, B-0046, HQD-5, Doc. 7, p. 48, R39.10.
[10] R-4110-2019, B-0092, HQD-5, Doc. 1.1, p. 27, R6.2.

Avec respect, le RNCREQ considère que ce « confort » n'est pas suffisant pour justifier la confiance que montre le Distributeur envers Hilo. La Régie a produit un tableau[11]qui illustre l'évolution des prévisions du Distributeur des apports d'Hilo d'ici 2025. Nous y rajoutons les prévisions tirées des documents d'Hilo.

	Document	Cote	Date		2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	Contrat de service	B-0058	2019-08-21	art. 7.1	[redacted]									
(2)	Plan initial	B-0009	2019-11-01	Tab. 3.2	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
(3)	Plan marketing 2020	B-0080	2020-04-01	p. 13	[redacted]									
(4)	État d'avancement 2020	B-0106	2020-11-01	Tab. 3.2		14	124	275	428	486	529	574	596	621
(5)	Plan marketing 2021	B-0136	2021-04-01	p. 13		[redacted]								
(6)	Complément de preuve	B-0114	2021-02-25	Ta. 2.1		3	57	124	275	428	529	574	596	621
(7) = (4) - (6)	***Réduction depuis l'État d'avancement 2020***					11	67	151	153	58	0	0	0	0
(8) = (7) / (4)	***Réduction (%)***					79%	54%	55%	36%	12%	0%	0%	0%	0%

Ce tableau démontre que l'hiver 2020-2021 a été un échec : seulement 3,4 MW de réduction[12], contre un engagement de 14,4 MW pris au 1er octobre 2020[13] et une prévision de 57 MW faite seulement 16 mois plus tôt. Au 1er décembre 2020, Hilo n'a eu que [redacted] participants[14], comparé aux « [redacted] clients en 2020 », selon le Plan marketing 2020[15].

Contrairement à la prémisse optimiste exprimée dans la réponse précitée, ces résultats initiaux ne peuvent que créer des doutes quant à la capacité d'Hilo de rencontrer les cibles ambitieuses inscrites dans son contrat. Malgré cela, le Distributeur accepte sans commentaire la prévision d'Hilo que, à partir de 2025-26, il atteindra les mêmes réductions prévues initialement.

Évidemment, les conditions de cette année ont créé des défis énormes pour le lancement d'Hilo. Toutefois, les défis de la pandémie étaient bien connus en novembre 2020, lorsqu'Hilo s'est engagé à fournir 14,4 MW de réduction de puissance cet hiver.

Il n'est pas donc surprenant qu'Hilo se trouve dans la nécessité d'ajuster son plan et ses cibles. Il est toutefois extrêmement surprenant qu'il le fasse dans un courriel d'une seule page[16], surtout étant donné l'ampleur de la réduction qu'il y annonce. Où sont les « justificatifs » que, selon le Distributeur, Hilo devait produire si jamais il « ne respecte pas l'engagement annuel de réduction de puissance pris avec le Distributeur »? Où est « le plan d'action pour assurer l'atteinte des cibles futures[17] »? Le courriel d'une page et la mise à jour du PowerPoint seraient-ils suffisants aux yeux du Distributeur pour répondre à cette exigence?

Dans ses réponses aux premières DDR de la Régie, le Distributeur a expliqué que Hilo comptera sur l'élargissement de son offre de services afin d'atteindre les cibles prévues.

> L'effacement prévu par Hilo sera réalisé par le biais de plusieurs technologies. Hilo privilégie dans une première phase le contrôle à distance des thermostats

[11] A-0042, p. 10.
[12] B-0119, R9.2, p. 25.
[13] Ibid., R9.1, p. 25.
[14] B-0129, p. 3.
[15] B-0080, p. 7.
[16] B-0133, p. 7.
[17] B-0106, page 19, cité à la note 7, ci-dessus.

> intelligents des systèmes de chauffage à plinthes (convecteur et aéroconvecteur) des clients résidentiels, soit la technologie de chauffage ayant actuellement le plus grand potentiel de réduction de puissance. Le système pour plancher chauffant (radiant), le système central et le contrôle des charges de chauffage de l'eau pourront éventuellement s'ajouter à la gamme de produits offerts par Hilo.

[redacted] Le Distributeur prévoit également une « deuxième phase », où Hilo devait :

> … élargir son offre commerciale avec d'autres produits et services, notamment dans les secteurs de la mobilité électrique, du stockage intelligent et de l'autoproduction solaire. Hilo introduira également un service-conseil auprès de ses clients pour améliorer leur performance en termes de réduction de puissance.[18]

Le Distributeur affirme que « la stratégie de déploiement de ces nouvelles mesures sera graduelle sur la période 2022-2025 », sans toutefois fournir aucune précision sur le déroulement prévu de ces élargissements.

[redacted]

	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

Cette vision ambitieuse est sans doute louable. **La question demeure si elle est réaliste, et s'il est prudent pour le Distributeur d'y faire confiance.**

Dans son complément de preuve, le Distributeur a précisé les impacts de la pandémie sur les activités d'Hilo et, dans une réponse à une DDR de la Régie, il indique qu'il n'a « aucune raison de remettre en question l'analyse commerciale faite par Hilo pour expliquer ces impacts sur ses activités »[21].

Le RNCREQ constate que la confiance du Distributeur est difficilement justifiable. Si l'agrégateur était une tierce partie, il serait surprenant que le Distributeur ne fasse pas un suivi plus étroit et ne prenne pas de mesures afin de se protéger au cas où l'agrégateur ne rencontre pas ses cibles.

[18] B-0118, R2.1, p. 19.
[19] B-0129, p. 3.
[20] Ibid., pages 13 et 16.
[21] B-0118, R. 2.5, page 20.

Rappelons par exemple que le Distributeur ne s'est même pas informé de la prime reçue par les clients participants d'Hilo[22].

Le Distributeur fait aussi un parallèle avec GDP Affaires, la tarification dynamique et les options d'électricité interruptible, où il « ne dicte pas aux clients les mesures à implanter, mais les rémunère en fonction des réductions de puissance ou des économies d'énergie réalisées[23] ».

Avec Hilo, par contre :

> [Le Distributeur] réitère qu'il rémunère un service, et non des mesures. En impartissant ce service à Hilo, le Distributeur a choisi de ne pas s'immiscer dans le choix des technologies, usages, segments de clients ou types d'habitation visés par celui-ci et de lui laisser la latitude d'ajuster son offre pour atteindre les cibles prévisionnelles de réduction de puissance[24].

Il y a une différence importante : avec GDP Affaires, la tarification dynamique et les options d'électricité interruptible, le Distributeur ne cède aucune responsabilité ni aucun droit exclusif aux participants dans ces différents programmes, contrairement à ce qu'il fait avec Hilo.

Le Distributeur élabore ainsi sur la différence entre son contrat avec Hilo et la tarification dynamique :

> [L]e Distributeur rappelle que le prix payé pour le service d'Hilo doit permettre, non seulement de couvrir les coûts d'infrastructure, d'exploitation et de commercialisation mais, en plus, doit récompenser les efforts des clients pour répondre aux besoins de réduction de la demande à la pointe du Distributeur ainsi que les impacts potentiels sur leur confort puisque les clients d'Hilo ne peuvent participer à la tarification dynamique[25].

On comprend bien sûr qu'Hilo doit couvrir tous ces coûts pour être rentable. Toutefois, ce n'est pas le rôle de la clientèle réglementée du Distributeur de garantir la rentabilité d'Hilo. Il distingue ce modèle d'affaires de celui de Sinope :

> Ce que comprend le Distributeur de l'offre de Sinopé est que celui-ci vend des équipements et recommande à ses clients l'abonnement à la tarification dynamique comme moyen de les rentabiliser. Le Distributeur rémunère le client à la tarification dynamique selon l'effacement réalisé et assume les coûts liés à l'offre de ce tarif.
>
> Par ailleurs, le Distributeur a tout intérêt à ce que les clients participants à la tarification dynamique maximisent leurs réductions de puissance, de surcroît si

[22] B-0118, R. 2.3, page 19.
[23] B-0118, R4.1.1, page 29.
[24] R-0123, R. 8.2, page 11.
[25] B-0118, p. 26.

> cet effacement se fait en adéquation avec les besoins du Distributeur pour aplanir le profil horaire[26].

Quand et comment le Distributeur a-t-il conclu qu'il était davantage dans l'intérêt de ses consommateurs réglementés d'absorber les coûts impliqués par l'approche d'Hilo ([redacted], selon B-0025), plutôt que par le modèle d'affaires exploité par Sinope (et ses concurrents), basé sur la tarification dynamique? Selon le RNCREQ, le plan d'approvisionnement est le forum approprié pour débattre de l'opportunité de l'une et l'autre de ces approches. Il déplore que le Distributeur ait plutôt choisi de placer la Régie et les participants devant le fait accompli que représente son entente avec Hilo.

Le RNCREQ remet également en question la sûreté de l'approvisionnement fourni par Hilo à la lumière de son plan de communication marketing 2020 de 5 ans, qui nous apparaît beaucoup trop sommaire pour rassurer la Régie quant à la capacité d'Hilo d'atteindre les cibles énoncées au plan.

[redacted]

Si le mandataire était une société privée sans affiliation à Hydro-Québec, est-ce que le Distributeur aurait accepté des explications si vagues? Poser la question est y répondre. Le Distributeur doit-il traiter Hilo comme n'importe quel fournisseur, ou peut-il lui réserver un traitement spécial étant donné qu'il s'agit d'une entité affiliée?

Une autre imprécision existe quant à la contribution des interventions en efficacité énergétique et du programme des chauffe-eau, pour lesquels le RNCREQ juge qu'il existe un important potentiel inexploité. Les motifs et recommandations du RNCREQ à cet égard sont exposés aux sections 1.3.2 et 1.3.3 du présent mémoire.

Dans ce contexte, le RNCREQ réitère que le bilan prévisionnel du Distributeur en preuve (celui de l'État d'avancement 2020) ne reflète pas suffisamment bien la réalité pour servir de base à une décision qui autoriserait de nouveaux approvisionnements.

[26] B-0118, p. 26.
[27] R-4110-2019, B-0080, HQD-5, Doc. 7.2, p. 13, SOUS PLI CONFIDENTIEL.

En ce qui concerne particulièrement les prévisions relatives à la contribution d'Hilo, le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger le dépôt de documents plus détaillés les justifiant. Les documents déposés à ce jour, notamment les présentations des plans de marketing, sont très sommaires et ont sans doute été réalisés à partir d'études plus complètes. Doit-on croire que le Distributeur s'est contenté de ces courts résumés, sans avoir eu l'occasion d'analyser les documents plus détaillés? S'il a reçu des études, la Régie devrait exiger qu'il les dépose; sinon, elle devrait insister qu'il les obtienne.

Le RNCREQ est également très préoccupé par l'énorme écart entre la prévision de 57 MW de réduction à l'hiver 2020-21 du Plan d'approvisionnement initial [redacted]), l'engagement d'Hilo pour la même période de seulement 14 MW[28] (repris dans l'État d'avancement 2020), et sa réalisation de seulement 3,4 MW. Quelle est la probabilité qu'Hilo réussira à le rehausser à 57 MW cet hiver, ou à 124 MW l'année après, comme l'indiquent le bilan du Distributeur?

Rappelons que, quoique le Contrat de service avec Hilo précise des cibles pour chaque année de la période de planification, il n'y a aucune pénalité si les engagements annuels ne suivent pas le rythme annoncé.

Le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger un plan de suivi du contrat avec Hilo, y compris des « Plans B » si celui-ci ne rencontre pas les cibles fixées.

1.3.1.2 Le rapport de Synapse Energy Economics inc.

Conformément à l'autorisation accordée par la Régie dans sa lettre du 26 mai 2020[29], le RNCREQ dépose un court rapport d'expertise sur les meilleures pratiques d'acquisition de ressources de GDP auprès d'une entité tierce dans d'autres juridictions, rédigé par le Dr Steve Letendre, associé principal de Synapse Energy Economics. Son rapport, intitulé «*Utility Procurement of Third-Party Demand-Side Services; Utility best practices in acquiring demand response resources at least cost»,* fait état de ces meilleures pratiques dans des marchés réglementés et non réglementés qui sont situés au Canada et aux États-Unis. Le rapport constate que de nombreuses juridictions ont mis en place des exigences spécifiques selon lesquelles l'acquisition de ressources de GDP doit être obtenue par appel d'offres. Ces achats concurrentiels garantissent que le service public acquiert les ressources nécessaires pour servir les clients au moindre coût.

