Q U É B E C

NO : R-4210-2022 phase 1

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032 DU DISTRIBUTEUR

HYDRO-QUÉBEC
(ci-après le «Distributeur»)

Demanderesse

et

L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ
(ci-après « AQCIE »)

et

LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC
(ci-après « CIFQ »)

Intervenants

MÉMOIRE DE L'AQCIE ET DU CIFQ

Table des matières

1- Préambule ……. 3

2- Hilo ……...…… 3

3- Application des coûts évités de transport et de distribution 7

4- Valeur des coûts évités de transport et de distribution ……... 10

.

1- Préambule

Les sujets traités par l'AQCIE et le CIFQ ont été balisés par la Régie dans sa décision D-2023-011. Ainsi pour la phase 1 du dossier, les sujets traités par le présent mémoire portent sur :

- le suivi des activités de Hilo, notamment le suivi de l'historique et la prévision des effacements de puissance;
- l'application des coûts évités de transport et de distribution dans le contexte de l'étude en cours concernant la réduction réelle des investissements à la suite de la mise en place de mesures de gestion de la demande.

Concernant ce dernier sujet, l'analyse des résultats de l'application de la méthodologie utilisée pour déterminer la valeur des coûts évités a fait ressortir quelques interrogations qu'il apparaît pertinent de clarifier.

2- Hilo

Dans sa décision D-2022-052, la Régie mentionne[1] :

> *[302] Pour ces motifs, la Régie conclut que le Contrat de service du Distributeur avec Hilo n'est pas un contrat d'approvisionnement en électricité et n'est pas assujetti à la procédure d'appels d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi. Elle conclut également que le service fourni par Hilo ne constitue pas une option tarifaire du Distributeur à ses clients.*

Il s'agit plutôt d'un service de gestion de la demande (GDP).

Elle mentionne également [2]:

> *[316] Par ailleurs, la Régie prend acte de la reconnaissance par le Distributeur que, tel que mentionné précédemment, elle procédera à l'examen du coût du service fourni par Hilo dans le cadre de la demande tarifaire du Distributeur pour l'année 2025-2026, que ce dernier déposera en vertu de l'article 48.2 de la Loi.*
>
> (…)
>
> *[346] La Régie prend donc acte des intentions du Distributeur de présenter une preuve justifiant le budget requis pour le service fourni par l'agrégateur Hilo dans sa demande tarifaire 2025-2026 et du fait que les activités de la filiale*

[1] D-2022-062, page 84

[2] D-2022-062, page 86 et 92

pourront faire l'objet d'une analyse approfondie dans le cadre de ce même dossier.

Concernant les prévisions de réduction de puissance, la Régie mentionne[3] :

> *[352] En raison d'un historique trop court et d'information insuffisante sur les activités d'Hilo pour la rassurer sur la robustesse des prévisions de résultats, la Régie accueille donc avec réserve les prévisions d'Hilo au bilan de puissance.*

Le Contrat de service – Gestion de la demande de puissance liant Hilo au Distributeur présente les cibles prévisionnelles de réduction de puissance suivantes et il est indiqué que Hilo doit mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles de réduction de puissances identifiées[4]. Selon la compréhension des intervenants, chaque année indiquée au tableau est l'année à laquelle l'engagement est pris. Ainsi, l'année 2019 correspond à l'engagement pour l'hiver 2019-2020, et ainsi de suite.

7.1 Cibles prévisionnelles de réduction de puissance

Le tableau ci-dessous illustre les cibles de réduction de puissance à atteindre par l'Agrégateur pour les années indiquées ci-dessous :

Année	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
MW	1,8	56,7	124,3	274,7	427,9	485,7	529.1	574.1	595.8	620.7

TABLEAU 1 – CIBLE DE RÉDUCTION DE LA PUISSANCE DE 2019 À 2028

L'Agrégateur doit mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles réductions de puissance identifiées dans le présent tableau.

