



HELIOS

*Une expertise en énergie
au service de l'avenir*

Les implications de l'Entente HQ-Énergir

**Rapport d'analyse externe
de Philip Raphals
pour le RNCREQ**

R-4169-2021

Régie de l'énergie

le 17 janvier 2022



326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900
Télécopieur : (514) 849 6357
sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

TABLE DES MATIÈRES

1	Introduction	1
2	Impacts tarifaires pour les clients d'HQD	1
2.1	Calculs annuels	3
2.2	Les coûts des subventions requises	5
2.3	Chaque conversion crée une obligation qui dure 15 ans	10
2.4	L'impact tarifaire	13
2.5	Constats et conclusions	18
3	Coûts évités	19
3.1	L'impact des coûts évités en énergie d'HQD sur l'analyse des impacts tarifaires	20
3.2	Les estimations des coûts évités en énergie d'HQD	23

Table des Figures

Figure 1. Impact tarifaire du scénario biénergie pour les Distributeurs	2
---	---

Table des Tableaux

Tableau 1. Projection du nombre de clients et des volumes convertis sur la période 2022-2030.....	3
Tableau 2. Volumes convertis, Contributions GES totale et unitaire et Réductions GES, 2022-30.....	4
Tableau 3. Clients et Volumes convertis, Contributions GES totale et unitaire et Réductions GES, 2022-30 (résidentiel seulement)	4
Tableau 4. Coût de remplacement pour la biénergie (secteur résidentiel).....	5
Tableau 5. Périodes de retour d'investissement selon le niveau de subvention.....	5
Tableau 6. Coût moyen de remplacement et subvention à 80 % (secteur résidentiel).....	7
Tableau 7. Valeur pondérée de l'appui financier requis (secteur résidentiel).....	8
Tableau 8. Appui financier net par année (secteur résidentiel), 2022-30 (subventions à 50 %)	8
Tableau 9. Appui financier net par année (secteur résidentiel), 2022-30 (subventions à 80 %)	8
Tableau 10. Évolution du Compte réglementaire et de l'amortissement, 2022-30 (subvention de 50 %)	9
Tableau 11. Évolution du Compte réglementaire et de l'amortissement, 2022-30 (subvention de 80 %)	10
Tableau 12. Les contributions et réductions GES selon l'Entente, pour le cohorte résidentiel converti en 2022 ...	12
Tableau 13. Les contributions et réductions GES selon l'Entente, pour l'ensemble des cohortes de la première période d'adhésion.....	12
Tableau 14. Contribution GES récupérée en tarifs, 2022-30 (secteur résidentiel seulement) (subvention à 50 %)	15
Tableau 15. Contribution GES récupérée en tarifs, 2022-30 (secteur résidentiel seulement) (subvention à 80 %)	15
Tableau 16. Contribution GES récupérée en tarifs, 2022-41 (secteur résidentiel seulement, appuis financiers à 50 %)	17
Tableau 17. Contribution GES récupérée en tarifs, 2022-41 (secteur résidentiel seulement, appuis financiers à 80 %)	17
Tableau 18. Écarts.....	18
Tableau 19. Coûts marginaux en énergie.....	20
Tableau 20. Volumes convertis, scénarios TAE et biénergie	21
Tableau 21. Coûts marginaux en énergie, scénarios TAE et biénergie	21
Tableau 22. Impacts sur les revenus requis, scénario biénergie.....	22
Tableau 23. Impact tarifaire estimé selon la preuve en chef.....	22
Tableau 24. Calculs de l'impact tarifaire de la biénergie.....	23
Tableau 25. Coûts évités détaillés (R-4057-2018)	24
Tableau 26. Comparaison entre les coûts marginaux (2030) de ce dossier et de R-4057-2018	25

1 Introduction

Les Distributeurs demandent à la Régie d'adopter un principe général selon lequel « la contribution pour la réduction des GES, ainsi que sa méthode d'établissement, tels que détaillés à l'Entente et dans la preuve, doivent être considérés aux fins de l'établissement du revenu requis d'Hydro-Québec pour la fixation de ses tarifs¹ ». Toutefois, l'ampleur des coûts concernés n'est pas précisée dans la preuve des Distributeurs.

Il est vrai que les Distributeurs ont estimé l'impact tarifaire pour deux années précises (2025 et 2030) pendant la durée de l'Entente de Collaboration (L'« Entente »). Or, cette Entente s'étale sur 20 ans, soit du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2041, et ces estimations pour deux seules années ne sont pas suffisantes pour dresser un portrait adéquat des impacts tarifaires éventuels. Qui plus est, ils ne font aucune estimation des appuis financiers qui seraient requis, ni de leur impact sur les revenus requis.

Afin de pallier à ce manquement, le RNCREQ m'a demandé de préparer un portrait des impacts de l'Offre biénergie² pour Hydro-Québec et sa clientèle.

La section suivante explore les coûts de l'Entente qui seront supportés par les clients d'HQD.

Ensuite, la section 3 examinera d'autres questions touchant le calcul d'impact tarifaire, dont notamment les coûts évités.

2 Impacts tarifaires pour les clients d'HQD

Selon la preuve des Distributeurs, l'impact tarifaire de la biénergie pour les clients d'HQD serait de 0,9% sans la Contribution GES et de 1,4% avec elle, tel que l'illustre la Figure 1 reproduite ci-dessous.

¹ B-0034, p. 56.

² Utilisons cette expression pour inclure l'ensemble des coûts associés à la participation d'HQD dans l'Entente, y compris notamment les appuis financiers nécessaires pour convaincre sa clientèle d'y s'inscrire.

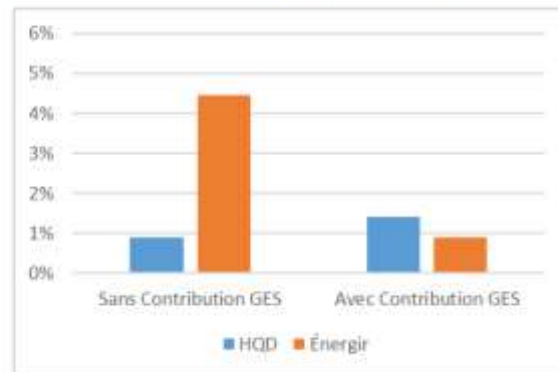


Figure 1. Impact tarifaire du scénario biénergie pour les Distributeurs³

Selon ma compréhension, cette figure présente les impacts tarifaires à l'an 2030⁴. Toutefois, étant donné que l'Entente sera en vigueur jusqu'en 2041 et qu'elle oblige HQ à faire des paiements minimalement jusqu'en 2036 (même en l'absence d'une deuxième période d'adhésion), ce *snapshot* n'est pas représentatif des conséquences économiques de l'Entente. Les prochaines sections tâcheront de fournir un portrait plus complet.