1.3.1.3 L'enjeu des coûts

Le 21 octobre 2019, le Distributeur et Hilo ont signé la « Convention-cadre pour les services énergétiques entre l'agrégateur et le Distributeur »[30] (Convention-cadre). La qualification de ce contrat et l'encadrement réglementaire qui en découle soulèvent des questions juridiques d'importance que le RNCREQ traitera plus en profondeur dans son argumentation. Il peut toutefois d'ores et déjà affirmer qu'il s'oppose à la possibilité que le Distributeur lance des initiatives de GDP – ou d'efficacité énergétique, eût-ce été le cas – qui comportent des coûts pour les

[28] B-0119, R. 9.1, p. 25.
[29] A-0016.
[30] R-4110-2019, B-0042, HQD-5, Doc. 3, p. 43 et seq.

consommateurs et échappent à la fois à la surveillance de la Régie et au contrôle du marché compétitif. Il y voit un affront direct aux principes fondamentaux régissant les monopoles naturels.[31] L'expert Steve Letendre, de la firme Synapse Energy Economics, Inc. identifie d'ailleurs les risques suivants lors d'une transaction entre une entreprise de services publics réglementée et sa filiale non réglementée :

> There is the potential for self-dealing between regulated and unregulated entities of a parent holding company. For example, the utility could pay above-market prices for services provided to it by an unregulated affiliate. Conversely, a utility could provide services to its unregulated affiliate at below-market costs. In both cases, the regulated utility is taking advantage of its captive customers providing its unregulated affiliate an unfair advantage over the competition. Good regulatory practice requires careful oversight of the relationship between a utility and its affiliated interests.[32] (références omises)

La Régie a déjà étudié cette question peu après sa création, dans le dossier R-3405-98. Dans sa décision D-99-120, elle écrivait :

> Le partage des risques et des coûts entre les activités réglementées et non réglementées est une problématique au cœur même de la régulation économique. La Régie retient comme principe que ce partage doit se faire de façon neutre et équitable envers la clientèle réglementée et que cette dernière ne doit être pénalisée par les activités non réglementées d'Hydro-Québec.
>
> …
>
> En définitive, la Régie énonce la primauté de la Loi sur la Régie de l'énergie comme critère d'identification des activités réglementées et non réglementées. En ce qui concerne les critères de séparation, la Régie énonce, comme règle générale, l'utilisation de la méthode du coût complet.[33]

L'application de ce principe voudra que Hilo rembourse le Distributeur pour tout actif que lui aura été transféré, selon son coût complet. Questionné par l'AQCIE-CIFQ sur les modalités du transfert des connaissances acquises par Hilo au Distributeur, ce dernier répond :

> (…) le Distributeur a effectué plusieurs projets de gestion de la demande de puissance dans le marché résidentiel (…) réalisés en vue de répondre à ses propres besoins, notamment de confirmer le potentiel de GDP en vue de l'exploiter auprès de l'ensemble de ses clientèles et de développer et mettre en place l'offre de tarification dynamique. Les sommes encourues par le Distributeur pour ce type d'activités font partie des résultats présentés

[31] Letendre, S., Synapse Energy Economics inc, Utility Procurement of Third-Party Demand-Side Services; Utility best practices in acquiring demand response resources at least cost", 10 juillet 2020, p. 2.
[32] Ibid., p. 6.
[33] D-99-120, pp. 28-29.

> annuellement dans le Suivi des interventions en efficacité énergétique de ses rapports annuels déposés à la Régie (…).

Une fois la décision prise d'impartir à Hilo le développement du marché de la GDP résidentielle, le Distributeur lui a partagé les leçons apprises. Toutefois, le Distributeur précise que l'ensemble des coûts de recherche et de projets pilotes réalisés spécifiquement pour les besoins d'Hilo lui ont été imputés, à coûts complets, notamment les coûts du projet Déploiement d'outils technologiques, ainsi que l'ensemble des frais engagés pour les activités liées au développement d'une offre à grande échelle d'un service d'installation et de programmation de produits de domotique pour la clientèle résidentielle réalisées en amont du lancement de la filiale.[34]

La réponse du Distributeur laisse entendre que les leçons apprises qui ont été partagées ne découlent pas uniquement des recherches et projets pilotes réalisés spécifiquement pour les besoins d'Hilo. Il confirme de plus la compréhension de la Régie à l'effet que « le Distributeur a été le maître d'œuvre des différents projets pilotes et des projets de démonstration au courant des dernières années, ayant permis d'identifier les solutions technologiques, incluant l'installation de thermostats intégrant une technologie permettant la télécommande à distance auprès de clients facturés au tarif D » [35].

Nous déduisons des réponses que les résultats de ces différents projets constituent, en effet, les « leçons apprises » transférées à Hilo et ces transferts de connaissances n'ont pas été rémunérés par Hilo. Le Distributeur ne précise pas s'il s'agissait d'une simple réunion où le Distributeur lui a fait part de ses « leçons apprises », ou du transfert d'une documentation détaillée produite par le Distributeur au fil des ans, fruit de ses recherches et projets réalisés à la charge des consommateurs. Dans ce dernier cas, selon le principe énoncé par l'expert et par la décision D-99-120, le Distributeur aurait dû être compensé pour ces connaissances, au coût complet.

Dans sa DDR #2, la Régie tentait d'obtenir plus de détails sur cette question :

> 11.6 Veuillez préciser le montant, la forme et la ventilation de la compensation financière que le Distributeur a reçue pour le transfert de ses connaissances et pour l'ensemble des coûts de recherche et de projets-pilotes réalisés spécifiquement pour les besoins d'Hilo.[36] (Nous soulignons)

Toutefois, la réponse du Distributeur se limitait aux dépenses « engagées spécifiquement pour les besoins d'Hilo ». La valeur des connaissances acquises avant 2018 qui ont été transférées à Hilo, apparemment sans frais, demeure inconnue.

Le RNCREQ entend questionner le Distributeur lors de l'audience pour clarifier ce point et, si pertinent, recommandera que les mesures appropriées soient prises pour s'assurer du respect du principe du coût complet.

[34] R-4110-2019, B-0042, p. 7.
[35] R-4110-2019, B-0092, p. 50, R11.1.
[36] R-4110-2019, B-0092, pp. 51-52, Q&R11.6.

Le Distributeur reconnaît l'importance des coûts liés à Hilo et leur intégration éventuelle aux revenus requis :

> Conscient des coûts importants liés au développement d'un tel service, le Distributeur souligne que son lancement coïncide avec le début d'un cycle de plafonnement des tarifs pour les quatre prochaines années, ce qui implique que la clientèle ne sera pas affectée par les coûts du service pendant cette période. En fait, ces coûts ne seront intégrés aux revenus requis du Distributeur qu'en 2025, soit lorsque le service d'Hilo aura atteint une certaine maturité et que le Distributeur pourra en tirer le maximum de bénéfices. (...) Le Distributeur est d'avis que le prix payé pour un tel service doit demeurer confidentiel, puisque commercialement sensible, particulièrement dans le contexte où il existe peu de joueurs dans ce marché en émergence.[37]

Il n'est pas clair de quels coûts exactement parle le Distributeur dans cet extrait. Lors du dossier tarifaire de 2025, les coûts de services considérés pour établir les tarifs des cinq années suivantes ne doivent inclure aucun montant dépensé avant cette date. Les coûts encourus en lien avec les services d'Hilo entre 2020 et 2024 doivent être entièrement supportés par les tarifs ou, à défaut, les profits de cette période. Ils ne doivent en aucun cas être reportés sur la période couverte par la cause tarifaire de 2025. Agir autrement équivaudrait à contourner le nouveau régime mis en place par la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*[38] (Loi sur la simplification) qui, en vertu du nouvel article 48.3 de la LRÉ, demande au Distributeur de s'adresser à la Régie de l'énergie pour demander la modification d'un tarif lorsqu'il n'est plus en mesure de respecter son obligation prévue à l'article 24 de la *Loi sur Hydro-Québec*.[39]

Bien que la Loi sur la simplification ait dramatiquement modifié la procédure par laquelle la Régie fixe les tarifs de distribution, elle a laissé intactes ses compétences et les procédures relatives au Plan d'approvisionnement, ainsi que sa compétence de « surveiller les opérations du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ainsi que celles des distributeurs de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif ».[40]

Dans sa réponse à la question 13.2 de la DDR #2 de la Régie, le Distributeur a indiqué que le plan d'affaires d'Hilo est basé sur l'amortissement sur plusieurs années de ces « investissements initiaux importants en infrastructures technologiques, opérationnelles et commerciales » [41]. Le RNCREQ comprend de cela que le Distributeur fait référence à un amortissement sur les livres de Hilo, et pas sur ceux du Distributeur lui-même. Étant donné que, selon le Contrat de service daté du 21 août 2019, la rémunération est basée sur la réduction de la puissance admissible et sur les autres services[42], le RNCREQ comprend qu'il n'y a pas d'investissement capitalisable de la part du Distributeur. Dans le cas contraire, le RNCREQ s'attend à ce que le Distributeur le clarifie en audience.

---

[37] R-4110-2019, B-0024, p. 48, R10.19.
[38] LQ 2019, c. 27.
[39] RLRQ, c. H-5.
[40] *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ, c. R-6.01, art. 31 (2.1)
[41] R-4110-2019, B-0092, p. 62, R13.2.
[42] R-4110-2019, B-0042, p. 64.

Sujet à des clarifications à venir, le RNCREQ entend recommander à la Régie de préciser qu'aucun coût encouru en lien avec Hilo avant 2025 ne devrait être inclus aux revenus requis de 2025. Si le cas contraire se produisait, il appartiendra au Distributeur de démontrer la prudence de l'ensemble des coûts engagés.

Au-delà de ces questions en lien avec la Loi sur la simplification, il importe également de se questionner sur l'ampleur des coûts annuels de l'approvisionnement contracté auprès d'Hilo. Selon le Distributeur, le prix payé à Hilo s'élève à [redacted] $/kW/année [redacted]. Ce coût est évidemment beaucoup plus [redacted] que celui de la tarification dynamique ou de d'autres ressources en gestion de la demande. Il justifie ce surcoût en invoquant le caractère « [redacted] », mais cela est loin d'avoir été démontré.

Le Distributeur a indiqué que, en fixant la rémunération d'Hilo, il « s'est appliqué à obtenir un prix représentatif des coûts évités de long terme[45] ». Il explique qu'il faisait référence aux [redacted].

[redacted]

Pour conclure sur l'enjeu des coûts, le RNCREQ souhaite commenter la réponse donnée par le Distributeur à la question 6.1 de la DDR #2 de la Régie, où cette dernière lui demandait de comparer, à coût égal, les contrats de long terme de l'A/O-2015-01 par rapport à un programme de GDP. Le Distributeur s'y disait d'accord avec l'affirmation de la Régie que les contrats de long terme comportent l'avantage d'offrir une quantité précise de puissance garantie pour 20 ans.[48] Avec égards, le RNCREQ estime que la prémisse de la question de la Régie, soit l'égalité des coûts entre les deux options, doit être nuancée. En effet, ni la question ni sa réponse ne tient compte des externalités environnementales et sociales inhérentes aux contrats de long terme agissant sur l'offre, par opposition à la demande. Le RNCREQ est d'avis que ces coûts doivent être internalisés, conformément au principe de développement durable d'internalisation des coûts, que la Loi sur le développement durable définit ainsi : « la valeur des biens et des services doit refléter l'ensemble des coûts qu'ils occasionnent à la société durant tout leur cycle de vie, de leur conception jusqu'à leur consommation et leur disposition finale ».[49]

Le RNCREQ recommande donc que, conformément au cadre d'analyse établi par l'article 5 LRÉ, la Régie applique le principe de développement durable d'internalisation des coûts

[43] B-0025, page 3.
[44] Ibid.
[45] B-0024, R10.19, p. 48. Le Distributeur précise de façon plus détaillée son utilisation des coûts évités de transport et de distribution dans B-0060, page 3.
[46] B-0057, p. 3.
[47] D-2019-164, para. 302.
[48] R-4110-2019, B-0092, p. 26, R6.1.
[49] RLRQ, c. D-8.1.1., art. 6 p).

dans son analyse comparative des différents moyens d'approvisionnement à la disposition du Distributeur.

1.3.1.4 L'enjeu du traitement réglementaire

À l'article 4 de la Convention-cadre, les parties reconnaissaient que la Convention-cadre est sujette à révision par la Régie de l'énergie. Le Distributeur affirme pourtant désormais que « [c]e contrat n'est soumis à l'obtention d'aucune autorisation en vertu de la LRÉ, car il ne s'agit pas d'un contrat d'approvisionnement en électricité au sens de cette loi »[50]. En réponse à la DDR de la Régie, le Distributeur soumet que le contrat conclu avec Hilo n'est pas assujetti à la procédure d'appel d'offres visée à l'article 74.1 LRÉ pour les motifs suivants :

> Le Distributeur rappelle que l'obligation de procéder à un appel d'offres conformément à la procédure prévue à l'article 74.1 de la LRÉ s'applique pour les contrats d'approvisionnement en électricité requis afin de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. Or, tel n'est pas le cas avec Hilo. Le service offert par cette dernière vise au contraire une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients du Distributeur, permettant ainsi de repousser un appel d'offres pour l'acquisition d'approvisionnements de long terme. Il ne peut donc s'agir d'un « contrat d'approvisionnement en électricité » au sens de la LRÉ.

Les arguments énoncés par la Régie au paragraphe 173 de sa décision D-2019-164 s'appliquent mutatis mutandis :

> [173] De plus, aux fins de son interprétation, la Régie juge déterminant le fait que le Programme soit, d'une part, un produit de puissance résultant de l'effacement ou de l'interruption à la pointe des participants et, d'autre part, qu'il soit extrait des ressources déjà disponibles. Cette dernière caractéristique suffit pour justifier l'exemption du Programme de la procédure d'appel d'offres visant l'acquisition de nouvelles ressources afin de fournir la puissance requise pour combler les besoins des marchés québécois.[51]

Il semble que le seul élément qui explique cette volte-face dans la position du Distributeur soit la décision finale de la Régie dans le dossier R-4041-2018 qui a été rendue le 2 décembre 2019, soit après la signature de la Convention-cadre, le 21 octobre 2019. Dans tous les cas, elle ne peut s'expliquer par la sanction de la Loi sur la simplification le 8 décembre 2019 puisque celle-ci n'a en rien modifié les pouvoirs de la Régie eu égard aux approvisionnements.

Le RNCREQ invite la Régie à ne pas ériger en règle générale ce motif énoncé dans le cas particulier de l'examen du Programme GDP Affaires. En effet, la décision D-2019-164 repose sur une analyse des caractéristiques propres au Programme GDP Affaires, qu'il convient de distinguer de la situation d'Hilo. Rappelons que la Régie a conclu que « les participants au Programme [GDP

[50] R-4110-2019, B-0042, p. 12, R5.1.
[51] R-4110-2019, B-0024, pp. 29-30, R9.1.1.

Affaires] ne peuvent être assimilés à des fournisseurs d'électricité, au sens de la Loi »[52]. Il devenait donc impossible de qualifier le programme de contrat d'approvisionnement. Or, il existe des différences fondamentales entre la relation établie entre HQD et Hilo, et celle établie entre HQD et les agrégateurs du programme GDP Affaires, tel que le reconnaît le Distributeur en réponse à la DDR 40.3 du RNCREQ :

Une telle comparaison est difficile puisque le marché visé, la prestation de services offerts et le lien contractuel avec le Distributeur sont complètement différents.