Cependant, le bilan de puissance présenté dans le cadre du dossier actuel montre des réductions très différentes pour les premières années d'activités, comme indiqué au tableau ci-dessous :

[3] D-2022-062, page 93

[4] R-4110-2019, B-0042, page 62 (PDF)

TABLEAU 3.3 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
BESOINS À LA POINTE	**39 851**	**40 120**	**40 535**	**40 959**	**41 321**	**41 735**	**42 156**	**42 627**	**43 094**	**43 696**
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 831	4 038	3 928	4 061	4 124	4 187	4 251	4 316	4 382	4 373
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	**43 682**	**44 158**	**44 463**	**45 021**	**45 445**	**45 922**	**46 407**	**46 943**	**47 476**	**48 069**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**
Contrats avec HQP	**1 300**	**1 500**	**1 500**	**1 800**	**1 500**	**500**	**500**	**500**	**500**	**500**
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	0	0	0	0	0
• Puissance rappelée	200	400	400	700	400	0	0	0	0	0
• Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	**1 926**	**1 917**	**1 958**	**1 968**	**1 924**	**1 834**	**1 728**	**1 671**	**1 661**	**1 584**
• Éolien (1)	1 486	1 486	1 486	1 486	1 443	1 405	1 361	1 308	1 308	1 244
• Biomasse	336	328	328	337	337	285	222	219	219	219
• Petite hydraulique	103	103	144	144	144	144	144	144	134	121
Gestion de la demande de puissance	**1 603**	**1 943**	**2 152**	**2 424**	**2 580**	**2 744**	**2 927**	**2 990**	**3 044**	**3 055**
• Électricité interruptible	877	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099
• GDP Affaires	*456*	*568*	*611*	*675*	*707*	*750*	*782*	*825*	*879*	*889*
• Tarification dynamique	*223*	*297*	*371*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*
• Hilo	*47*	*95*	*166*	*257*	*370*	*491*	*621*	*621*	*621*	*621*
Autres moyens	***492***	***501***	***516***	***542***	***562***	***627***	***629***	***629***	***629***	***629***
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	**900**	**850**	**900**	**850**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**
Approvisionnements de long terme	**0**	**0**	**0**	**0**	**350**	**1 700**	**2 100**	**2 600**	**3 100**	**3 750**

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

À ce bilan de puissance, la cible de réduction de 621 MW est atteinte à l'hiver 2028-29, tout comme la cible prévisionnelle présentée au Contrat de service, mais les valeurs des années antérieures sont totalement différentes. Par exemple, le tableau 3.3 montre une valeur de 47 MW pour l'hiver 2022-23, alors que la valeur cible au Contrat de service est de 274,7 MW.

Selon le Distributeur, la contribution inférieure à celle anticipée, s'explique notamment par un ralentissement dans la mise en marché de l'offre d'Hilo, occasionné notamment par des contraintes liées à la pandémie de la COVID-19. [5]

Il mentionne que *dans le but d'atteindre ses objectifs de pénétration de marché et de réduction de puissance, Hilo vise à introduire de nouveaux produits dans la période 2022-2024 tels que la solution intelligente pour chauffe-eau, les thermostats pour plancher chauffant et les thermostats pour chauffage central, auxquels s'ajoute la solution de recharge intelligente pour véhicules électriques.*[6]

Par ailleurs, en réponse à une demande du RNCREQ, le Distributeur présente les résultats de la contribution d'Hilo au bilan de puissance [7]:

[5] B-0020, page 12
[6] B-0020, pages 26 et 27
[7] B-0065, page 46

TABLEAU R-19.8 :
RÉSULTATS SUR LA CONTRIBUTION D'HILO AU BILAN DE PUISSANCE

	2021-2022	2022-2023
Réduction de puissance engagée (au 1er octobre) - en MW	28,4	47,4
Nombre de clients résidentiels (au 31 mars)	8 500	20 500
Taux de participation moyen aux défis	98%	98%
Nombre de participants moyens aux défis	5 500	19 000
Réduction de puissance moyenne réalisée par participant - en kW	2,5	3,3
Réduction de puissance moyenne totale réalisée - en MW	13,6	62,6

On peut constater que pour l'hiver 2021-22, la puissance réalisée a été inférieure à la puissance engagée. Cependant aucune pénalité n'a été appliquée. En effet, le Distributeur mentionne que le contrat initial prévoyait que le coût des pénalités devait être défini par les Parties durant la « période de rodage » et que la définition de la période de rodage a été modifiée par un amendement au Contrat de service portant ainsi la date de fin de celle-ci au 30 novembre 2022. Le coût des pénalités n'ayant pas encore été convenu, aucune pénalité n'a été appliquée à l'hiver 2021-2022.[8]

On peut également constater que pour l'Hiver 2022-23, la réduction de puissance réalisée (62,6 MW) a été plus élevée que la réduction de puissance engagée (47,4 MW) et que la puissance moyenne réalisée a augmenté à 3,3 kW par participant.