Il importe de souligner que ces estimations n'incluent pas le coût des subventions qui seront offertes aux clients d'Énergir pour les encourager à adopter la biénergie — coûts qui, selon toute vraisemblance, seront importants. Or, une prévision des conséquences de la mise en place de l'Entente, tant sur les émissions de GES que sur les impacts tarifaires pour les Distributeurs, doit nécessairement tenir compte des coûts réels totaux à être assumés par HQD en lien avec la biénergie.

L'absence d'estimation des coûts des appuis financiers qui seront offerts aux participants rend impossible toute estimation de la rentabilité de la biénergie pour les différentes catégories de clientèle visées. Il rend aussi impossible toute estimation de la pénétration qui pourrait être atteinte, de même que les coûts qui seront absorbés par l'ensemble de la clientèle d'HQD. Bref, l'absence d'estimation des coûts des appuis financier rend impossible une analyse rigoureuse de l'impact tarifaire.

Cela dit, sur la base des informations présentées concernant les coûts des équipements requis pour la biénergie, ainsi que les commentaires dans la preuve sur le pourcentage des surcoûts qui devront être couverts par des subventions, il est possible de faire une première estimation des impacts de l'Offre biénergie sur les revenus requis d'HQD. Cet exercice sera présenté dans les prochaines sections.

³ B-0034, Figure 1, page 41.

⁴ La valeur de 0,9 % pour l'impact tarifaire sans Contribution GES, correspond à l'impact en 2030 identifié au Tableau 39 de B-0034.

2.1 Calculs annuels

La plupart des chiffres produits par les Distributeurs dans leur preuve en chef présentent des résultats pour les années 2025 et 2030 spécifiquement. Toutefois, afin de bien comprendre les implications de l'Entente, il est nécessaire de suivre son évolution année après année.

En réponse à une DDR de la Régie⁵, les Distributeurs ont fourni l'Annexe Q-13.5⁶ qui inclut un tableau que nous avons reproduit ci-dessous comme Tableau 1. Ce Tableau détaille les conversions prévues sur une base annuelle.

Tableau 1. Projection du nombre de clients et des volumes convertis sur la période 2022-2030

Projection du nombre de clients et des volumes convertis sur la période 2022 -2030													
Mode de consommation	Usage	Clients (milliers) / Volumes (Mm3)	Années débutant le 1er octobre de l'année précédente										
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
Biénergie	Résidentiel	Nombre de clients	139	140	141	142	143	143	144	145	146		
		Volumes convertis	12	24	37	49	61	73	85	97	110		
		Vol. non convertis	243	230	217	203	190	177	163	150	137		
	Commercial	Nombre de clients	38	38	39	40	41	41	42	43	43		
		Volumes convertis	9	18	26	35	44	53	61	70	79		
		Vol. non convertis	173	168	163	159	154	150	145	141	136		
	Institutionnel	Nombre de clients	6	6	6	6	6	6	6	6	6		
		Volumes convertis	11	22	33	44	55	65	76	87	98		
		Vol. non convertis	286	273	260	248	235	222	209	197	184		
	Industriel	Nombre de clients	Prévision non réalisée pour la clientèle non visée										
		Volumes convertis	Prévision non réalisée pour la clientèle non visée										
		Vol. non convertis	Prévision non réalisée pour la clientèle non visée										
Total	Nombre de clients	183	185	186	188	189	191	192	194	195			
	Volumes convertis	32	64	96	127	159	191	223	255	287			
	Vol. non convertis	702	671	640	610	579	549	518	487	457			

Ces chiffres en combinaison avec les estimations annuelles de la Contribution GES présentées à B-0027⁷, ont servi à élaborer le Tableau 2 qui suit. Ce Tableau présente les volumes convertis, la Contribution GES et les réductions d'émissions, toujours sur une base annuelle :

⁵ B-0016, R.13.5, p. 51.

⁶ B-0017.

⁷ B-0027, R-2.31-A, p. 5.

17 janvier 2022

page 4

Tableau 2. Volumes convertis, Contributions GES totales et unitaires et Réductions GES, 2022-30

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2022-30
Volumes totaux convertis (Mm3)	(1) : B-0017, rangée 5	32	64	96	127	159	191	223	255	287	1434
Contribution GES annuelle (M \$)	(2) : B-0027, R-2.3-A	8	16	25	34	44	53	64	74	85	403
Contribution GES unitaire (\$ par Mm3)	(3) = (2)/(1)	0.25	0.25	0.26	0.27	0.28	0.28	0.29	0.29	0.30	
Réductions de GES (kt)	(4) = (1) * 1.887 kt/Mm3	60	120	180	240	301	361	421	481	541	2706
Contribution GES par tonne CO ₂ évité (\$/t)	(5) = (2) / (4) * 1000	133	133	139	141	146	147	152	154	157	

La Contribution GES par Mm3 (la contribution unitaire à la ligne 3) est obtenue en divisant les volumes totaux convertis par la Contribution totale annuelle⁸. Ainsi, la conversion de 1 434 Mm3 (cumul de la ligne 1) impliquerait une Contribution GES totale de 403 M\$ (ligne 2) et la réduction cumulative de 2 706 kilotonnes d'émissions de GES (ligne 4), sur neuf ans. La Contribution GES par kilotonne de CO₂ évitée varie entre 133 \$ et 157 \$ la tonne (ligne 5).

Si on se limite à la clientèle résidentielle, on obtient les valeurs indiquées au Tableau 3, soit la réduction de 1 034 kt de GES et une Contribution totale de 154 M\$ (toujours sur les neuf années comprises entre 2022 et 2030, inclusivement).

Tableau 3. Clients et Volumes convertis, Contributions GES totales et unitaires et Réductions GES, 2022-30 (résidentiel seulement)

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2022-2030
Nombre de clients convertis (000) (cum)	(6) : B-0017, rangée 4 * rangée 7	7	13	20	27	35	42	49	57	65	65
Nombre de clients convertis (000) (annuel)	(7) = (6) _n - (6) _{n-1}	6.6	6.8	6.9	7.1	7.2	7.3	7.5	7.6	7.8	65
Volumes totaux convertis (Mm3)	(8) : B-0017, rangée 5	12	24	37	49	61	73	85	97	110	548
Contribution GES unitaire (\$ par Mm3)	(3)	0.251	0.251	0.262	0.267	0.276	0.277	0.287	0.290	0.296	
Contribution GES annuelle (M \$)	(9) : (8) * (3)	3	6	10	13	17	20	24	28	32	154
Contribution GES annuelle par Client converti (\$)	(10): (9) / (6) * 1000	461	456	470	475	486	483	495	496	501	4323
GES (kt)	(11) = (8) * 1.887 kt/Mm3	23	46	69	92	115	138	161	184	207	1034

Soulignons que la Contribution GES annuelle par client résidentiel converti (ligne 10) varie entre 460 \$ et 500 \$ par an, soit 4 323 \$ par client sur les neuf ans.