Les agrégateurs participant au programme GDP Affaires n'ont aucun engagement de réduction de puissance, n'implantent pas nécessairement des mesures, n'ont pas accès aux compteurs ni aux données des clients, et ne concluent aucun contrat avec le Distributeur.[53]

Mentionnons également que dans la décision D-2019-164, la Régie a conclu que le Programme GDP Affaires, « dans sa mise en œuvre actuelle, constitue une offre tarifaire optionnelle et qu'il doit respecter les caractéristiques inhérentes à cette catégorie réglementaire »[54], c'est-à-dire celle des tarifs de gestion de la consommation. Précisons que dans la récente décision D-2020-095, la Régie a établi que la Loi sur la simplification n'invalidait pas la décision D-2019-164 et ne la privait pas de ses effets :

> Ainsi, la nature juridique du Programme a été irrémédiablement changée lors de la publication de la décision D-2019-164 pour devenir une offre tarifaire optionnelle.[55]

Cette qualification justifie l'absence d'un appel d'offres dans le cadre du Programme GDP Affaires puisque les appels d'offres sont requis pour les « contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale »[56] et que les tarifs de gestion de la consommation, étant exclus de l'électricité patrimoniale, ne peuvent l'excéder et ne sont donc pas tenus de faire l'objet d'un appel d'offres. En effet, la Régie s'est historiquement appuyée sur l'article 52.2 LRÉ al. 2 (1°) pour interpréter l'expression « besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale ».

> 1° le volume de consommation patrimoniale annuelle correspond aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 térawattheures. Ce volume exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes et les volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement. (...)[57]

Elle conclut que les volumes exclus de l'électricité patrimoniale en vertu de ce paragraphe ne peuvent l'excéder; ils ne sont tout simplement pas considérés.

---

[52] D-2019-164, p. 54, par. 171.
[53] R-4110-2019, B-0046, p. 50, R40.3.
[54] D-2019-164, p. 801, par. 303.
[55] D-2020-095, par. 131.
[56] RLRQ, c. R-6.01, art. 74.1.
[57] RLRQ, c. R-6.01, art. 52.2 al. 2 (1°).

Le fait que ces volumes soient exclus du volume d'électricité patrimoniale fait en sorte qu'ils ne peuvent l'excéder : ces volumes ne sont tout simplement pas considérés. Si le législateur avait voulu que les volumes qui sont exclus du volume d'électricité patrimoniale fassent l'objet d'un appel d'offres, il l'aurait prévu expressément.

D'ailleurs, c'est exactement ce que le législateur a fait dans le cas des volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement. L'article 52.2 exclut ces blocs du volume d'électricité patrimoniale, au même titre que les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation, mais l'article 74.1 prévoit que la procédure d'appel d'offres s'applique aux besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement. La Régie est d'avis que si le législateur avait voulu que la procédure d'appel d'offres s'applique aux volumes découlant des tarifs de gestion de la consommation, il l'aurait dit spécifiquement à l'article 74.1 de la Loi comme il l'a fait pour les blocs d'énergie.[58]

C'est notamment en vertu de cette analyse que la Régie a conclu, lors du dernier dossier du plan d'approvisionnement, que « la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi ne s'applique pas aux approvisionnements que le Distributeur voudrait acquérir pour les besoins des réseaux autonomes en remplacement ou en supplément de sa propre production »[59].

En définitive, le RNCREQ est d'avis que la raison fournie par le Distributeur pour soustraire la Convention-cadre à la procédure d'appel d'offres n'est pas fondée, les motifs de la décision D-2019-164 devant être lus dans le contexte du dossier qui leur est pertinent et ne pouvant être simplement élargis à tous les moyens d'approvisionnement sans analyse préalable.

Par ailleurs, même si les motifs de la décision D-2019-164 devaient trouver application au-delà du dossier R-4041-2018, le RNCREQ soumet que l'expression de « ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients du Distributeur » n'a pas une signification claire. En réponse à la DDR 48.6 du RNCREQ, le Distributeur précise :

> Quand le Distributeur mentionne « une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients », il fait effectivement référence à une réduction de l'usage des équipements physiques comme ceux destinés au chauffage des espaces ou de l'eau.[60]

Cette notion d'équipements existants est mentionnée à nouveau par le Distributeur dans la réponse 6.5 à la DDR #2 de la Régie, mais cette fois, plutôt que de l'en distinguer, il l'associe à la notion de contrat d'approvisionnement :

> La différence fondamentale entre un programme de GDP et un contrat d'approvisionnement en puissance est que le premier agit sur la demande et le second, sur l'offre. Plus spécifiquement, un contrat d'approvisionnement s'appuie sur l'utilisation d'un

[58] D-2002-290, pp. 21-22.
[59] D-2017-140, p. 124 par. 407.
[60] R-4110-2019, B-0046, p. 59, R48.6.

> équipement existant ou la mise en place d'un équipement de pointe dans la zone de réglage pour transiter cette énergie sur le réseau.[61]

Le RNCREQ est d'avis que la notion « d'équipements existants » n'est pas suffisamment précise, à ce stade, pour servir de critère d'exclusion de certains approvisionnements de la définition de contrats d'approvisionnement requérant un appel d'offres. Dans sa réponse précédemment citée, le Distributeur accorde également une importance à la distinction entre les approvisionnements agissant sur l'offre ou sur la demande. Cette distinction nous semble artificielle dans la mesure où les fournisseurs, qu'ils agissent sur l'offre ou la demande, compétitionnent pour répondre essentiellement au même besoin. Le Distributeur reconnaît cette réalité lorsqu'il explique, en réponse à la question 14.1 de la DDR #2 de la Régie, que lorsqu'il lance un appel d'offres pour combler un besoin ou lorsque le gouvernement détermine un bloc, un projet d'efficacité énergétique pourra soumissionner au même titre que tout autre fournisseur.[62]

Puisqu'il s'engage contractuellement à fournir de la puissance au Distributeur sous forme de réduction de la demande en puissance, Hilo est assimilable à un fournisseur d'électricité et la Convention-cadre, à un contrat d'approvisionnement. Le cadre juridique relatif aux contrats d'approvisionnement doit par conséquent lui être appliqué.

Le RNCREQ plaidera par conséquent que la Convention-cadre entre le Distributeur et Hilo est un contrat d'approvisionnement devant faire l'objet d'une approbation par la Régie, soit au terme d'un processus appel d'offres ou, subsidiairement, en vertu de l'article 74.2 de la LRÉ à titre de contrat de gré à gré.

Une autre interprétation engendrerait des effets contraires à l'esprit de la LRÉ et aux bonnes pratiques en matière d'approvisionnement auprès de tierces parties. En effet, dans son rapport « *Utility Procurement of Third-Party Demand-Side Services; Utility best practices in acquiring demand response resources at least cost* », l'expert Letendre insiste sur l'importance d'un processus compétitif pour l'acquisition de ressources de GDP ou EÉ visant à assurer le meilleur prix pour les consommateurs et un service fiable :

> The provision of demand-side resources in general and demand response specifically are intrinsically competitive services in that they do not constitute a natural monopoly. Consumers benefit when multiple firms compete in the marketplace to deliver high-quality demand-side resources to grid operators and utilities. The competition offers the potential to provide more robust and tailored demand response solutions to consumers. It also provides the utility with a more diverse portfolio of resources to reduce peak demand when needed. Price discovery made possible through firms competing to deliver demand response services provides important information regarding demand response as a cost-effective alternative to traditional capacity resources. In this section, we identify

[61] R-4110-2019, B-0092, p. 29.
[62] R-4110-2019, B-0092, p. 71.

> utility best practices in acquiring demand-side resources and provide several examples that demonstrate these best practices.[63]

L'expert fait état de plusieurs juridictions d'Amérique du Nord où un tel processus compétitif est en place : l'Ontario, la Colombie-Britannique, National Grid (qui compte des clients dans les États de New York, Massachusetts et Rhode Island), New Mexico et Washington.

En contraste, la Convention-cadre n'est le résultat d'aucun processus compétitif, ce qui fait craindre à l'expert que le Distributeur n'applique pas les meilleures pratiques en matière d'acquisition de ressources en GDP.

> *HQD's Supply Plan calls for a substantial role for demand response to meet its anticipated capacity shortfall in the coming years. The framework contract with HQD's unregulated affiliate Hilo raises concern that the utility failed to adhere to best practices for acquiring demand-side resources. Best practices, as exemplified by the utility demand-side procurement case studies referenced above, would result in HQD issuing an RFP for demand response resources and allowing multiple firms to bid to provide these services. Best practices in utility regulation suggest that the Régie should closely evaluate any transactions between HQD and its unregulated affiliates. Consumers will benefit from a transparent and fair competitive process for the acquisition of demand response resources that HQD needs to meet its anticipated capacity needs.*[64]

Par conséquent, si la Régie devait conclure que la Convention-cadre n'est pas un contrat d'approvisionnement obligatoirement soumis au processus d'appel d'offres, le RNCREQ recommande qu'elle se fonde sur ses pouvoirs généraux de surveillance pour l'y assujettir, conformément aux meilleures pratiques dans le domaine.

Par ailleurs, au-delà de l'absence d'appel d'offres, plusieurs modalités de la relation entre le Distributeur et Hilo font craindre que l'acquisition des ressources qu'elle vise ne se fasse pas aux meilleurs prix et conditions pour les clients. Notons par exemple la question de la modification des cibles dans l'avenir. Répondant à une question de la Régie concernant la modification à la hausse ou la baisse des cibles de réduction de puissance, le Distributeur ne mentionne qu'un seul motif de réduction des cibles, soit si elles ne sont pas atteintes par Hilo et si le Distributeur estime qu'elles ne pourront être atteintes dans le futur.[65] Ainsi, il semble que le Distributeur ne puisse pas réduire les cibles s'il n'a plus besoin des réductions identifiées dans le Plan, ou s'il trouve d'autres moyens pour les atteindre à moindre coût.

La Régie a soulevé cette question, en demandant au Distributeur d'élaborer sur les raisons pour lesquelles, advenant une baisse des besoins en puissance à l'horizon du Plan, il entendait ralentir ou retarder d'autres moyens avant Hilo. Il répond :

---

[63] Letendre, S., Synapse Energy Economics inc., "Utility Procurement of Third-Party Demand-Side Services; Utility best practices in acquiring demand response resources at least cost", 10 juillet 2020, p. 5.
[64] Ibid., p. 13-14.
[65] R-4110-2019, B-0092, p. 65, R13.9.

> Le Distributeur s'est doté d'un portefeuille de moyens de puissance en fonction de ses besoins anticipés au moment d'établir son Plan d'approvisionnement. Advenant des besoins de puissance moindres que prévu, le Distributeur prendra des mesures dans le respect des dispositions contractuelles des différents moyens.[66]

La Convention-cadre établit la durée de l'entente à dix ans et ne prévoit pas la possibilité de réduire la contribution d'Hilo si celle-ci devenait redondante ou désavantageuse pour la clientèle. On comprend des réponses du Distributeur que cette durée et le montant de la rémunération d'Hilo sont nécessaires à l'amortissement des investissements initiaux d'Hilo en infrastructures technologiques, opérationnelles et commerciales, et à la couverture de ses frais d'exploitation, incluant les appuis financiers à la clientèle.[67] En plus de soulever des inquiétudes légitimes quant à la justesse du prix payé par les consommateurs pour les services offerts par Hilo, cet engagement à long terme à un prix relativement élevé soulève l'enjeu du « *self-dealing* » mentionné ci-dessus par l'expert Letendre. Le Distributeur aurait-il accepté les mêmes modalités contractuelles dans un contrat avec un tiers qui n'est pas sa filiale? La décision d'engager Hilo a-t-elle été prise de façon indépendante par le Distributeur, ou fut-elle imposée en tout ou en partie par la haute direction d'Hydro-Québec? Cette question va au cœur du bien-fondé du régime de séparation fonctionnelle, qui présume de l'indépendance des entités réglementées. Le RNCREQ entend approfondir cette question lors des audiences et précisera, le cas échéant, sa position et ses recommandations dans sa plaidoirie.

Pour ces motifs, si la Régie ne partage pas la position du RNCREQ quant à la nécessité d'un appel d'offres pour l'acquisition de ressources en GDP auprès d'une tierce partie, le RNCREQ recommande subsidiairement que la Convention-cadre soit soumise à l'approbation de la Régie afin que celle-ci, s'appuyant sur sa compétence exclusive de surveiller les opérations du Distributeur, s'assure que les consommateurs paient selon un juste tarif et que l'entente soit compatible avec les fondements de la séparation fonctionnelle.

Notons que dans tous les cas, l'exercice de la compétence de la Régie sur la Convention-cadre ne placera pas le Distributeur dans une situation de bris contractuel, l'article 4 de l'entente précisant que « le Distributeur, pourra résilier la présente Convention-cadre dans l'éventualité où la Régie de l'énergie imposerait au Distributeur des conditions qui pourraient invalider ou affecter de façon défavorable l'objet de la Convention-cadre »[68].

Par conséquent, le RNCREQ recommande :

- **Que les mesures appropriées soient prises pour s'assurer du respect du principe du coût complet, si applicable, notamment à l'égard des analyses, résultats, donnée et autres informations générés par le Distributeur aux frais de consommateurs et transférés à Hilo, à titre de « leçons apprises » ;**

[66] R-4110-2019, B-0092, p. 38, R8.5.
[67] R-4110-2019, B-0092, pp. 45-46, R10.7 et p. 62, R13.1.
[68] Convention-cadre pour les services énergétiques entre l'agrégateur et le distributeur, déposée à R-4110-2019, B-0042, p. 47.