Le tableau suivant présente le nombre de participants qui est requis pour que Hilo atteigne les cibles annuelles de réduction de puissance prévues au Plan.

Tableau AQCIE-CIFQ - 1 : Nombre de participants requis pour atteindre la cible avec l'hypothèse de 3,3 kW de réduction par participant						
	2023 2024	2024 2025	2025 2026	2026 2027	2027 2028	2028 2029
MW	95	166	257	370	491	621
Participants	28 788	50 303	77 879	112 121	148 788	188 182

En supposant que cette puissance moyenne est conservée, il faudrait environ 188 000 participants pour atteindre la cible de réduction de 621 MW prévue à l'hiver 2028-2029, ce qui représente environ 5% des 3,8 millions d'abonnés au tarif D.[9]

[8] B-0058, page 8
[9] Rapport annuel 2021 de HQD, B-0004, page 7

En ne considérant que les propriétaires de leur logement, la proportion serait de 8,3% puisque, selon statistique Canada, 60% des ménages privés sont propriétaires de leur logement au Québec.[10]

L'historique des activités de Hilo ne couvrant que deux ans, il est difficile de se prononcer sur le réalisme des objectifs de réductions annuelles de Hilo.

Cependant, ce court historique porte à croire que les cibles sont beaucoup trop optimistes et devraient être ajustées pour chaque année du plan, à 23% des cibles prévisionnelles indiquées au Contrat de service.

En effet, le 62,6 MW réalisé comme contribution d'Hilo pour l'hiver 2002-2023, ne représente que 23% de la cible contractuelle attendue de 274,7 MW pour l'hiver 2022-2023.

Ainsi, afin de procéder à un exercice réaliste, la contribution d'Hilo pour chaque année du Plan devrait être réduite à 23% des cibles prévisionnelles indiquées au Contrat de service.

Le bilan de puissance doit donc être revu afin de déterminer les nouveaux approvisionnements requis.

3- Application des coûts évités de transport et de distribution.

La considération d'un coût évité de transport et de distribution repose sur le fait qu'un programme de gestion de la demande permet de réduire la demande sur le réseau de transport et de distribution au moment de la pointe et ainsi, reporter des investissements sur ce réseau. Cependant, certains critères doivent être considérés pour s'assurer d'attribuer le bon signal de coûts évités.[11]

Il est utile de rappeler que dans sa décision D-2019-164 relative au dossier R-4041-2018 (GDP Affaires), la Régie mentionne que *plusieurs intervenants remettent en cause l'utilisation du coût évité de puissance à long terme ainsi que des coûts évités de transport et de distribution*[12].

Puis dans sa conclusion, elle mentionne que le Distributeur n'a pas démontré que le Programme GDP Affaires permettra d'éviter des coûts en infrastructure de transport et de distribution, et elle constate que les coûts évités de transport et de distribution pris en compte par le Distributeur dans son analyse sont d'une ampleur importante.[13]

---

[10] https://www.quebechabitation.ca/actualites/le-taux-de-propriete-est-en-baisse-au-quebec-pour-la-toute-premiere-fois/
[11] R-4110-2019, B-0032, page 9
[12] D-2019-164, page 61
[13] D-2019-164, page 64

Et enfin :

> *[225] Pour les motifs énoncés ci-dessus, la Régie considère que la preuve au dossier est insuffisante pour conclure sur l'inclusion en totalité ou en partie des coûts évités de transport et de distribution dans l'analyse économique du Programme. Dans ces circonstances, elle accorde une valeur de 0 $ à ces coûts évités dans le cadre d'analyse du TNT.*[14]

Au dossier R-4110-2019, le Distributeur a abordé ce sujet de façon plus approfondie.