⁸ Pour des raisons inconnues, la croissance de cette Contribution unitaire est irrégulière et dépasse, pour certaines années, l'indexation de 2% par an prévue à l'art. 7.13 de l'Entente.

17 janvier 2022

page 5

2.2 Les coûts des subventions requises

HQD a confirmé que les coûts de ses programmes commerciaux pour favoriser l'adoption de la biénergie auprès de la clientèle cible n'avaient pas été pris en considération dans le calcul de l'impact tarifaire pour HQD⁹.

Les investissements requis du scénario biénergie pour les différentes catégories du secteur résidentiel sont indiqués au Tableau 4¹⁰.

Tableau 4. Coût de remplacement pour la biénergie (secteur résidentiel)

		Chaudière	Générateur d'air chaud
	UDT petite taille	8,600	9,100
	UDT moyenne taille	9,400	10,150
	UDT grande taille	10,550	12,300
	Multihabitations 6 unités	25,900	
	Multihabitations 13 unités	35,100	

Le Tableau 5 indique les périodes de retour d'investissement (PRI) en fonction du niveau de la subvention et des différentes catégories de bâtiments¹¹.

Tableau 5. Périodes de retour d'investissement selon le niveau de subvention

	Sans subvention	Subvention 50%	Subvention 80%
UDT petite taille	24-26	12-13	5
UDT moyenne taille	14-16	7-8	3
UDT grande taille	12	6	2
Multihabitations 6 unités	16	8	3
Multihabitations 13 unités	24	12	5

Le Tableau 5 démontre que, même avec des subventions égales à 50 % du surcoût (colonne 2), le PRI dépasse 10 ans dans deux catégories et 7 ans dans toutes les autres, sauf les UDT de grande taille où il se situe à 6 ans. Afin d'atteindre des PRI de 5 ans ou moins, il semble que des subventions à 80 % des surcoûts seraient requises.

⁹ B-0027, R3.5, p. 12.

¹⁰ B-0034, Tableau 47.

¹¹ Tiré de B-0034, Tableaux 48 à 52, p. 52 et suivantes.

17 janvier 2022

page 6

Par ailleurs, les Distributeurs ont indiqué qu'ils entendaient mettre en place des appuis financiers suffisants pour atteindre les objectifs du Programme¹². Ils ont aussi indiqué que les coûts de ces appuis financiers, outre la partie couverte par le gouvernement, seraient traités dans le cadre des programmes d'efficacité énergétique.

À la lumière du Tableau 5 ci-dessus, plusieurs passages de la preuve des Distributeurs laissent comprendre que ceux-ci viseront des appuis financiers approchant 80 % du surcoût. Par exemple :

Dans le cadre du PEV 2030, le Gouvernement a alloué une enveloppe de 125 M\$ pour financer des actions permettant la mise en place de la biénergie pour les clients résidentiels et commerciaux. Les Distributeurs élaborent également des programmes afin de financer des actions permettant la mise en place de la biénergie. La facture annuelle énergétique et le coût des équipements présentés ci-dessous ne prennent pas en compte ces subventions puisque la forme et les montants sont toujours en cours d'analyse. Par conséquent, le coût réel payé par le client sera moindre.

À titre indicatif, des PRI ont été calculées selon deux cas de figure, soit des subventions permettant de couvrir 50 % ou 80 % du surcoût. Il est alors possible de constater que des subventions de l'ordre de 80 % des surcoûts permettent de réduire les PRI en dessous de 5 années pour l'ensemble des cas types¹³.

Ainsi, les Distributeurs suggèrent que, afin de réduire la période de retour d'investissement (PRI) à un niveau qui favoriserait la réussite du Projet, une subvention représentant 80 % des surcoûts devrait être envisagée. Ils précisent :

L'ensemble de ces mesures de soutien vise à couvrir une part maximale du surcoût pour favoriser des PRI les plus basses possibles pour les clients. À titre illustratif, une couverture d'environ 80 % des surcoûts des équipements et de l'installation est requise pour obtenir des PRI sous les 5 ans pour les clients¹⁴.

Étant donné l'incertitude à cet égard, ce rapport présentera des analyses basées sur des appuis financiers à 50 % et à 80 % des surcoûts.

Les Distributeurs précisent l'application de la notion du surcoût dans ce contexte comme suit :

¹² Séance de travail du 10 novembre 2021. Voir B-0038, p. 39 et B-0042, R36.2, page 63.

¹³ B-0034, p. 51.

¹⁴ B-0034, p. 55.

En d'autres termes, dans le cas d'un équipement ayant atteint la fin de sa vie utile, le client doit choisir entre, d'une part, se convertir à la biénergie et, d'autre part, investir dans un nouvel équipement au gaz naturel. Le surcoût de la conversion est donc la différence entre ces deux solutions. Au contraire, si l'équipement n'a pas atteint la fin de sa vie utile, l'alternative à la biénergie est de simplement conserver l'équipement actuel. Dans ce cas, le surcoût d'une conversion à la biénergie est beaucoup plus important¹⁵. (nos soulignés)

Comprenons que, pour un client d'Énergir qui souhaite passer à la biénergie, l'ensemble des coûts requis pour les équipements électriques constituent des surcoûts. Du côté gaz, par contre, il semble que ses besoins en termes d'équipements seraient sensiblement les mêmes, étant donné qu'il aura toujours besoin de se chauffer au gaz pendant les périodes de grands froids.

Or, selon les passages cités, les Distributeurs suggèrent que des subventions de l'ordre de 80 % de ces surcoûts seraient requises afin d'intéresser suffisamment les consommateurs de gaz. Cette hypothèse impliquerait des subventions de l'ordre de celles indiquées au Tableau 6, où nous ajoutons également les valeurs des subventions à un niveau de 50 % des surcoûts.

Tableau 6. Coût moyen de remplacement et subvention à 80 % (secteur résidentiel)

		Générateur			appui financier	
		Chaudière	d'air chaud	moyen	50%	80%
UDT	petite taille	8,600	9,100	8,850	4,425	7,080
UDT	moyenne taille	9,400	10,150	9,775	4,888	7,820
UDT	grande taille	10,550	12,300	11,425	5,713	9,140
Multihabitations	6 unités	25,900		25,900	12,950	20,720
Multihabitations	13 unités	35,100		35,100	17,550	28,080

Par ailleurs, les Distributeurs ont indiqué que les UDT constituent 79 % de la clientèle cible, avec une ventilation entre les catégories d'UDT, sans toutefois préciser la ventilation des 21 % qui reste entre les deux catégories de multihabitations¹⁶.