- **Que la Régie ordonne au Distributeur de s'assurer qu'aucun des montants engagés ou payés à Hilo avant 2025 ne soit inclus aux revenus requis de 2025 ni des années subséquentes;**

- **Que la Régie ordonne au Distributeur de faire reposer l'ensemble des coûts liés à Hilo sur les tarifs ou, à défaut, les profits pré-2025.**

- **Que l'acquisition des ressources visées par la Convention-cadre fasse l'objet d'un appel d'offres;**

- **Subsidiairement, que la Convention-cadre soit assujettie à l'approbation de la Régie en vertu de l'article 74.2 de la LRÉ, à titre de contrat de gré à gré.**

1.3.1.5 La non-concurrence

Le Distributeur a confirmé que le Contrat de service d'Hilo couvre, à titre de « Gestion de la demande de puissance », toute activité visant à réduire l'appel de puissance pendant l'hiver auprès de la clientèle résidentielle, qu'il ne limite pas les activités d'Hilo à un ou des moyen(s) précis, et qu'Hilo a le droit d'utiliser toute technologie qu'il trouve avantageuse.

En plus, il affirme qu'en impartissant ce service à Hilo, il « a choisi de ne pas s'immiscer dans le choix des technologies, usages, segments de clients ou types d'habitation visés par celui-ci et de lui laisser la latitude d'ajuster son offre pour atteindre les cibles prévisionnelles de réduction de puissance[69] ».

Le fait que le Contrat de services permette à Hilo de choisir sur quelles technologies il veut travailler n'est pas problématique en soi. **Le RNCREQ est toutefois fortement préoccupé par l'abandon, volontaire et unilatéral, par le Distributeur de son droit de développer toute technologie qui pourrait éventuellement faire l'objet d'un programme d'Hilo, peu importe si Hilo planifie ou non l'exploiter :**

> Concernant ses propres offres, à la référence (iv), le Distributeur affirme qu'il « devra s'assurer que celles-ci soient complémentaires et non en concurrence avec les mesures d'Hilo afin d'éviter toute forme de cannibalisation », ce qui signifie qu'il ne peut, d'une part, avoir un contrat avec Hilo comprenant des cibles à atteindre et, d'autre part, développer des programmes directement en compétition avec les services offerts par Hilo[70].

Par ailleurs, le Distributeur confirme que cette interdiction n'est aucunement imposée par son contrat avec Hilo, mais qu'il se l'impose lui-même :

> Demandes :
>
> 8.3. Est-ce que le Contrat de services GDP avec Hilo précise que le Distributeur n'a le droit d'exploiter aucune technologie de GDP avec la clientèle

[69] B-0123, R8.2, p. 11.
[70] B-0111, R4.2.1, p. 18.

> résidentielle, même si Hilo ne l'exploite pas? Le cas échéant, veuillez préciser où dans le Contrat cadre ou le Contrat de service GDP Affaires cette exclusion est formulée.
>
> Réponse :
>
> Ni la Convention-cadre ni le Contrat de service, ce dernier portant exclusivement sur la GDP résidentielle, ne prévoit de telles dispositions. Toutefois, le Distributeur est d'avis, comme mentionné dans le préambule, qu'il ne peut, d'une part, avoir un contrat avec Hilo comprenant des cibles à atteindre et, d'autre part, développer des programmes directement en compétition avec les services offerts par Hilo[71]. (nos soulignements)

Ces affirmations contrastent avec la réponse du Distributeur à une question de la Régie sur la possibilité de conclure des contrats avec d'autres agrégateurs qu'Hilo pour la gestion des charges interruptibles auprès de la clientèle résidentielle :

> Le Distributeur a choisi de mandater l'agrégateur Hilo pour le déploiement massif de moyens de gestion de la demande de puissance pour la clientèle résidentielle. Le Distributeur n'a pour l'instant conclu un tel contrat avec aucun autre agrégateur qu'Hilo. Il n'exclut toutefois pas la possibilité de faire affaire avec d'éventuels autres agrégateurs pour l'acquisition de moyens de gestion de puissance provenant de la clientèle résidentielle.[72] (nos soulignés)

Selon le RNCREQ, la possibilité de faire affaire avec d'autres agrégateurs non seulement ne doit pas être exclue, mais doit être encouragée. Le RNCREQ insiste sur l'importance d'avoir recours à une pluralité de solutions afin de capter tout le potentiel de la GDP résidentiel. Il souligne que plusieurs équipements de domotique sont déjà disponibles sur le marché et que les consommateurs les plus intéressés par cette technologie en ont fort probablement déjà fait l'acquisition. Il est peu probable que ces consommateurs se tournent vers les équipements proposés par Hilo. Le Distributeur ne peut donc entièrement déléguer sa stratégie de GDP résidentielle à Hilo et doit continuer d'élaborer des solutions variées et flexibles en la matière.

Dans l'hypothèse où le Contrat de services avec Hilo est maintenu dans sa forme actuelle, le RNCREQ demande respectueusement à la Régie :

- **De reconnaître que le Distributeur demeure responsable de l'atteinte des prévisions de GDP précisés dans ses bilans prévisionnels;**
- **de prendre acte que ni la Convention-cadre ni le contrat de service ne contient de clause de non-concurrence;**

[71] B-0123, R8.3, p. 12.
[72] R-4110-2019, B-0024, HQD-5, Doc. 1, p. 30, R9.1.2.

- **de reconnaître l'importance que le Distributeur ait recours à une pluralité de solutions pour capter le potentiel de la GDP résidentielle, incluant la possibilité de conclure des ententes avec d'autres agrégateurs;**

- **d'ordonner au Distributeur de travailler activement à valoriser toute technologie avec un potentiel élevé de GDP pour laquelle Hilo ne développe pas activement un programme, ou pour lequel le programme d'Hilo s'est avéré insuffisant.**

1.3.2 Efficacité énergétique

Lors de l'étude du Plan directeur de TEQ (R-4043-2018), le RNCREQ, dans sa preuve commune avec Option consommateur, observait que les budgets et économies d'énergie associés à l'efficacité énergétique du Distributeur ont progressivement diminué entre 2012 et 2017[73]. En 2017, le budget en efficacité énergétique s'établissait à 58,4 M$, soit seulement 33,8 % du budget de 2012 (173 M$). Les économies d'énergie générées annuellement ont également diminué : elles étaient de 524 GWh en 2017, soit 52 % des 1 001 GWh économisées en 2012.[74]

Malgré une légère remontée des montants budgétés pour les années 2018 et 2019, le RNCREQ déplorait que, contrairement à Gazifère et Énergir, le Distributeur adoptait une approche de statu quo où l'ampleur des efforts, déjà considérablement diminuée au cours des années précédentes, n'était aucunement augmenté pour la durée du Plan directeur. Cette tendance pour le statu quo s'observe également dans le cadre du présent dossier, où les prévisions des contributions annuelles en efficacité énergétique du Distributeur sont stables sur la durée du plan.

Tableau extrait de la pièce B-0007, HQD-2, Doc. 2, p. 53 :

TABLEAU 3.12 :
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN ÉNERGIE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Secteurs											
Résidentiel	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Commercial	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Industriel	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Total	**0,5**	**0,5**	**0,5**	**0,5**	**0,5**	**0,5**	**0,5**	**0,5**	**0,5**	**0,5**	**0,5**

Le tableau 3.12, qui figure à la pièce B-0007 de la preuve en chef du Distributeur, est significativement plus pessimiste que les tableaux fournis au RNCREQ en réponse à ses DDR 3.2 et 3.3, qui précisent les chiffres derrière la Figure 2.1 de la même pièce.

[73] R-4043-2018, C-RNCREQ-0020, pages 16-18.
[74] Rapports annuels 2012 à 2017 d'HQD.

« Le tableau R-3.2 donne la répartition de la croissance annuelle telle qu'elle est illustrée à la figure 2.1 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007).

TABLEAU R-3.2 :
RÉPARTITION DE LA CROISSANCE ANNUELLE AU SECTEUR RÉSIDENTIEL (GWH)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nouveaux abonnements	525	521	451	418	409	397	393	385	375	363
Taux de diffusion du chauffage des locaux	109	112	112	112	110	106	101	95	88	79
Variables économiques, taux de diffusions et autres	602	21	280	252	534	-82	328	213	511	-114
Véhicules électriques	80	91	102	121	152	169	202	186	189	199
Efficacité énergétique	-587	-512	-455	-418	-384	-350	-321	-295	-271	-251
Réchauffement climatique	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70
Photovoltaïque	-60	-46	-57	-66	-76	-88	-102	-118	-136	-158

(…)

Le tableau R-3.3 donne la répartition de la croissance annuelle telle qu'elle est illustrée à la figure 2.2 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007).[75]

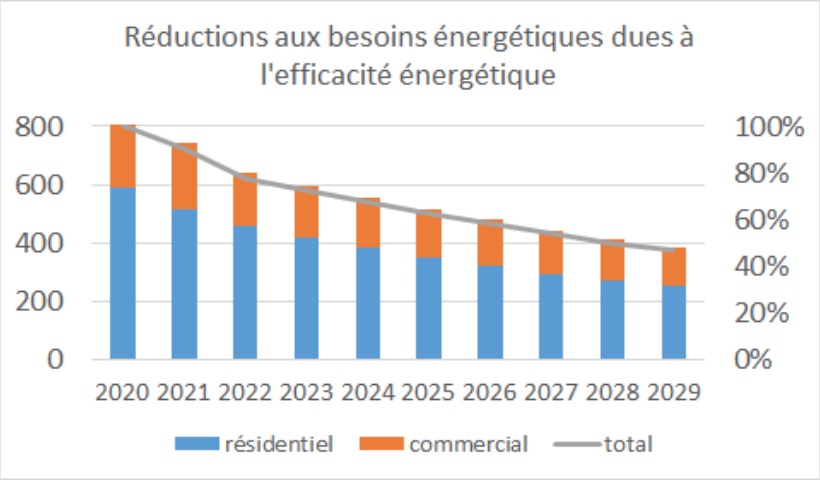
TABLEAU R-3.3 :
RÉPARTITION DE LA CROISSANCE ANNUELLE AU SECTEUR COMMERCIAL (GWH)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Taux de diffusion du chauffage des locaux	84	64	41	36	35	34	33	32	31	31
Variables économiques, taux de diffusions et autres	685	334	434	431	563	265	414	379	514	210
Électrification des transports	16	119	208	118	47	51	62	63	67	68
Développement de marché	1039	2896	1746	486	268	-137	-1852	-897	167	19
Efficacité énergétique	-236	-232	-184	-177	-171	-165	-157	-147	-140	-134
Réchauffement climatique	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30
Photovoltaïque	-32	-20	-23	-25	-28	-30	-33	-37	-49	-70

Le graphique 2 présente les réductions annuelles aux besoins énergétiques dues à l'efficacité énergétique, pour les secteurs résidentiel et commercial, selon ces réponses.

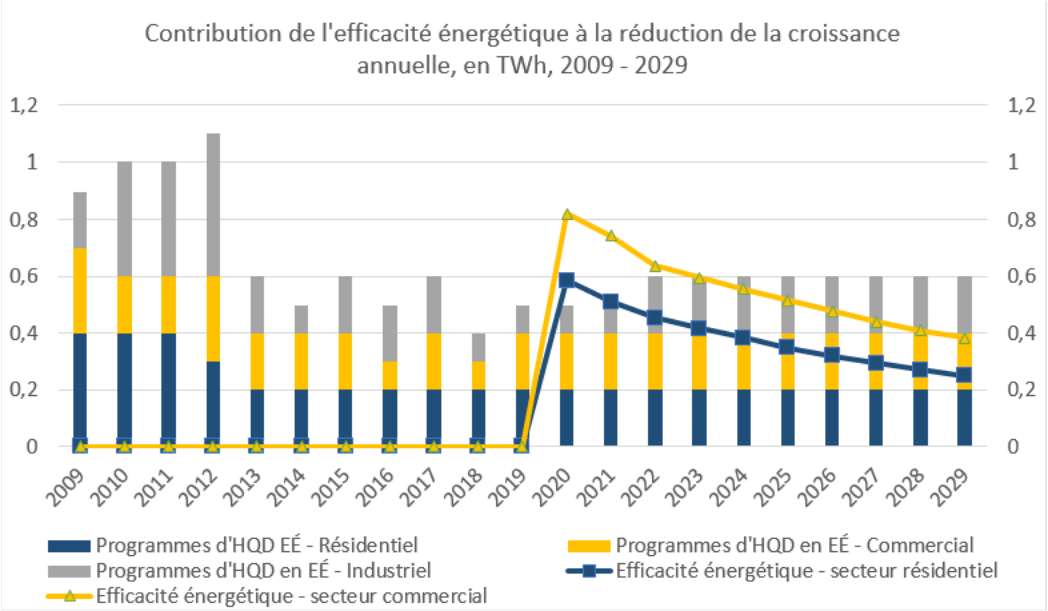
Graphique 2

[75] R-4110-2019, B-0046, HQD-5, Doc. 7, Tableaux R-3.2 et R-3.3, p. 8 et 9.



Les gains en efficacité énergétique calculés selon les chiffres des tableaux R-3.2 et R-3.3 de la pièce B-0046 sont donc substantiellement plus élevés que selon le Tableau 3.12 de la pièce B-0007, mais s'effritent par plus de 50% pendant la période du Plan, pour finir au niveau que le Tableau 3.12 annonce dès 2020.

Dans sa DDR No. 2, la Régie s'interroge sur cette même question, et prépare le graphique suivant[76] :



En réponse à ses DDR 2.1 à 2.4, le Distributeur explique que les chiffres des tableaux R-3.2 et R-3.3 incluent effectivement des effets tendanciels, que le Distributeur n'est pas en mesure de distinguer d'effets de programmes de TEQ ou d'autres entités[77]. Cela dit, rien de laisse comprendre

[76] R-4110-2019, B-0092, HQD-5, Doc. 1.1, p. 9.
[77] *Ibid.*, pages 9-12.

que le Distributeur a l'intention de bonifier ses programmes d'efficacité énergétique dans les années à venir.