Il mentionne que certains critères doivent être considérés pour attribuer les coûts évités de transport et de distribution et que ces critères ont été déterminés avec les planificateurs des réseaux de transport et de distribution dans le cadre d'un comité technique.[15]

Pour tenir compte notamment de la probabilité de la disponibilité d'un programme à la pointe globale du réseau, un taux de réserve est attribué à chaque programme, et pour refléter raisonnablement l'absence de coïncidence parfaite entre les pointes des différents postes le Transporteur et le Distributeur suggèrent que l'application d'un facteur de 80 % au coût évité de transport permet de refléter raisonnablement l'absence de coïncidence parfaite entre les pointes des différents postes. Le Distributeur ajoute qu'une analyse est en cours pour valider ce facteur.[16]

Dans le cas des coûts évités de distribution, il mentionne que *les estimations du Distributeur indiquent qu'environ 40 % des investissements historiques en croissance sont dédiés à la gestion de la pointe.*[17]

Dans son argumentation au même dossier R-4110-2019, le Distributeur mentionne que des travaux sont en cours afin d'analyser l'impact de différents moyens de gestion sur les besoins d'investissement des réseaux de transport et de distribution, et que ces travaux demandent un certain temps. Ils ajoutent que certaines étapes ont déjà été franchies et que d'autres sont en cours et que les résultats seront soumis en temps opportun à la Régie. [18]

Dans le dossier actuel, en réponse à une demande de la Régie d'indiquer à quel moment un rapport d'étape et un rapport final du comité technique composé d'experts du réseau de transport, du réseau de distribution et d'analyse économique seront disponibles, le Distributeur mentionne [19] :

> *Le Distributeur et le Transporteur ne sont pas en mesure de donner d'échéancier pour la production d'un rapport d'étape ou final, compte tenu du temps nécessaire pour mener à bien les analyses.*

---

[14] IBID
[15] R-4110-2019, B-0032, page 9
[16] IBID
[17] R-4110-2019, B-0032, page 10
[18] R-4110-2019, B-0178, page 10
[19] B-0043, page 35

> *Le Distributeur mentionne que, dans l'intervalle et par prudence, il n'attribue pas de valeur au report d'investissement aux fins de ses analyses économiques des différents moyens de gestion de la demande.*

Également dans le dossier actuel, en réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ de préciser si l'application des coûts évités de transport et de distribution s'applique uniquement aux analyses économiques des différents moyens de gestion de la demande, le Distributeur mentionne :

> *Le Distributeur le confirme.*
>
> *Des mesures d'efficacité énergétique qui permettent une réduction permanente de la puissance appelée par le client en période de pointe peuvent se voir attribuer une valeur en matière de report d'investissements (coûts évités de transport et de distribution).*
>
> *De même, l'analyse de l'impact d'un ajout de charge doit inclure les coûts marginaux de transport et distribution puisque cette charge amène une pression additionnelle sur le réseau.*

De plus en réponse à une demande de l'AHQ-ARQ, il précise :

> *Le Distributeur a déjà appliqué, aux fins de ses analyses, les coûts évités de transport et de distribution, par exemple, dans le cas de la GDP Affaires. Il a également attribué une fraction des coûts évités de transport et de distribution pour l'analyse de Hilo.*
>
> *Comme indiqué à la référence (iii), jusqu'à une démonstration en sens contraire, il n'attribue plus de valeur en matière de report d'investissements pour les mesures de GDP. Le cas échéant, les analyses futures des différents moyens refléteront cette approche.*

L'AQCIE et le CIFQ comprennent que l'application des coûts évités de transport et de distribution fait toujours l'objet d'études internes chez le Transporteur et le Distributeur et que dans l'intervalle *il n'attribue pas de valeur au report d'investissement aux fins de ses analyses économiques des différents moyens de gestion de la demande.*

Comme cela a été mentionné plus haut, il est dans *les intentions du Distributeur de* présenter *une preuve justifiant le budget requis pour le service fourni par l'agrégateur Hilo dans sa demande tarifaire 2025-2026.*[20]

La position du Distributeur de ne pas accorder de valeur au report d'investissements devra donc se refléter dans la justification du budget requis pour le service fourni par Hilo lors de la demande tarifaire 2025-2026.