En appliquant ces pourcentages (et en présumant des parts égales entre les deux catégories de multihabitations), on obtient la pondération suivante, avec une subvention moyenne pondérée de 11 200 \$ par client :

¹⁵ B-0044, R2.1, p. 11.

¹⁶ B-0038, Tableau R-20.1-A

Tableau 7. Valeur pondérée de l'appui financier requis (secteur résidentiel)

		% de la clientèle visée	appui financier	
			50%	80%
UDT	petite taille	37%	1,637	2,620
UDT	moyenne taille	29%	1,417	2,268
UDT	grande taille	13%	743	1,188
Multihabitations	6 unités	10.5%	1,360	2,176
Multihabitations	13 unités	10.5%	1,843	2,948
TOTAL/MOYEN		100%	7,000	11,200

Les Distributeurs suggèrent que l'enveloppe de 125 M\$ prévue au PEV 2030 serait disponible pour contribuer à ces coûts, à un rythme de 25 M\$/an sur cinq ans¹⁷. Cela sera-t-il suffisant pour couvrir l'ensemble des coûts de ces subventions ? Voyons ce qu'il en est.

Le Tableau 8 précise les coûts additionnels avec des subventions à 50 % des surcoûts, qui s'ajoute à l'analyse déjà présentée pour la clientèle résidentielle (Tableau 3). On constate que les coûts reliés aux appuis financiers dépassent de loin les coûts de la Contribution GES. La contribution de 25 M\$ du PEV pour les premiers cinq ans vient aider à diminuer ces impacts, mais ceux-ci restent toutefois très importants. Après avoir pris en compte la contribution du PEV, les coûts nets des appuis financiers pour la période 2022 à 2030 pour le secteur résidentiel dépassent les 325 M\$.

Tableau 8. Appui financier net par année (secteur résidentiel), 2022-30 (subventions à 50 %)

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2022-2030
Nombre de clients convertis (000)	(7)	6.6	6.8	6.9	7.1	7.2	7.3	7.5	7.6	7.8	65
Appui financier (M \$)	(12) = (7) * \$11,200 par client	46	47	48	49	50	51	52	54	55	454
moins apport PEV (M\$)	(13)	-25	-25	-25	-25	-25					-125
Appui financier net (M \$)	(14) = (12) + (13)	21	22	23	24	25	51	52	54	55	329

Le Tableau 9 présente les mêmes analyses avec des appuis financiers à 80 %. Les coûts des appuis financiers dépassent alors les 600 M\$, après la contribution du PEV.

Tableau 9. Appui financier net par année (secteur résidentiel), 2022-30 (subventions à 80 %)

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2022-2030
Nombre de clients convertis (000)	(7)	6.6	6.8	6.9	7.1	7.2	7.3	7.5	7.6	7.8	65
Appui financier (M \$)	(12) = (7) * \$11,200 par client	74	76	77	79	81	82	84	86	87	727
moins apport PEV (M\$)	(13)	-25	-25	-25	-25	-25					-125
Appui financier net (M \$)	(14) = (12) + (13)	49	51	52	54	56	82	84	86	87	602

¹⁷ B-0039, R3.1, page 5.

17 janvier 2022

page 9

Il s'agit de montants importants, mais ils ne seront pas récupérés directement dans les tarifs. Historiquement, les coûts des programmes d'efficacité énergétique sont amortis sur 10 ans :

[458] Par ses décisions D-2015-189 et D-2017-094, la Régie reconnaît, respectivement, que les aides financières liées aux PGEÉ d'Énergir et d'HQD constituent des actifs réglementaires, et retenait une période d'amortissement de 10 ans. Ces actifs ont été inclus à la base de tarification et rémunérés au taux du coût moyen pondéré du capital. La Régie précisait alors que la période d'amortissement des aides financières d'Énergir débuterait le 1^{er} octobre de l'année financière suivante celle où les coûts seraient encourus.

[459] Dans ces décisions, la Régie maintenait la comptabilisation des coûts non capitalisables du PGEÉ d'Énergir et d'HQD aux charges d'exploitation. Dans le cas d'HQD, ces coûts non capitalisables incluent les coûts des programmes et activités de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion, les coûts d'administration générale, ainsi que ceux des programmes et activités du Bureau d'efficacité et d'innovation énergétique (BEIÉ) et du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles³¹⁵. Les coûts capitalisables liés au PGEÉ d'HQD incluent les aides financières, les coûts relatifs à la conception, au développement, à la mise en marché et à l'exploitation des différents programmes¹⁸. (nos soulignés)

Ainsi, afin de connaître les coûts annuels qui découleront de ces subventions, on doit verser les appuis financiers dans un compte réglementaire, avec intérêts, qui sera amorti à 10 % par année. En présumant un rendement de 5 %/an sur ce compte, on obtient les résultats aux Tableau 10 et 11, selon le niveau de subvention.

Tableau 10. Évolution du Compte réglementaire et de l'amortissement, 2022-30 (subvention de 50 %)

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2022-2030
Appui financier (M \$)	(12)	46	47	48	49	50	51	52	54	55	454
moins apport PEV (M \$)	(13)	-25	-25	-25	-25	-25					-125
Appui financier net (M \$)	(14) = (12) + (13)	21	22	23	24	25	51	52	54	55	329
Solde du compte réglementaire (M \$)	(15) = ((15 _{n-1}) - (16 _{n-1})) * 1.05 + (21	45	69	92	115	163	213	261	307	307
Amortissement (M \$)	(16) = (15 _{n-1}) * 10 %	0	2	5	7	9	12	16	21	26	98

Ainsi, avec des appuis financiers à 50% des surcoûts, les appuis financiers nets pour la période 2022-2030 monteraient à 329 M\$ (ligne 14), dont 98 M\$ en coûts d'amortissement annuels, laissant un passif réglementaire de 307 M\$ (ligne 15) à récupérer dans les années subséquentes.

¹⁸ D-2019-088.

17 janvier 2022

page 10

Tableau 11. Évolution du Compte réglementaire et de l'amortissement, 2022-30 (subvention de 80 %)

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2022-30
Appui financier (M \$)	(12)	74	76	77	79	81	82	84	86	87	727
moins apport PEV	(13)	-25	-25	-25	-25	-25					-125
Appui financier net (M \$)	(14) = (12) + (13)	49	51	52	54	56	82	84	86	87	602
solde du compte réglementaire	(15) = ((15 _{n-1}) - (16 _{n-1})) * 1.05 + (14)	49	103	156	208	258	333	408	481	552	552
amortissement	(16) = (15 _{n-1}) * 10 %	0	5	10	16	21	26	33	41	48	200

En ce qui a trait aux appuis financiers à 80% des surcoûts, les appuis financiers nets monteraient plutôt à 602 M\$ (ligne 14), dont 200 M\$ en coûts d'amortissement annuels, laissant un passif réglementaire de 552 M\$ (ligne 15) à récupérer dans les années subséquentes.