Le statu quo semble également se manifester dans le contenu des programmes en efficacité énergétique. En effet, rien dans le plan ne porte à conclure que les interventions en efficacité énergétique du Distributeur iront plus loin que les programmes existants, qui sont centrés sur des mesures de sensibilisation. Alors qu'en 2012, près de 60% du budget en efficacité énergétique du Distributeur était versé aux clients participants sous la forme d'appuis financiers;[78] aujourd'hui, les programmes résidentiels offerts à l'ensemble de la clientèle consistent presque uniquement en des programmes de sensibilisation.

Ce virage vers les mesures de sensibilisation découle d'une nouvelle stratégie présentée par le Distributeur dans son dossier tarifaire de 2017-2018 axée sur les activités de promotion et de sensibilisation plutôt que sur les programmes de subvention (sauf pour les MFR). La Régie en a pris acte dans sa décision D-2017-022 :

> [523] La Régie prend acte des intentions du Distributeur de réorienter sa stratégie d'intervention auprès de sa clientèle et de générer davantage d'économies d'énergie provenant d'activités de promotion et de sensibilisation, menant à des changements de comportement durables, plutôt qu'à l'aide de programmes de subvention, dont les impacts énergétiques demeurent incertains.[79]

Un an après avoir pris acte de cette nouvelle stratégie, la Régie a démontré un certain scepticisme par rapport aux économies d'énergie générées à l'aide de ce virage dans sa décision D-2018-025. Compte tenu de sa pertinence, nous reproduisons ci-dessous le passage au complet :

> [545] La Régie reconnaît que le Distributeur n'est pas obligé de verser des subventions afin de se créditer des économies d'énergie. Cela étant dit, elle s'attend néanmoins à une démonstration rigoureuse de l'impact des campagnes de promotion et de sensibilisation dans l'évaluation d'influence sur le marché.
>
> [546] La Régie observe l'évolution suivante des coûts et des impacts des programmes du marché Résidentiel (excluant l'offre aux MFR) :
>
> - 2016 : 7 M$ pour 199 GWh/an ajoutés ou 3,52 ¢/kWh annuel ajoutés;
> - 2017 : 11 M$ pour 133 GWh/an ajoutés ou 8,27 ¢/kWh annuel ajoutés;
> - 2018 : 10 M$ pour 148 GWh/an ajoutés ou 6,75 ¢/kWh annuel ajoutés.
>
> [547] L'abandon des programmes d'aides financières visant l'implantation de mesures d'efficacité énergétique est accompagné d'une certaine baisse des économies annuelles ajoutées, mais pas d'une baisse des budgets. Bien au contraire, il y a hausse significative du budget consacré au marché Résidentiel

[78] R-4814-2012, B-0042, HQD-8, Doc. 8, p. 10.
[79] R-3980-2016, B-0063, p. 142, par. 523.

> hors MFR. Il y a donc une hausse encore plus importante du coût unitaire des économies d'énergie. Cette hausse est préoccupante si la durée de vie des économies découlant des interventions en promotion et de sensibilisation n'est pas supérieure à celle des mesures auparavant implantées.
>
> [548] Considérant la hausse du budget consacré au marché Résidentiel, associée à une baisse des économies d'énergie ajoutées, la Régie accorde une attention particulière au caractère durable des économies générées par les activités de promotion et de sensibilisation ainsi qu'au processus de suivi et de vérification permettant d'en évaluer l'impact en GWh annuels ajoutés.
>
> [549] La Régie examine l'influence du Distributeur dans la transformation du marché de l'éclairage, ce qu'elle avait commencé à faire dans le cadre du Rapport annuel 2016. Elle s'est notamment interrogée sur les conclusions du Distributeur qui juge son influence considérable à la suite de cette évaluation, alors que de nombreux autres facteurs d'influence interviennent dans les technologies d'éclairage, que ce soit à l'échelle provinciale, nationale, mais surtout mondiale et qu'aucun balisage avec les autres marchés ne vient confirmer les conclusions du Distributeur.
>
> [550] Par ailleurs, les réponses du Distributeur, en audience, sur les économies générées n'ont pas convaincu la Régie. En effet, la Régie a examiné avec attention les prétentions du Distributeur quant aux économies d'énergie générées par les activités de promotion et de sensibilisation, particulièrement celle voulant que le regroupement de ces activités agît comme un effet de levier. Interrogé à quantifier cet effet ou à savoir s'il avait été mesuré, le Distributeur ne peut y répondre précisément. L'effet de levier invoqué par le Distributeur n'est pas démontré à l'aide d'études ou d'analyses.
>
> [551] Enfin, elle juge étonnante la position du Distributeur à l'effet qu'il puisse évaluer son influence sur la transformation du marché de l'efficacité énergétique alors qu'il n'est plus en mesure de fournir l'influence de la tendance du marché sur l'évolution de l'efficacité énergétique.[80] (notes omises, soulignés ajoutés)

Le RNCREQ partage les inquiétudes exprimées par la Régie dans cette décision. Bien qu'une communication claire et un site internet riche en informations soient importants, le Distributeur n'a jamais démontré le potentiel de ce type de mesures, qui ne faisait pas partie de la dernière estimation du potentiel technico-économique réalisée en 2011.[81] Les cibles et les budgets fixés par le Distributeur doivent par conséquent être scrutés avec prudence.

Dans la Politique énergétique 2030,[82] le gouvernement du Québec reconnaît qu'il y a un potentiel significatif d'efficacité énergétique encore inexploité au Québec et s'engage à prioriser l'efficacité énergétique comme une des solutions pour répondre aux besoins des consommateurs en favorisant

[80] R-4011-2017, D-2018-025, p. 151-152.
[81] TechnoSim, potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique au Québec (juin 2011)
[82] MERN, Politique énergétique 2030, en ligne : https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2016/04/Politique-energetique-2030.pdf

une consommation responsable et tirant pleinement parti du potentiel de l'efficacité énergétique. La Politique rappelle que l'efficacité énergétique est souvent la moins coûteuse et la plus disponible des ressources énergétiques qu'elle permet de favoriser la croissance et la compétitivité des entreprises; de diminuer les coûts énergétiques des ménages favorisant ainsi des réinvestissements dans les économies locales; d'éviter la construction d'infrastructure lourde pour la production, le transport et la transformation de l'énergie, en plus de diminuer la pression sur les infrastructures en place; d'améliorer la sécurité énergétique; de réduire l'empreinte environnementale de la consommation d'énergie et de minimiser les risques pouvant être associés aux diverses activités liées à la production et au transport énergétiques.

Le RNCREQ souhaite voir la mise en place de mesures qui favorisent une diminution globale de la consommation d'énergie des Québécois et Québécoise. Le Québec occupe la troisième place dans le monde en termes de consommation d'électricité par habitant.[83] Ceci est notamment dû au chauffage électrique grandement répandu dans le secteur résidentiel et à la présence d'industries grandes consommatrices d'électricités telles que les alumineries. Les efforts en efficacité énergétique du Distributeur doivent être accentués afin de refléter ce constat. Plusieurs opportunités semblent présenter un potentiel intéressant. Par exemple, en complémentarité avec le programme Rénoclimat, le Distributeur pourrait offrir des appuis financiers pour le remplacement de la chauffe par résistance par des thermopompes ainsi que la rénovation touchant l'enveloppe thermique des bâtiments chauffés à l'électricité. Ces appuis pourraient notamment inclure les mesures d'étanchéité (pellicules plastiques pour fenêtre, coupe-froid). Il pourrait pour ce faire s'inspirer de nombreux programmes existants dans d'autres juridictions :

- Le Weatherization Assistance Program[84] du Department of Energy des États-Unis vise depuis longtemps à réduire les coûts énergétiques des ménages à faible revenu (MFR) en augmentant l'efficacité énergétique de leur résidence. Il offre plusieurs services, dont l'installation de pellicules isolantes dans les fenêtres. Voir l'Annexe 1 pour la fiche d'information sur le programme.

- Fortis BC, en partenariat avec BC Hydro, offre gratuitement aux MFR une trousse d'efficacité énergétique (*energy saving kit*) qui contient notamment des pellicules isolantes pour les fenêtres et des isolants pour les prises de courants et interrupteurs.[85] Ils offrent également une multitude de rabais sur l'achat de produits oula rénovation écoénergétique.[86]

- L'organisme de bienfaisance WindowDressers, au Maine, emploie des bénévoles pour fabriquer des cadres de fenêtres isolants réutilisables, constitués de deux pellicules de polyoléfine montées sur un cadre en pin.[87] Les cadres sont fabriqués sur mesure dans des ateliers communautaires et sont offerts gratuitement aux MFR.

[83] MERN, Statistiques énergétiques, Consommation d'électricité, en ligne : https://mern.gouv.qc.ca/energie/statistiques-energetiques/consommation-electricite/ (consulté le 8 juillet 2020)
[84] U.S. Department of Energy, Weatherization Aistance Program, en ligne : https://www.energy.gov/eere/wap/weatherization-assistance-program (consulté le 10 juillet 2020)
[85] Fortis BS, Free Energy Saving K, en ligne : https://www.fortisbc.com/rebates/home/free-kit-to-save-energy-at-home (consulté le 10 juillet 2020)
[86] Fortis BC, Rebats and Offers, ligne : https://www.fortisbc.com/rebates-and-energy-savings/rebates-and-offers?l= (consulté le 10 juillet 2020)
[87] WindowDressers.org, en ligne : https://windowdressers.org/insulating-inserts/ (consulté le 10 juillet 2020)

Selon la nouvelle présidente d'Hydro-Québec, la société d'État s'engage à doubler son objectif annuel en matière d'efficacité énergétique.[88] Le Distributeur affirme que cet objectif est déjà intégré dans la prévision de la demande de l'État d'approvisionnement 2020[89]. Il présente des tableaux indiquant que la contribution annuelle de l'efficacité énergétique passera de 0.5 TWh/an en 2021 à 0,8 TWh/an en 2022, puis à 1,0 TWh/an en 2029. La contribution en puissance monte aussi rapidement entre 2020-21 et 2021-22 (de 86 à 143 MW), pour ensuite augmenter à 177 MW en 2028-29[90].

Il s'agit effectivement d'une amélioration comparée au Plan, qui indiquait que la contribution de l'efficacité énergétique n'allait pas dépasser les 0,5 TWh entre 2017 et 2029, malgré une variation entre 0,9 et 1,1 TWh entre 2009 et 2012[91].

À la DDR du RNCREQ lui demandant d'élaborer sur les moyens qu'il entend utiliser pour rencontrer ces nouvelles cibles en efficacité énergétique, le Distributeur répond :

> Une réflexion est en cours pour développer de nouveaux programmes d'efficacité énergétique ainsi que de nouvelles approches commerciales qui stimuleront encore davantage la participation de tous les clients aux programmes du Distributeur[92].

Il importe de souligner que le fait de doubler les engagements minimalistes pris auparavant par le Distributeur le ramène seulement aux niveaux d'il y a dix ans, comme l'indique le tableau à la page 31. Étant donné les besoins croissants en énergie et le faible coût de l'efficacité énergétique par rapport aux approvisionnements, le RNCREQ considère qu'Hydro-Québec peut et doit faire beaucoup plus.

En définitive, le RNCREQ recommande que la Régie reconnaisse que les efforts du Distributeur en matière d'efficacité énergétique sont insuffisants et l'invite notamment à réinstaurer des programmes dotés d'appuis financiers afin de capter un plus grand potentiel d'efficacité énergétique.

1.3.3 GDP – Chauffe-eau

Le Distributeur indique qu'il a choisi de mandater Hilo pour développer le marché de la GDP résidentielle au Québec, ce qui inclut celui du contrôle des chauffe-eau électriques (CEÉ).

[88] Actualité, « Le plan Brochu », 5 mai 2021, https://lactualite.com/lactualite-affaires/le-plan-brochu/ , consulté le 8 mai 2021.
[89] B-0122, R1.15, p. 10.
[90] B-0122, R1.14, p. 9.
[91] B-0007, Tableaux 3.11 et 3.12, p. 53.
[92] B-0123, R11.2, p. 25.

1.3.3.1 Contexte

Dans le précédent dossier du plan d'approvisionnement (R-3986-2019), le RNCREQ a déposé un rapport d'expert sur les meilleures pratiques en gestion de la demande en puissance aux États-Unis et au Canada, et leur analyse en contexte québécois.[93] Au cœur de ces meilleures pratiques se trouve la nécessité d'effectuer une planification adéquate et structurée reposant notamment sur la réalisation régulière d'études de potentiel et la détermination d'une cible représentant une fraction appropriée de l'ensemble des ressources de GDP rentables et réalisables. Dans son rapport et son témoignage, l'expert concluait que le Distributeur n'appliquait pas ces pratiques de manière suffisante,[94] une conclusion à laquelle adhérait le RNCREQ.[95] En conséquence, les démarches de GDP du Distributeur ne lui permettaient pas d'exploiter convenablement le potentiel commercial de la ressource. Plus particulièrement, l'expert observait l'importance de rapidement faire passer les programmes de la phase pilote à la phase mise en marché afin de capter le maximum du potentiel, et observait que le programme de chauffe-eau était particulièrement prometteur à cet égard et devait être préconisé.[96]

Subséquemment, la Régie rendait la décision interlocutoire D-2017-064 par laquelle elle procédait à une réouverture d'enquête à l'égard du programme « Charges interruptibles résidentielles– Chauffe-eau », menant à la création d'une phase 2 au dossier, et demandait au Distributeur de déposer une nouvelle preuve incluant le potentiel commercial réalisable du programme.[97] Dans sa preuve additionnelle, déposée en octobre 2017, le Distributeur évaluait 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 et une puissance de 450 MW, sans toutefois préciser l'horizon de temps envisagé pour l'atteindre.[98] Il y exposait également les enjeux de santé publique qui retardaient le déploiement du programme, et les pistes de solutions envisagées. Dans deux rapports subséquents sur l'état d'avancement des travaux, en date du 15 juin et du 28 septembre 2018, le Distributeur faisait état de résultats préliminaires probants permettant d'envisager un programme de délestage appliqué uniquement aux CCÉ répondant aux critères des autorités de santé publique du Québec relatifs au risque de contamination par les légionelles.[99] Il ne précisait toutefois pas s'il maintenait le taux de pénétration annoncé antérieurement.