[20] D-2022-062, page 92

4- Valeur des coûts évités de transport et de distribution

La méthodologie du calcul des coûts évités de transport et de distribution ainsi qu'un exemple de calcul ont été présentés au dossier R-4110-2019.[21]

Au même dossier, une mise à jour du calcul a été déposée.[22]

Au dossier actuel, le calcul du coût évité de transport a été réactualisé.[23]

Le tableau suivant présente la VAN des investissements selon les valeurs fournies par HQD et les valeurs calculées par les intervenants.

Le nombre d'années pour la colonne Période correspond à la durée de vie des équipements considérée dans chaque cas.

On peut constater que les valeurs sont les mêmes.

Tableau AQCIE-CIFQ – 2 : Coûts évités de transport – VAN des investissements

		VAN des investissements		
	Période	HQD	AQCIE-CIFQ	
	ans	M$	M$	Écart
R-4057-2018, B-51, page 18	40	1 512	1 512	0
R-4057-2018, B-67, page 25	40	2 151	2 151	0
R-4210-2022, B-57, page 46	57	3 661	3 661	0

Le tableau suivant présente la VAN des capacités selon les valeurs fournies par HQD et les valeurs calculées par les intervenants.

Les intervenants ont utilisé la même formule que dans le cas précédent, mais les valeurs obtenues sont très différentes des valeurs fournies par HQD. De plus, dans les cas du dossier R-4057-2018, les valeurs fournies par le Distributeur sont plus élevées que celles calculées par les intervenants alors que c'est l'inverse dans le cas du dossier R-4210-2022.

[21] R-4110-2019, B-0051.
[22] R-4110-2019, B-0067, page 25
[23] B-0057, page 46.

Tableau AQCIE-CIFQ – 3 : Coûts évités de transport – VAN des capacités

		VAN des capacités		
	Période	HQD	AQCIE-CIFQ	
	ans	MW	MW	Écart
R-4057-2018, B-51, page 18	40	2 216	2 052	164
R-4057-2018, B-67, page 25	40	2 204	2 019	185
R-4210-2022, B-57, page 46	57	3 017	3 265	-248

Le tableau suivant présente le coût unitaire calculé à partir de la VAN des investissements et de la VAN des capacités fournies par le Distributeur, la valeur de la taxe sur les services publics (TSP) fournie par le Distributeur, et la proportion de la TSP par rapport au coût unitaire.

Tableau AQCIE-CIFQ – 4 : Coûts évités de transport – TSP

	Période	Coût unitaire	TSP	
	ans	$/kW	M$	%
R-4057-2018, B-51, page 18	40	682	43	6,3%
R-4057-2018, B-67, page 25	40	976	61	6,3%
R-4210-2022, B-57, page 46	57	1 213	95	7,8%

On peut constater que la proportion est la même pour les cas du dossier R-4057-2018. On constate une augmentation de la proportion pour le cas du dossier R-4210-2022. Selon les intervenants, cela pourrait s’expliquer par la période plus longue considérée.

Le tableau suivant présente le coût unitaire calculé à partir de la VAN des investissements et de la VAN des capacités fournies par le Distributeur, la valeur des frais d’entretien et d’exploitation, et la proportion de ces frais par rapport au coût unitaire.

Tableau AQCIE-CIFQ – 5 : Coûts évités de transport – Frais d’entretien et d’exploitation

	Période	Coût unitaire	Frais	
	ans	$/kW	M$	%
R-4057-2018, B-51, page 18	40	682	102	15,0%
R-4057-2018, B-67, page 25	40	976	205	21,0%
R-4210-2022, B-57, page 46	57	1 213	375	30,9%

L’AQCIE et le CIFQ constatent une variation très importante de la proportion des frais d’entretien et d’exploitation par rapport au coût unitaire.

Les écarts constatés plus haut concernant notamment le calcul de la VAN et la proportion des frais d'entretien et d'exploitation ont un impact sur la valeur des coûts évités de transport, et il est donc nécessaire que des explications soient fournies pour les justifier afin de s'assurer que les bonnes valeurs sont utilisées dans l'évaluation économique des mesures de GDP.