Ce sont évidemment des coûts très importants, qui auront inévitablement d'importants impacts sur les tarifs. Ce sont, rappelons-le, les coûts qui découlent uniquement des conversions du secteur résidentiel pour la première période d'adhésion. À ces coûts déjà importants, il faudra ajouter les coûts des conversions pour les clientèles commerciales et institutionnelles, de même que les coûts liés à la deuxième période d'adhésion. Toute estimation des impacts tarifaires de l'Offre biénergie doit nécessairement tenir compte de l'ensemble de ces coûts.

2.3 Les Contributions GES sur une base annuelle

Les analyses présentées dans la preuve des Distributeurs traitent des années 2022 à 2030, inclusivement. Toutefois, cette période ne tient pas compte de trois faits :

- L'Entente dure jusqu'à la fin de l'année 2041 (art. 4.2);
- La Contribution GES est versée, pour chacun des clients converti, pendant 15 ans à compter du moment de sa conversion (art. 7.4) ; et
- L'Entente couvre, dans un premier temps, seulement les cinq premières années de conversion, soit 2022 à 2026 (arts. 3.2, 7.7 et 12).

Dans ce contexte, pour connaître les conséquences de l'Offre biénergie, il faut tenir compte de l'ensemble des coûts additionnels qui découleront des conversions qui auront lieu d'ici 2026, y compris le versement de la Contributions GES qui durera jusqu'en 2041.

Pour ce faire, il faut traiter chaque « cohorte » annuelle de conversions de façon distincte. En suivant la même méthodologie décrite dans la section antérieure, les résultats pour la cohorte de 2022 se trouvent au Tableau 12, à prochaine page.

17 janvier 2022

page 11

Ce tableau montre que le total des Contributions annuelles GES pendant les années 2022 à 2036 découlant des conversions résidentielles de la seule année 2022 (ligne 17) sont de 53 M\$, ou 36 M\$ actualisés. Les réductions totales de GES sont de 345 kt, ou de 295 kt si l'on l'actualise à un « taux d'escompte social » de 2 % par an (ligne 19). La Contribution annuelle par client augmente graduellement de 461 \$ en 2022 à 608 \$ en 2036, pour un total de presque 8 000 \$ (5 416 \$ actualisé) après neuf ans (ligne 18).

Répéter cette procédure pour chaque cohorte annuelle de l'Entente produit les résultats présentés au Tableau 13. Rappelons qu'il n'est toujours question que du secteur résidentiel.

Ainsi, l'Entente couvrant la clientèle résidentielle pour les années 2022 à 2026 inclusivement représente un transfert de **275 M\$** (170 M\$ actualisé) d'HQD vers Énergir, si les prévisions des Distributeurs se réalisent.

Les réductions de GES associées à ces conversions sont de 345 kt par cohorte, ou 1 725 kt au total. Si l'on utilise un taux d'actualisation social de 2 % pour ces valeurs, les réductions actualisées sont de 1100 kt, pour un coût de réduction de 144 \$₂₀₂₂/t.

Il importe de souligner que, quoique ces résultats ne couvrent que les conversions du secteur résidentiel faite pendant la première période d'adhésion, l'Entente telle que convenue couvre les secteurs Commercial et Institutionnel en plus. Toutefois, rien au dossier ne nous permet d'estimer les appuis financiers qui seraient nécessaires dans ces autres secteurs afin d'atteindre les objectifs du Projet. Soulignons par ailleurs que, dans notre analyse, nous avons affecté la totalité des 125 M\$ offerts par le gouvernement au secteur résidentiel.

Selon le Tableau 1 (à la page 3), les conversions résidentielles comptent pour 38,2% des conversions chaque année, y compris l'année 2022. Selon une règle de trois, et tenant compte du fait que la subvention gouvernementale est déjà allouée, on pourrait faire une première estimation à l'effet que les Contributions GES totales de la première période d'adhésion seraient environ trois fois plus grands que les coûts identifiés pour le secteur résidentiel, soit de l'ordre de 825 M\$ (3 x 275 M\$).

Tableau 12. Les contributions et réductions GES selon l'Entente, pour la cohorte résidentielle convertie en 2022

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	Total	Act.
Clients convertis (000)	(15) = (9)	7																
Volumes convertis (Mm3)	(16) : (6)	12																
Contribution GES annuelle (M \$)	(17) : (16) * (3)	3.1	3.1	3.2	3.2	3.3	3.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.7	3.8	3.9	4.0	4.0	\$53	\$36
Contribution GES annuelle par client (\$)	(18) = (17) / (15)	461	470	479	489	499	509	519	529	540	551	562	573	584	596	608	\$7,968	\$5,416
Réduction GES (kt)	(19) = (8)	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	345	295

Tableau 13. Les contributions GES selon l'Entente, pour l'ensemble des cohortes résidentiels de la première période d'adhésion (\$ M)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total	Act.
Conversions de 2022	3.1	3.1	3.2	3.2	3.3	3.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.7	3.8	3.9	4.0	4.0						
Conversions de 2023		3.1	3.2	3.2	3.3	3.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.7	3.8	3.9	4.0	4.0	4.1					
Conversions de 2024			3.2	3.2	3.3	3.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.7	3.8	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2				
Conversions de 2025				3.2	3.3	3.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.7	3.8	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2	4.3			
Conversions de 2026					3.3	3.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.7	3.8	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4		
TOTAL	3.1	6.2	9.5	13.0	16.6	16.9	17.2	17.6	17.9	18.3	18.6	19.0	19.4	19.8	20.2	16.5	12.6	8.6	4.4	\$275	\$170

Mentionnons également que, toujours selon le Tableau 1, les conversions de la première période d'adhésion (2022-2026) comptent pour environ 56 % des conversions totales prévues selon l'Entente. Toujours selon une règle de trois, cela impliquerait que, si la deuxième période d'adhésion se réalise, l'ensemble des coûts augmenterait par environ 80 %.

Ainsi, les Contributions GES qui découlent de l'Entente (y compris la deuxième période d'adhésion, si les conditions sont les mêmes) seraient d'environ 180 % de ces 825 M \$, ou presque 1,5 milliard \$.