Le 5 février 2019, Hydro-Québec écrit au Ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS) pour l'informer de sa décision « de mettre en œuvre son projet uniquement sur les chauffe-eau munis de solutions permettant d'éviter la prolifération de légionelles »[100], 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

[93] R-3986-2016, Phase 1, C-RNCREQ-0021.
[94] R-3986-2016, Phase 1, C-RNCREQ-0021, p. 41.
[95] R-3986-2016, Phase 1, C-RNCREQ-0020, p. 9.
[96] R-3986-2016, Phase 1, C-RNCREQ-0021, p. 43.
[97] R-3986-2016, Phase 1, D-2017-064, p. 7.
[98] R-3986-2016, Phase 2, B-0081, p. 8.
[99] R-3986-2016, Phase 2, B-0089 et B-0092.
[100] R-4110-2019, B-0048, HQD-5, Doc. 9, p. 119.

légionelle »[101]. 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 »[102].

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 »[103].

1.3.3.2 Potentiel technico-économique

Au présent dossier, le Distributeur dépose une nouvelle étude sur le Potentiel technique et technico-économique de gestion de la demande en puissance aux marchés résidentiel, commercial et institutionnel et petites et moyennes industries[104]. Il y énonce un potentiel technico-économique (« PTÉ ») de 701.3 MW pour la mesure Contrôle des chauffe-eau résidentiels par le Distributeur, avec un coût « pour l'achat et l'installation de l'interrupteur doté de l'équipement de communication permettant le contrôle à distance » de 250$. L'application du taux de pénétration mentionné ci-haut à ce potentiel impliquerait une réduction des besoins de 119 MW, grâce à cette seule mesure, à un coût unitaire moyen actualisé de 44,8$/kW[105] (en $2020/kW). Ce coût unitaire se compare très favorablement avec un coût évité actualisé de 71,8$/kW, mentionné dans la même étude[106], [redacted]

Dans sa réponse à la DDR #2 de la Régie, le Distributeur mentionne que le rapport Technosim « a analysé la mesure Chauffe-eau résidentiel – contrôlé par le Distributeur sans égard au respect ou non du critère anti-légionelles[108]. » Il est vrai que la section du rapport Technosim traitant du contrôle des chauffe-eau ne mentionne pas de quelle sorte de chauffe-eau il s'agit. Toutefois, étant donné que le rapport identifie plus d'un million de bâtiments comme faisant partie du « marché applicable » pour l'année 2020, et mentionne un coût de 250$ pour « l'achat et l'installation de l'interrupteur doté de l'équipement de communication », on peut déduire que l'évaluation ne concerne pas les chauffe-eau haute température, qui ne sont même pas encore disponibles, mais plutôt des *retrofits* des CCÉ conventionnels, qui se trouvent partout au Québec. Il s'en suit que le PTÉ déposé dans ce dossier est muet sur le potentiel de la technologie de contrôle de chauffe-eau résidentiels que le Distributeur entend réellement appliquer.

---

[101] *Ibid*., p. 120.
[102] *Ibid*., p. 119.
[103] *Ibid.*, p. 51.
[104] R-4110-2019, B-0033, Potentiel technico-économique de Gestion de la demande en puissance - En réseau intégré (« rapport Technosim »).
[105] Moyenne pondérée des coûts unitaires moyens de chaque sous-marché, selon le tableau à la p. 64 (p. 67 du PDF) de la pièce B-0033.
[106] R-4110-2019, B-0033, HQD-4, Doc. 5, p. 63-64 (p. 66-67 du PDF).
[107] R-4110-2019, B-0058, p. 12. SOUS PLI CONFIDENTIEL
[108] R-4110-2019, B-0092, page 46, R10.8.

Le RNCREQ recommande que la Régie ordonne au Distributeur de demander que TechnoSim mette à jour son étude du PTÉ des chauffe-eau, à l'égard des chauffe-eau qui respectent le critère anti-légionnelle adopté par le Distributeur.

1.3.3.3 Le parc existant des chauffe-eau conventionnels

Ces réponses suggèrent que des solutions de modification de chauffe-eau existants ne sont pas envisagées par le Distributeur. Par ailleurs, de telles solutions sont déjà commercialement disponibles. Un exemple est le contrôleur wi-fi pour chauffe-eau Triton, de CaSA, dont le fonctionnement est décrit dans le rapport figurant en Annexe 2. Mais est-ce possible de les utiliser pour la GDP sans augmenter le risque de légionellose?

Une étude produite par l'IREQ et déposée devant la Régie dans le cadre du dernier plan d'approvisionnement suggère que non[109]. Basé sur l'hypothèse d'interruptions d'alimentation pendant des périodes allant de quatre à six heures, l'étude estimait une augmentation de 0,65 cas de légionellose par année due à la mise en place d'un tel programme[110] — impact jugé inacceptable par la santé publique[111].

Dans ses observations dans ce même dossier, CaSA écrit :

> 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 reflète pas l'état actuel des connaissances sur le sujet, de nombreuse publications récentes, complètes et crédibles ayant été ignorées ou omises dans la rédaction de ce rapport[112].

Dans le cadre de la phase 2 de ce dossier, CaSA a déposé une Demande de renseignements de 17 pages concernant ladite étude. Toutefois, avant que le Distributeur ne réponde à ces DDR, la Régie a décidé de mettre fin au processus réglementaire.

> **[28] Considérant l'état d'avancement des travaux du Programme, la Régie ne juge pas utile de poursuivre l'examen du Programme dans le cadre du présent dossier. Elle demande au Distributeur de déposer, en suivi administratif, son prochain rapport, au plus tard le 31 mars 2019. Elle lui demande également de faire le point dans le cadre de son prochain dossier**

[109] R-3986-2016, phase 2, B-0081, Annexe A, Plante et Laperrière, programme de débranchement des chauffe-eau — Impact sur la santé.
[110] Ibid., p. 23 du pdf.
[111] Ibid., p. 11 du pdf.
[112] R-3986-2016, D-0001, page 2.

> **tarifaire et, le cas échéant, de proposer un programme de délestage qui s'appliquerait aux chauffe-eau électriques.**
>
> **[29] En conséquence, la Régie met fin à son examen du Programme dans le cadre du présent dossier[113]. (nos soulignements)**

L'étude de Plante et Laperrière n'a donc jamais fait l'objet d'un examen par la Régie. Elle n'a pas non plus été retirée.

Force est de constater que la question de fond — **Est-ce possible de gérer les CCÉ conventionnels comme mesure de GDP, sans pour autant augmenter les risques de légionellose?** — n'a jamais trouvé réponse.[114]

Compte tenu de l'importance de développer le potentiel commercial réalisable de la GDP, le RNCREQ est inquiet de cette portée en apparence limitée du programme de chauffe-eau envisagé. Il est bien sûr conscient que l'enjeu de la légionellose implique des contraintes technologiques qui pourraient faire en sorte de réduire ce potentiel. Afin de mieux apprécier la portée de ces contraintes, le RNCREQ a demandé à CaSA Appareils Connectés Ltée (CaSA), entreprise dont la mission est de développer des solutions de contrôle pour les charges électriques résidentielles, de l'informer sur les procédés technologiques permettant de respecter le critère antilégionelle avec des chauffe-eau électriques conventionnels, ainsi que sur le marché des chauffe-eau en général. Le rapport transmis par CaSA en réponse aux interrogations du RNCREQ est joint en Annexe 2.[115]

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 technique[116]. Toutefois, il indique qu'il n'a jamais rencontré CaSA[117], ni testé sa technologie dans ses propres laboratoires[118].

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

---

[113] D-2018-151.
[114] Le Distributeur a toutefois déposé différentes études concernant la performance des CCÉ antilégionnelles (de haute température), soit B-0061 et B-0062.
[115] À noter que ce rapport a été préparé sans frais de la part de CaSA. Si la Régie ou les participants le souhaitent, l'auteur pourrait être présent lors des audiences afin de répondre à des questions techniques concernant le rapport.
[116] B-0123, R. 8.8.1, p. 14.
[117] Ibid.
[118] B-0123, R8.8.3, p. 14.

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[119] ».

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 sécuritaires.**

1.3.3.4 Le Mandat d'Hilo

L'opacité du voile tiré par Hilo sur les programmes de GDP du Distributeur rend très difficile la collecte d'informations. Aux demandes de renseignements formulées par la Régie et les intervenants à l'égard des modalités du programme des chauffe-eau résidentiel et son taux de pénétration anticipé, le Distributeur se contente de répondre qu'Hilo est responsable des choix technologiques et du rythme de déploiement des mesures pour atteindre les cibles d'effacement convenues avec le Distributeur.[120] On peut toutefois déduire de certaines réponses que la solution technique actuellement envisagée semble s'appliquer uniquement aux nouveaux chauffe-eau antilégionelle (pas encore disponibles sur le marché), qui opéreront à des températures plus élevées que les chauffe-eau conventionnels.

En effet, en réponse à une DDR de la Régie datée de février 2020, Distributeur « estime que des chauffe-eau répondant aux critères antilégionelles devraient être disponibles commercialement en 2021. »[121] Le RNCREQ questionnera le Distributeur lors des audiences afin de vérifier si cette date est toujours d'actualité.

Peu importe la solution technique retenue, les réponses du Distributeur – ou plutôt leur absence – ne permettent pas de savoir qui en fera la commercialisation ni si HQD ou Hilo participent directement dans cette initiative commerciale ni jusqu'à quel point le Distributeur sera compensé pour la propriété intellectuelle qu'il a développée au fil des ans. En juillet 2020, le Distributeur a indiqué que « Hilo travaille actuellement à l'élaboration de l'offre pour le contrôle de chauffe-eau répondant au critère antilégionelle et n'a pas encore défini le modèle d'affaires qu'il entend mettre de l'avant pour cette technologie, ni déterminé les segments visés et les paramètres des chauffe-eau qui seront promus dans le cadre de cette offre[122] ».

En mars 2021, il affirme que « Hilo travaille toujours à l'élaboration de son offre commerciale de chauffe-eau[123] » Il ajoute que :

---

[119] B-0111, R4.1, p. 17.
[120] R-4110-2019, B-0046, HQD-5, Doc. 7, p. 53; B-0024, HQD-5, Doc. 1, p. 49, R10.21.
[121] R-4110-2019, B-0024, HQD-5, Doc. 1, p. 49, R10.21.
[122] B-0046, R45.1, p. 53.
[123] B-0123, R8.9, p. 15. Il indique également que « Hilo n'a pas encore déployé un service de gestion de la demande de puissance visant l'usage du chauffage de l'eau dans le réseau intégré[123] » (B-0125, R2.3.10, p. 15.).

> Le potentiel de GDP en lien avec le contrôle des chauffe-eau nécessite au préalable le déploiement d'une technologie qui répond de manière satisfaisante aux enjeux soulevés antérieurement par la santé publique. Ces démarches sont présentement en cours par Hilo et le Distributeur est donc satisfait sur l'horizon de déploiement de cette offre[124]. (nos soulignements)

Est-ce que cela implique que le Distributeur s'en remet à Hilo pour la conception, la fabrication et la commercialisation d'une nouvelle technologie de chauffe-eau anti-légionnelle? Le Distributeur indique que « Hilo n'a pas encore déployé un service de gestion de la demande de puissance visant l'usage du chauffage de l'eau dans le réseau intégré[125] ». [redacted] Le Distributeur mentionne également :

> Les moyens techniques mis en œuvre afin de répondre aux cibles contractuelles de réduction de puissance en périodes de pointe auprès de la clientèle résidentielle prévues au contrat de service sont sous la responsabilité d'Hilo. Dans l'éventualité où des technologies avantageuses sur le plan technique ou économique étaient disponibles, Hilo aurait tout avantage à les inclure dans son offre de produits[127].

Le Distributeur semble miser sur le remplacement des chauffe-eau existants par des chauffe-eau à haute température. Afin d'évaluer la contribution potentielle à la réduction des besoins en puissance des chauffe-eau à haute température, il faut d'abord estimer l'évolution de la pénétration de cette nouvelle technologie. Demandé de fournir l'estimation du Distributeur (ou d'Hilo) de l'évolution de la pénétration du chauffe-eau anti-légionelle pendant la période du Plan, le Distributeur répond :

> 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[128].

En quoi est-ce conservateur de présumer que 7 % des clients d'Hilo remplaceront leurs chauffe-eau avec un nouveau modèle plus dispendieux qu'un chauffe-eau conventionnel, qui n'est pas encore au marché ?

Compte tenu, d'une part, de la décision du Distributeur de ne pas s'immiscer dans le choix des technologies employées par Hilo et, d'autre part, de l'exclusivité implicite accordée à Hilo quant aux services de GDP (voir 1.3.1.5 ci-haut), il semble que le Distributeur ait abandonné les démarches pour contrôler des chauffe-eau conventionnels de manière sécuritaire. Le RNCREQ y

[124] Ibid., R8.11.
[125] B-0125, R2.3.10, p. 15.
[126] B-0136, p. 16.
[127] Ibid., R4.2.
[128] R-4110-2019, B-0046, p. 53, R. 45.1.

voit un risque important que le grand potentiel en gestion de la demande associé au chauffage de l'eau demeure sous-exploité.

Si cette compréhension se confirme en audience, **le RNCREQ recommandera à la Régie d'exiger que le plan d'approvisionnement soit amendé afin d'exploiter le potentiel en GDP des chauffe-eau électriques conventionnels, dans le but de réduire la pression pour un appel d'offres pour acquérir des ressources post-patrimoniales en puissance**.

Tel qu'exposé à la section 1.3.1.5, le RNCREQ ne retient pas la position du Distributeur à l'effet que son entente avec Hilo implique une obligation implicite de non-concurrence. Le mandat donné à Hilo et l'absence alléguée de contrôle du Distributeur sur les paramètres des programmes, biens et services mis en marché par Hilo[129] ne l'empêchent pas de mettre en place des mesures additionnelles de GDP. Rappelons l'affirmation du Distributeur, précitée, à l'effet qu'il peut conclure des contrats avec d'autres agrégateurs qu'Hilo pour la gestion des charges interruptibles auprès de la clientèle résidentielle :

> Le Distributeur a choisi de mandater l'agrégateur Hilo pour le déploiement massif de moyens de gestion de la demande de puissance pour la clientèle résidentielle. Le Distributeur n'a pour l'instant conclu un tel contrat avec aucun autre agrégateur qu'Hilo. Il n'exclut toutefois pas la possibilité de faire affaire avec d'éventuels autres agrégateurs pour l'acquisition de moyens de gestion de puissance provenant de la clientèle résidentielle.[130] (nos soulignés)

Par conséquent, la relation entre le Distributeur et Hilo ne fait pas obstacle à la recommandation du RNCREQ sur le développement des mesures de GDP visant le parc de chauffe-eau existants.

1.4 Les approvisionnements en achat de court terme

Au fil des ans, le RNCREQ est intervenu à plusieurs reprises concernant les achats de court terme et les coûts évités qui s'y appliquent, notamment pendant les périodes de plus grande charge.

À l'audience sur le Plan d'approvisionnement antérieur, le RNCREQ a présenté un rapport sur les différents enjeux soulevés par les achats de court terme[131]. Le RNCREQ a notamment recommandé à la Régie d'exiger que le Distributeur inclue dans ses rapports annuels le volume et coût d'achats de court terme sur une base horaire, demande qui était retenue par la Régie dans sa décision[132].

[129] R-4110-2019, B-0056, HQD-5 Doc. 7, p. 58, R48.4.
[130] R-4110-2019, B-0024, HQD-5, Doc. 1, p. 30, R9.1.2.
[131] R-3986-2016, C-RNCREQ-0022.
[132] D-2017-140, para. 112.

Dans le dossier R-3933-2015, la preuve du RNCREQ a démontré que le coût moyen des achats de court terme était 2,3 fois plus élevé que la valeur utilisée dans le calcul des coûts évités du Distributeur.[133]

Cette analyse s'est poursuivie dans le dossier R-4011-2017, où la preuve du RNCREQ a démontré une tendance à sous-estimer le prix des achats de court terme pendant les heures critiques.[134] Basé sur cette preuve, le RNCREQ a invité le Distributeur à réviser la méthodologie d'établissement des coûts évités. Dans sa décision D-2020-025, la Régie faisait état d'un changement de contexte économique et réglementaire à l'égard des coûts évités et reconnaissait que l'utilisation des coûts évités à de nouvelles fins peut éventuellement requérir d'autres signaux de prix. Elle convenait également que le moment était venu d'entreprendre un débat sur le sujet et demandait au Distributeur de déposer des propositions en ce sens dans un prochain dossier.[135]

Dans le dossier R-4057-2018, le RNCREQ a déposé un rapport d'expert sur la question des coûts évités afin de répondre aux préoccupations exprimées par la Régie dans sa décision D-2018-025. L'expert a recommandé que le Distributeur modifie la manière dont il calcule les coûts évités, afin de tenir compte du fait que ces coûts sont plus élevés lors des heures de plus grande charge[136]. Dans sa décision D-2019-027, la Régie retenait cette recommandation et ordonnait au Distributeur de présenter une proposition de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 heures et les 300 heures de plus grandes charges.[137]

En réponse à cette demande, le Distributeur a présenté dans le présent dossier un complément de preuve sur les coûts évités pour les périodes de plus grande charge[138]. Dans cette preuve, le Distributeur fixe d'abord des profils selon l'heure de la journée, basés sur les données historiques. Ensuite, il fait appel à ces profils afin de calculer le coût évité horaire. Pour les 100 heures de plus grande charge, il fait référence aux profils horaires des journées ouvrables de janvier; pour les autres heures, il fait référence aux profils horaires de l'hiver au complet.

Le RNCREQ a mandaté l'expert Philip Raphals pour faire l'analyse de cette proposition et pour faire toutes recommandations qu'il considère appropriées à l'égard de l'estimation des coûts évités pour les 100h et les 300h de plus grande charge.

L'expert a démontré que la méthode proposée par le Distributeur ne réussit pas à approximer ces coûts évités réels, ni pour les heures de plus grande charge ni pour l'hiver au complet. Pour ce faire, il a analysé les deux seuls hivers pour lesquels des données sur les prix horaires d'achats de court terme sont disponibles (2017-18 et 2018-19).

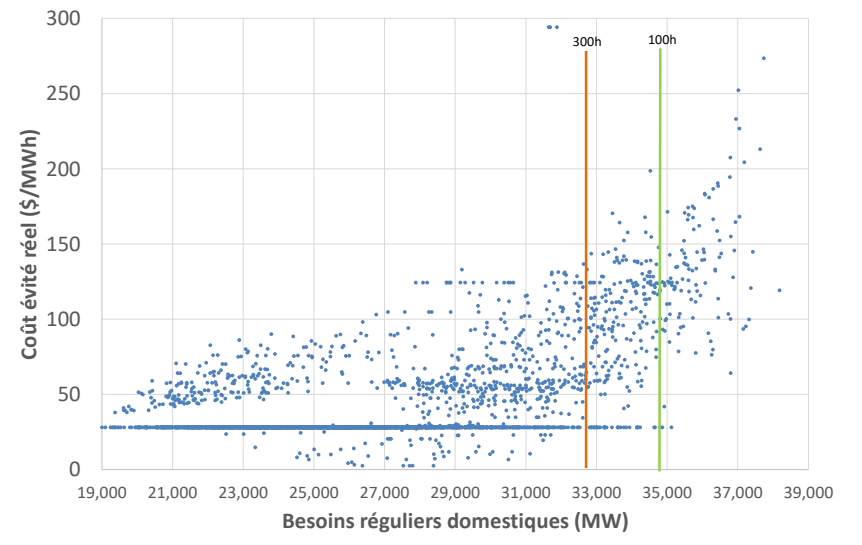
Afin de déterminer le coût qui serait réellement évité si la charge avait été réduite pendant une heure donnée, il a adapté l'approche sur une base saisonnière utilisée depuis longtemps. Il a défini le « coût évité réel » pour une heure historique comme étant :

---

[133] R-3933-2015, C-RNCREQ-0016, p. 22 (p. 26 du pdf)
[134] R-4011-2017, C-RNCREQ-0013, p. 14 (p. 17 du pdf)
[135] D-2018-025, para 208 à 210.
[136] R-4057-2018, C-RNCREQ-0029, p. 42-43 (p. 48-49 du pdf)
[137] D-2019-027, para 329.
[138] B-0021.

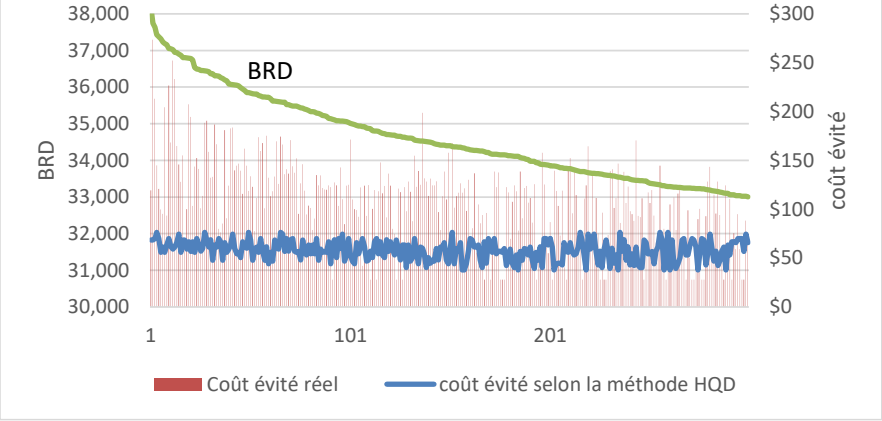
- s'il y a eu un achat de court terme, le prix (moyen) de cet achat;
- autrement, le prix de l'électricité patrimoniale.

Les coûts évités réels de l'hiver 2017-18 sont indiqués au Graphique 2, où les lignes verticales indiquent les frontières pour les 100h (Besoins réguliers domestiques (BRD) plus que 35,000 MW) et les 300h (BRD plus que 33,000 MW) de plus grande charge.

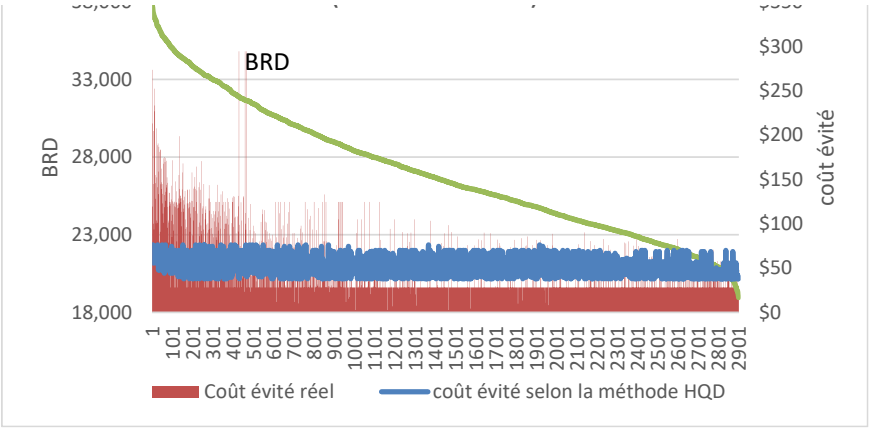


Graphique 2. Coûts évités horaires réels (prix d'achat ou d'électricité patrimoniale), hiver 2017-18

Cette analyse permet de constater que la méthode des « profils horaires » proposée par le Distributeur réussit mal à approximer ces coûts évités réels, comme le démontre les Graphique 3 et 3, respectivement pour les 300h de plus grande charge et pour l'hiver au complet :



Graphique 3. Coûts évités méthode HQD vs réels, 300h (2017-18)

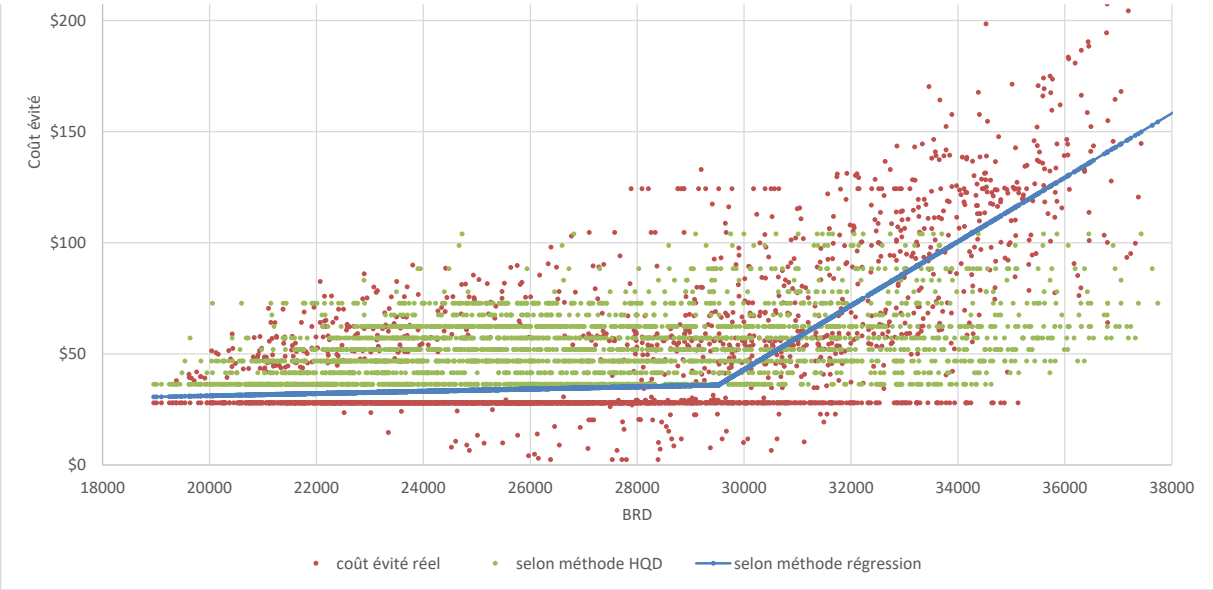


Graphique 4. Coûts évités méthode HQD vs réels, hiver (2017-18)

Le Graphique 3 montre clairement que, pour les heures de plus grande charge, la méthode du Distributeur sous-estime les coûts évités. Le Graphique 4 monte aussi clairement que, pour le grand nombre d'heures de l'hiver où l'électricité patrimoniale est suffisante pour répondre à la demande, la méthode du Distributeur **surestime** les coûts évités.

L'expert a démontré qu'une **régression linéaire segmentée** basée sur la charge horaire (les Besoins réguliers domestiques, ou BRD) réussit beaucoup mieux à prédire les coûts évités réels. Tant pour l'hiver 2017-2018 que pour celui de 2018-2019, **les coûts évités estimés selon la méthode de régression linéaire segmentée produisent des résultats qui ressemblent à la réalité plus que la méthode de profils horaires, proposée par le Distributeur.**

Le Graphique 4 montre les résultats de cette approche pour l'hiver 2017-2018 (la ligne bleue). Le graphique présente aussi les résultats de la méthode du Distributeur (points verts). Les points rouges représentent les coûts évités réels.