2.4 L'impact tarifaire

Dans le document B-0027, HQD a expliqué l'interaction entre les coûts en lien avec la biénergie et le régime tarifaire créé par la nouvelle *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité* (LQ 2019, c. 27).

Le traitement comptable réglementaire qui sera appliqué par HQD ne diffère pas du traitement comptable aux fins des états financiers à vocation générale.

Il est à noter que les tarifs de distribution d'électricité sont présentement indexés chaque année en fonction de la variation annuelle de l'indice moyen des prix à la consommation pour le Québec. Au 1^{er} avril 2025, ils seront fixés ou modifiés par la Régie, selon la méthode du coût de service et par la suite tous les 5 ans. Ainsi, en vertu du cadre réglementaire actuel, HQD ne comptabilise plus de comptes d'écarts et de reports (CER) pour les écarts entre le montant réel de certains éléments spécifiques et le montant prévu dans les dossiers tarifaires.

Considérant ces faits, le traitement réglementaire de la Contribution GES sera le suivant :

- Dans l'intervalle avant la demande tarifaire 2025-2026, la Contribution GES versée ne sera pas intégrée dans les tarifs de distribution d'électricité ;
- Lors de la demande tarifaire 2025-2026, la Contribution GES projetée sera intégrée dans les revenus requis de l'année témoin établis selon la méthode du coût de service ;
- Dans l'intervalle entre la demande tarifaire 2025-2026 et la demande tarifaire 2030-2031, les écarts entre les montants réels de la Contribution GES et celui prévu dans la demande tarifaire 2025-2026 ne seront pas intégrés dans les tarifs¹⁹.

¹⁹ B-0027, R7.2, p. 25-26.

17 janvier 2022

page 14

Toutefois, étant donné l'indexation prévue à l'art. 22.0.1.1 de la Loi sur Hydro-Québec, les montants intégrés aux revenus requis pour l'année 2025-2026 seront indexés pour chaque année de l'intervalle entre 2026-2027 et 2029-2030, inclusivement.

Les questions méthodologiques relatives au traitement réglementaire de la demande tarifaire 2025-2026 n'ont pas encore été clarifiées. Toutefois, vu le principe général de la fixation des tarifs sur la base d'une année témoin projetée²⁰, et sur l'explication citée ci-dessus, nous comprenons qu'en ce qui concerne la biénergie les tarifs 2025-2026 ne tiendront compte que des coûts prévus pour cette même année et non tous les versements passés de la Contribution GES.

Entre 2026 et 2029, inclusivement (et pendant les périodes subséquentes entre les dossiers tarifaires), les tarifs seront indexés selon le taux d'inflation (art. 22.0.1.1 de la *Loi sur Hydro-Québec*).

Comme nous le verrons ci-après dans le Tableau 14, à la prochaine page, une partie des coûts de l'Offre biénergie ne pourra jamais être récupérée dans les tarifs. En effet, le Tableau 14 illustre la partie des coûts totaux de l'Offre biénergie, pour le secteur résidentiel, qui sera récupérée chaque année dans les tarifs (Contribution GES plus amortissement des appuis financiers, ligne 20), avec des subventions à 50 %. Il s'agit de 148 M\$ pour la période 2022-2030, soit 68 % des coûts totaux de 217 M\$. Les 32 % restantes (ligne 21) viendront apparemment de l'actionnaire d'HQD.

Le Tableau 15 présente les mêmes informations, mais avec des appuis financiers à 80 %. Les montants récupérés dans les tarifs augmentent alors à 215 M\$ et les coûts totaux à 318 M\$.

²⁰ tel qu'établi lors du dossier R-3405-1998.

Tableau 14. Contribution GES récupérée en tarifs, 2022-30 (secteur résidentiel seulement) (subvention à 50 %)

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2022-2030
Nombre de clients convertis (000) (cum)	(6)	7	13	20	27	35	35	35	35	35	35
Nombre de clients convertis (000) (annuel)	(7)	7	7	7	7	7					35
Volumes totaux convertis (Mm3)	(8)	12	24	37	49	61	61	61	61	61	426
Contribution GES unitaire (\$ par Mm3)	(3)	0.251	0.251	0.262	0.267	0.276	0.277	0.287	0.290	0.296	
Contribution GES annuelle (M \$)	(17) = (3) * (8)	3	6	10	13	17	17	17	18	18	119
Amortissement (M \$)	(18)	0	5	10	16	21	26	33	41	48	200
Coûts totaux selon l'Entente (M \$)	(19) = (17) + (18)	3	11	20	29	38	43	51	58	66	318
Contribution GES récupérée en tarifs (M \$)	(20) : selon LRÉ 48.2 et LHQ art. 22.0.1.1	0	0	0	29	29	30	30	31	66	215
Contribution GES non récupérée en tarifs (M \$)	(21) = (20) - (19)	3	11	20	0	8	13	20	28	0	103

Tableau 15. Contribution GES récupérée en tarifs, 2022-30 (secteur résidentiel seulement) (subvention à 80 %)

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2022-2030
Nombre de clients convertis (000) (cum)	(6)	7	13	20	27	35	35	35	35	35	35
Nombre de clients convertis (000) (annuel)	(7)	7	7	7	7	7					35
Volumes totaux convertis (Mm3)	(8)	12	24	37	49	61	61	61	61	61	426
Contribution GES par Mm3	(3)	0.251	0.251	0.262	0.267	0.276	0.277	0.287	0.290	0.296	
Contribution GES annuelle (M \$)	(17) = (3) * (8)	3	6	10	13	17	17	17	18	18	119
Amortissement	(18)	0	5	10	16	21	26	33	41	48	200
Coûts totaux selon l'Entente	(19) = (17) + (18)	3	11	20	29	38	43	51	58	66	318
Contribution GES récupérée en tarifs	(20) : selon LRÉ 48.2 et LHQ art. 22.0.1.1	0	0	0	29	29	30	30	31	66	215
Contribution GES non récupérée en tarifs	(21) = (20) - (19)	3	11	20	0	8	13	20	28	0	103

Si l'on retient des appuis financiers à 50 % pour les programmes de subventions et que l'on prolonge ce même exercice jusqu'en 2041, les résultats sont ceux indiqués au Tableau 16. Notons toutefois que ces résultats se limitent aux coûts reliés au secteur résidentiel pour la première période d'adhésion, tout en tenant compte des Contributions GES et de l'amortissement jusqu'en 2041.

Ainsi, on constate que les coûts totaux (Contribution GES et amortissement du secteur résidentiel seulement) pour les années 2022 à 2041 sont de 658 M\$, dont la totalité ou presque (632 M\$) sera récupérée dans les tarifs d'ici 2041. Toutefois, même en 2041, il restera un actif réglementaire important (173 M\$) à récupérer dans les années subséquentes.