Graphique 5. Coûts évités réels vs méthode HQD et régression segmentée, hiver 2017-18

La même approche peut être appliquée à l'année complète. Cela présente un avantage important par rapport à la méthode utilisée par le Distributeur depuis longtemps — qui définit les coûts évités d'énergie de court terme selon la saison — parce que, avec l'augmentation importante prévue du nombre d'heures par année avec ACT, il y aura inévitablement un nombre croissant d'heures hors hiver avec ACT. Le Tableau 1 montre cette évolution:

Tableau 3. Nombre et pourcentage d'heures avec ACT, 2020 - 2029[139]

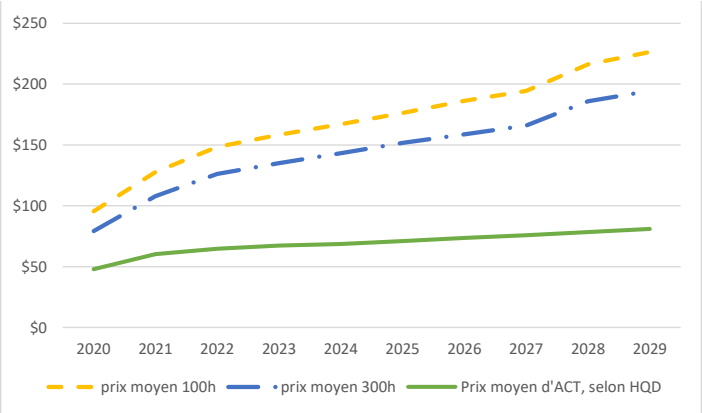
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
nombre	1334	1978	2574	2901	3028	3394	3069	3926	4154	4873
%	15%	23%	29%	33%	35%	39%	35%	45%	47%	56%

Le Distributeur a présenté ses estimations des prix moyens annuels d'achats de court terme futurs, qui vont de 60,35$/MWh en 2021 à 81,01$/MWh en 2029. Évidemment, les ACT pendant les heures de plus grande charge auront lieu à des prix beaucoup plus élevés que ces prix moyens.

En utilisant les données disponibles, l'expert a évalué les coûts évités pour les 100h et 300h de plus grande charge. Les résultats sont présentés au Tableau 2 et au Graphique 5 :

Tableau 4. Prix moyens d'achats de court terme pour les 100h et 300h de plus grande charge, 2020 à 2029

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
prix moyen 100h	$96	$128	$148	$158	$167	$176	$186	$194	$216	$226
prix moyen 300h	$79	$108	$126	$135	$143	$152	$159	$166	$186	$194



Graphique 6. Prix d'ACT pour les heures de plus grande charge, 2020 à 2029

Le RNCREQ conclut que les prévisions publiées dans le Plan sous-estiment, de façon importante et croissante, les coûts unitaires des achats de court terme pendant la période de planification.

[139] B-0083, premier onglet. Les graphiques 8.2 à 8.5 de B-0009 et les graphiques R-61.2-A à –F de B-0079 (pages 16-18) donnent un aperçu visuel de ces mêmes données.

Le RNCREQ reconnaît que l'analyse présentée ici est limitée, d'une part par l'imprécision des prévisions[140] et, d'autre part, par le manque de données complètes. Afin de la rendre plus robuste, il serait important :

- d'augmenter le nombre d'années de base pour lesquelles le prix moyen horaire des achats de court terme est connu, au-delà des deux années 2017-18 et 2018-19. Les informations sur les années antérieures existent, sans doute, dans l'historique comptable d'Hydro-Québec. Quoiqu'il puisse être laborieux de les extraire, il est important de le faire; et

- de rendre publiques les simulations horaires faites par le Distributeur pour les années du Plan, ce qui permettrait une analyse plus complète des années futures.

La méthode présentée ici permet, pour la première fois, d'estimer le coût à la marge (le coût évité) pour le Distributeur sur une base horaire, tant dans un contexte opérationnel que de planification. L'analyse a démontré que, pour les heures où la charge est la plus élevée, ce coût est beaucoup plus élevé que le coût évité hivernal utilisé jusqu'ici.

Ces connaissances permettront de mieux comprendre les implications économiques de divers gestes. D'une part, elles permettent une meilleure estimation des bénéfices engendrés par les mesures qui réduisent la charge pendant la pointe du réseau, dont notamment l'option d'électricité interruptible, la tarification dynamique, et la gestion de la puissance, tant en contexte commercial (GDP Affaires) que résidentiel (Hilo). D'autre part, elles permettent de mieux comprendre l'impact économique de mesures qui augmentent la charge, par exemple la création d'un bloc d'énergie dédié pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

L'expert a formulé des recommandations suivantes, que le RNCREQ fait siennes :

1. **Que la Régie rejette la méthode de profils horaires proposée dans sa preuve en chef, parce que :**

    a. **elle ne répond pas à la demande de la Régie de présenter une proposition de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 heures et les 300 heures de plus grandes charges;**

    b. **elle n'explique les prix réellement payés pour les achats de court terme, dans les deux années historiques pour lesquelles des données existent ;**

2. **Que la Régie adopte comme principe que les coûts évités horaires devraient être fixés en fonction de la charge totale prévue, avec une formule basée sur les meilleures données historiques disponibles;**

3. **Que la Régie prenne l'une ou l'autre des deux orientations décrites ci-dessous :**

[140] Rappelons que les prévisions utilisées dans cette analyse présument 300 MW additionnels en vertu de l'A/P 2019-01, et ne tiennent pas compte des effets de la pandémie.

a. accepte les chiffres présentés au Tableau 4 ci-dessus comme la meilleure estimation disponible des coûts évités pour les 100h et les 300h de plus grande charge, à l'horizon du Plan, OU

b. exige que le Distributeur présente une nouvelle estimation des coûts évités pour les 100h et les 300h de plus grande charge, à l'horizon du Plan qui sera étudié à la phase 2 du présent dossier et qui tienne compte :

i. d'une prévision de la demande mise à jour (tenant compte notamment des effets de la pandémie et des résultats de l'A/P-2019-01),

ii. des données historiques additionnelles, et

iii. **de tout autre facteur qu'il juge important.**

1.5 La tenue d'appels d'offres en puissance et/ou en énergie

Selon le Plan initial, un approvisionnement de long terme additionnel serait requis à compter de l'année 2025-2026.[141]

Toutefois, dans ses réponses aux DDR, le Distributeur clarifie ses intentions par rapport à de nouveaux appels d'offres. Il indique qu'il entend déposer une demande visant l'approbation des caractéristiques de nouveaux approvisionnements au mois de juin 2021[142], soit avant la tenue des audiences au présent dossier.

Par ailleurs, il a reconnu que, lors de l'A/O 2015-01, la demande d'approbation pour les caractéristiques du produit recherché avait été déposée en septembre 2014, soit environ quatre (4) ans avant le début des livraisons[143].

Il indique que maintenant :

> Une période d'au moins cinq ans est nécessaire pour couvrir l'ensemble du processus d'acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme, qui comprend notamment l'obtention des approbations requises par la Régie, la préparation des propositions par les soumissionnaires, l'analyse des soumissions, la conclusion des contrats et la construction, s'il y a lieu, de nouvelles installations de production[144].

Par ailleurs, le Distributeur souligne que les contrats de base (350 MW) et cyclable (250 MW) arrivent à échéance à la fin de l'hiver 2026-2027[145].

[141] R-4110-2019, B-0009, HQD-2, Doc. 3, p. 18, Tableau 3.2.
[142] B-0118, R1.9, page 12.
[143] B-0123, R10.3, p. 22.
[144] B-0123, R10.4, p. 23.
[145] B-0124, p. 12.

À la section 1.3.1.1, Le RNCREQ a conclu que le bilan prévisionnel du Distributeur est imprécis et ne reflète pas suffisamment bien la réalité pour servir de base à une décision qui autoriserait de nouveaux approvisionnements.

Malgré la grande incertitude de ses prévisions de la demande, notamment à l'égard du futur toujours inconnu de la pandémie et ses conséquences sur l'économie, et malgré le fait que son bilan ne démontre pas la nécessité de nouveaux approvisionnements de long terme avant plusieurs années, le Distributeur indique qu'il entend déposer une demande d'approbation des caractéristiques de nouveaux approvisionnements en juin 2021, soit d'ici le début des audiences.

Cela n'est pas sans rappeler les circonstances de sa demande d'autorisation de procéder à un appel d'offres pour la puissance en 2014. Au dossier R-3864-2013, la demande spécifiant la quantité visée, la durée des contrats, les caractéristiques du produit recherché, la grille des critères, et la démarche réglementaire ainsi que son échéancier, a été introduite à la veille des audiences, insérée dans la présentation du Distributeur en prévision de l'audience[146]. Cette introduction plus que tardive a empêché toute étude réfléchie par les participants à l'audience.

Il importe de se rappeler que les conséquences d'un appel d'offres à long terme prématuré peuvent être très importantes. L'A/O 2002-01 a été approuvé par la Régie avant même l'étude complète du premier Plan d'approvisionnement d'HQD (R-3470-2001, D-2002-17). Cet appel d'offres était en fait grandement surestimé, au point où l'un des trois contrats octroyés (celui avec Trans-Canada Énergie) n'a jamais été utilisé. Les contrats avec HQP ont également contribué au surplus qui a marqué les 15 dernières années.

Le Distributeur ne précise pas dans quel cadre sera déposée sa demande d'approbation des caractéristiques de nouveaux approvisionnements en juin 2021. Le forum approprié pour l'étude de cette demande est bien sûr le présent dossier, l'article 72 de la LRÉ précisant que le plan d'approvisionnement doit décrire « les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois ». Le RNCREQ soumet toutefois respectueusement que le délai pour le dépôt de la preuve du Distributeur en vue des audiences du 5 au 16 juillet est échu, et qu'il ne serait pas opportun de débattre en audience d'une question si importante sans qu'elle n'ait pu faire l'objet d'un examen attentif, basé sur des prévisions validées.

Par conséquent, le RNCREQ recommande que la demande d'approbation des caractéristiques de nouveaux approvisionnements, que le Distributeur déposera en juin 2021, soit analysée dans le cadre d'une phase ultérieure du présent dossier. Cette manière de procéder comportera également l'avantage de permettre d'inclure comme intrant toute révision aux bilans prévisionnels qui pourrait résulter de l'étude du Plan par la Régie.

[146] R-3864-2013, B-0094 et B-0095.

2 Réseaux autonomes

2.1 Conversion des réseaux autonomes

Lors du précédent dossier du Plan d'approvisionnement (R-3986-2016), le Distributeur avait annoncé son objectif de convertir, totalement ou partiellement, l'ensemble des réseaux autonomes à d'autres sources d'énergie afin de réduire les coûts d'approvisionnement et son empreinte environnementale. Sa stratégie pour atteindre cet objectif consistait à lancer des appels de propositions pour l'ensemble du réseau à l'horizon 2020.[147] Dans l'État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026 (État d'avancement 2018), le Distributeur annonçait avoir bonifié sa stratégie, l'expérience acquise ayant montré « qu'une approche partenariale ou de gré à gré peut s'avérer mieux adaptée au contexte d'affaires particulier de certaines communautés et à la complexité que pose l'intégration d'énergie renouvelable dans ses installations. »[148] Ce changement d'approche est confirmé dans le présent dossier, et le Distributeur y précise que la « conversion vers des énergies plus propres et moins chères pourra ainsi prendre différentes formes :

- entente de gré à gré avec les communautés ;
- partenariats avec les communautés ;
- raccordement au réseau principal d'Hydro-Québec ;
- production et stockage chez le client. »[149]

Comme il l'avait affirmé dans l'État d'avancement 2018, le Distributeur réitère que dans tous les cas, il s'assurera que les projets de conversion retenus respectent les quatre critères suivants :

- fiabilité d'alimentation ;
- acceptabilité sociale ;
- réduction des coûts pour le Distributeur ;
- réduction de l'empreinte environnementale.[150]

Bien que les informations fournies par le Distributeur au sujet de sa nouvelle stratégie soient sommaires et ne permettent pas d'en identifier l'ensemble des avantages et inconvénients, le RNCREQ accueille à première vue favorablement ce changement d'approche. En effet, il semble dénoter un souci accru de personnaliser les solutions retenues en fonction des communautés desservies. Bien qu'il adhère aux quatre critères reproduits ci-dessus, le RNCREQ tient à insister

[147] R-3986-2016, Phase 1, B-0010, HQD-2, Doc. 1, p. 6 et 10.
[148] État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, 1er novembre 2018, p. 21.
[149] R-4110-2019, B-0010, HQD-3, Doc. 1, p. 39.
[150] Idem.

particulièrement sur l'importance du critère de l'acceptabilité sociale dans le contexte des réseaux autonomes. L'acceptabilité sociale est définie comme l'acceptation anticipée d'un risque à court et à long terme qui accompagne, soit un projet, soit une situation. La notion d'acceptabilité sociale est donc directement liée à la perception d'une menace qu'un projet peut laisser planer sur la qualité de vie d'un milieu, sur l'utilisation des biens et des activités humaines de ce milieu. Dans un contexte de conversion des réseaux autonomes, la menace ou le risque perçu par une partie de la population peut s'avérer bien réel si le projet ne répond pas adéquatement aux besoins de la collectivité, le retour à la solution initiale étant difficilement envisageable. La solution retenue doit être celle qui correspond le mieux à la communauté et ne peut être identifiée qu'après avoir consulté et impliqué la population dans le choix de la solution.

Dans l'État d'avancement 2018, le Distributeur précisait que « Le respect de ces quatre critères pourrait amener le Distributeur à retenir un projet qui réduit ses coûts d'approvisionnement, mais qui ne présente pas le meilleur coût parmi l'ensemble des solutions envisageables sur le plan technique. »[151] Bien que cette affirmation n'ait pas été réitérée dans la preuve au présent dossier, l'intitulé du troisième critère, où la notion de réduction et n'est pas exprimée en termes superlatifs absolus, semble indiquer l'intention du Distributeur de ne pas rechercher le meilleur coût à tout prix. Si c'est effectivement le cas, le RNCREQ soutient cette approche, compatible avec la perspective de développement durable devant guider la satisfaction des besoins énergétiques.

[151] État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026,1er novembre 2018, p. 22.

Annexe 1

U.S. Department of Energy

Weatherization Assistance Program

Fact sheet 2019

Annexe 2

CaSA Apparées Connectés Ltée

Contrôle de chauffe-eau domestique pour la gestion de puissance