Finalement, le Tableau 17 présente la même analyse, mais avec des appuis financiers à 80% des surcoûts. Ici, les coûts totaux augmentent à 952 M\$, dont 925 M\$ seront récupérés dans les tarifs d'ici 2041. Le solde du compte réglementaire à récupérer dans les années subséquentes après 2041 augmente quant à lui à 309 M\$.

Tableau 16. Contribution GES récupérée en tarifs, 2022-41 (secteur résidentiel seulement, appuis financiers à 50 %)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2039	2040	2041	Total		
Nombre de clients convertis (000) (cum)	7	13	20	27	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	0		
Nombre de clients convertis (000) (annuel)	7	7	7	7	7																35	
Volumes totaux convertis (Mm3)	12	24	37	49	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	426	
Contribution GES par Mm3	0.251	0.251	0.262	0.267	0.276	0.277	0.287	0.290	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296		
Contribution totale (M \$)	3	6	10	13	17	17	17	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	317	
Appui financier net (M \$)	21	22	23	24	25	51	52	54	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	658
Solde du compte réglemantaire (M \$)	21	45	69	92	115	163	213	261	307	297	280	265	250	235	223	212	191	182	173	173		
Amortissement (M \$)	0	2	5	7	9	12	16	21	26	31	30	28	26	25	24	22	20	19	18	18	362	
Coûts totaux de l'Entente (M \$)	3	8	14	20	26	28	34	39	44	49	48	46	45	43	42	40	38	37	36	36	658	
Contribution GES récupérée en tarifs (M \$)	0	0	0	20	20	21	21	22	44	45	46	47	48	43	44	45	47	37	38	38	632	
Contribution GES non récupérée en tarifs (M \$)	3	8	14	0	6	8	13	17	0	4	2	-1	-3	0	-2	-4	-8	0	-2	26		

Tableau 17. Contribution GES récupérée en tarifs, 2022-41 (secteur résidentiel seulement, appuis financiers à 80 %)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2039	2040	2041	Total	
Nombre de clients convertis (000) (cum)	7	13	20	27	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	0	
Nombre de clients convertis (000) (annuel)	7	7	7	7	7																35
Volumes totaux convertis (Mm3)	12	24	37	49	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	426
Contribution GES par Mm3	0.251	0.251	0.262	0.267	0.276	0.277	0.287	0.290	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	
Contribution totale (M \$)	3	6	10	13	17	17	17	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	317
Appui financier net (M \$)	49	51	52	54	56	82	84	86	87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1203
Solde du compte réglemantaire (M \$)	49	103	156	208	258	333	408	481	552	531	502	474	447	421	400	380	343	325	309	309	309
Amortissement (M \$)	0	5	10	16	21	26	33	41	48	55	53	50	47	45	42	40	36	34	33	33	673
Coûts totaux de l'Entente (M \$)	3	11	20	29	38	43	51	58	66	73	71	68	65	63	60	58	54	52	51	51	952
Contribution GES récupérée en tarifs (M \$)	0	0	0	29	29	30	30	31	66	67	69	70	72	63	64	65	68	52	53	53	925
Contribution GES non récupérée en tarifs (M \$)	3	11	20	0	8	13	20	28	0	6	2	-2	-6	0	-4	-7	-14	0	-3	27	

Le Tableau 18 résume les différences entre les tableaux 16 et 17. Avec des appuis financiers de 50 %, le solde du compte réglementaire à la fin de l'Entente serait de 173 M \$, mais augmenterait à 309 M\$ (79 % plus élevé) avec des subventions à 80 %. L'amortissement total, quant à lui, serait de 362 M\$ avec des subventions à 50%, mais avec des appuis financiers de 80 %, il augmenterait à 673 M\$ (86 % plus élevé). Les coûts totaux seraient de 658 M\$ pour les subventions à 50 %, ou de 952 M\$ (45 % plus élevé) si les subventions sont à 80 %.

Tableau 18. Écarts

	appuis financiers		écart
	50%	80%	
Appui financier net (M \$)	329	602	83%
Solde du compte réglementaire (M \$)	173	309	79%
Amortissement (M \$)	362	673	86%
Coûts totaux de l'Entente (M \$)	658	952	45%

Il est important de se rappeler, encore une fois, que ces résultats ne couvrent que la conversion du secteur résidentiel — et pour la première période d'adhésion seulement. L'inclusion des autres secteurs (commercial et institutionnel) et de la deuxième période d'adhésion — en présumant que les conditions seront similaires — risque de faire augmenter ces valeurs par un facteur de 5 ou plus.

2.5 Constats et conclusions

Les analyses présentées jusqu'ici démontrent que les coûts associés à l'Offre biénergie qui devraient éventuellement être intégrés aux tarifs d'HQD sont d'une ampleur beaucoup plus importante que ne le suggère la preuve en chef des Distributeurs.

Or, ces coûts ne sont que des intrants au calcul des impacts tarifaires. Les coûts répertoriés ici sont d'une part la Contributions GES et d'autre part, les appuis financiers offerts aux consommateurs d'Énergir afin de les encourager à se convertir à la biénergie. À cela, il faut rajouter les coûts marginaux pour l'énergie additionnelle qu'HQD devra fournir, et enlever les revenus additionnels qu'il obtiendra grâce aux ventes additionnelles. Notons que ce sont ces deux derniers éléments, et uniquement ces deux éléments, qui ont été considérés dans les estimations d'impact tarifaire présentées dans la preuve en chef. Ces calculs seront détaillés dans la prochaine section²¹.

²¹ *Infra*, Section 3.

17 janvier 2022

page 19

Or, les informations disponibles actuellement ne sont pas adéquates pour inclure les coûts et revenus à la marge dans cette analyse annuelle. Il n'est donc pas possible, en ce moment, de préciser l'impact tarifaire réel pour HQD de l'Offre biénergie, incluant tant les Contributions GES que les subventions nécessaires pour inciter la participation de ses clients.

Il est également important de connaître l'évolution des tarifs d'Énergir. Rappelons que le Décret 874-2021 parle « d'équilibrer l'impact tarifaire entre les clients des deux distributeurs ». À ce sujet, les Distributeurs présentent la Figure 1²², qui, selon eux, compare leurs impacts tarifaires respectifs. Toutefois, cette image n'est pas suffisante pour pleinement illustrer ces impacts, et ce, pour les raisons identifiées dans cette section, soit :

- L'impact tarifaire d'HQD omet les coûts importants associés aux subventions et appuis financiers nécessaires à l'Offre biénergie, et
- Il s'agit d'un *snapshot* de l'année 2030, plutôt qu'un portrait global de la période de l'Entente, laquelle s'étale jusqu'en 2041.

Nous avons déjà établi que les impacts tarifaires réels d'HQD seront beaucoup plus élevés que ne le suggère cette Figure 1. Qu'en est-il pour les impacts tarifaires réels d'Énergir? Est-ce que la Figure 1 constitue une représentation valable de ces impacts? Prend-elle en considération toute la durée de l'Entente? Notre mandat était limité à dresser un portrait des impacts pour HQD et la présente analyse n'adresse donc pas les impacts tarifaires pour Énergir. Cela dit, sans une analyse similaire pour Énergir, nous estimons que la Régie ne sera pas en mesure d'apprécier si l'Entente mène ou non à des tarifs justes et raisonnables pour les consommateurs des deux Distributeurs.

3 Coûts marginaux

Les coûts évités d'HQD jouent un rôle important dans les calculs servant à justifier l'Offre biénergie. Toutefois, cette relation n'apparaît pas clairement de la preuve en chef.

Les coûts évités sont en fait aussi les coûts marginaux — le coût à la marge devant être engagé par HQD pour desservir une nouvelle charge. Plus ces coûts sont élevés, plus les impacts tarifaires d'une nouvelle charge (comme les clients convertis à la biénergie) seront importants.

La preuve en chef n'inclut aucune présentation détaillée des coûts marginaux, outre le *Tableau 24*²³, pour lequel aucune source n'est précisée.

²² B-0034, Figure 1, page 41, de même que *supra*, Section 2, à la page 2.

²³ B-0034, Tableau 24, à la page 29. Pour éviter toute confusion, les italiques seront utilisées dans le texte lorsqu'il est fait référence aux tableaux apparaissant dans la preuve (B-0034), alors que la référence à un « Tableau » sans italique renverra à un tableau tel qu'apparaissant dans le présent rapport d'analyse externe.

Tableau 19. Coûts marginaux en énergie

TABLEAU 24 :
COÛTS MARGINAUX EN ÉNERGIE
(¢/KWH)

	Espace		Eau	
	2022	2030	2022	2030
Tarif D	4,39	10,55	4,03	10,73
Tarif G	4,31	10,47	3,98	10,73
Tarif M	4,32	10,51	4,04	10,80

En réponse à une DDR du RNCREQ, HQD semble indiquer qu'aucune étude détaillée des coûts évités n'a été préparée depuis le dossier R-4057-2018²⁴. Est-ce que cela implique qu'il utilise les coûts évités de 2018? Ce sera à confirmer aux audiences.

HQD écrit aussi :

Les coûts marginaux par usage dépendent de deux facteurs, soit d'une part, la présence en pointe (jour/nuit) de cet usage, la pointe étant de 6h à 22h du lundi au vendredi, et d'autre part, la répartition de la consommation entre la période d'hiver (décembre à mars) et celle d'été.²⁵

Cette notion des heures de pointe faisait effectivement partie des analyses des coûts évités faites par HQD jusqu'au dossier tarifaire R-4057-2018, mais elle ne tient pas compte de l'évolution de la question depuis. La référence aux « heures de pointe », tel que semble le définir les Distributeurs dans la citation ci-dessus, est plutôt un concept utilisé dans les marchés étatsuniens.

Il a été démontré maintes fois devant la Régie dans les dernières années que les coûts évités varient surtout en relation avec la pointe québécoise (les périodes de grands froids), et non pas en relation avec ces « heures de pointe » selon les marchés américains.

Comme nous le verrons dans la prochaine section, les coûts marginaux en énergie jouent un rôle très important dans l'impact de l'Offre biénergie.

3.1 L'impact des coûts évités en énergie d'HQD sur l'analyse des impacts tarifaires

Pour une meilleure compréhension de l'impact des coûts marginaux en énergie, nous nous permettons un retour sur la façon dont HQD détermine l'impact tarifaire de l'Offre biénergie.

Le *Tableau 13* de la preuve²⁶ présente l'impact de l'Offre biénergie sur les besoins en énergie d'HQD. Il est reproduit ici :

²⁴ B-0043, R19.2, p. 34.

²⁵ B-0043, R19.1, p. 34.

²⁶ B-0034, p. 20.

Tableau 20. Volumes convertis²⁷TABLEAU 13 :
VOLUMES CONVERTIS À L'ÉLECTRICITÉ – SCÉNARIO BIÉNERGIE
(GWh)

	Biénergie		
	2025	2030	Potentiel
Résidentielle	391	881	1 468
Espace	294	661	1 101
Eau	98	220	366
Commerciale	186	419	698
Espace	149	336	560
Eau	37	82	137
Institutionnelle	239	538	896
Espace	220	495	825
Eau	19	43	71
Total	817	1 837	3 062
Espace	663	1 492	2 487
Eau	153	345	575

Les coûts marginaux en énergie d'HQD sont présentés au Tableau 19 ci-dessus. Aucune référence précise n'est donnée pour ces valeurs, sauf l'indication qu'elles « sont ceux associés à la fourniture-transport en énergie selon la méthodologie de calcul des coûts évités par usages »²⁸, que l'on peut retrouver précisée à la pièce B-0051 du dossier R-4057-2018.

Ensuite, les coûts marginaux totaux du scénario biénergie sont présentés (*Tableau 33*²⁹).

Tableau 21. Coûts marginaux en énergie

TABLEAU 33 :
COÛTS MARGINAUX EN ÉNERGIE – SCÉNARIO BIÉNERGIE
(M\$)

	Biénergie	
	2025	2030
Résidentielle	18	93
Espace	14	70
Eau	4	24
Commerciale	8	44
Espace	7	35
Eau	2	9
Institutionnelle	11	57
Espace	10	52
Eau	1	5
Total	37	194
Espace	31	157
Eau	7	37

En théorie, ces montants devraient être le produit des volumes multipliés par les coûts marginaux unitaires. Toutefois, il y a des écarts importants entre le Tableau 19 et les coûts marginaux implicites au Tableau 21 qui restent à être expliqués.

Ensuite, ces coûts marginaux contribuent aux calculs de l'impact sur les revenus requis d'HQD (voir le *Tableau 37*³⁰). Plus précisément, les coûts marginaux en relation avec le service

²⁷ Tableau 13 de B-0034.

²⁸ B-0034, p. 29.

²⁹ B-0034, p. 35.

³⁰ B-0034, p. 38.

additionnel fourni aux clients convertis sont *déduits* des revenus additionnels qui en découlent. Étant donné que les coûts marginaux sont plus grands que les revenus additionnels, l'impact tarifaire est à la hausse (des valeurs négatives). Ainsi, toute augmentation des coûts marginaux contribuerait à augmenter l'ampleur de cet impact tarifaire à la hausse.

Tableau 22. Impacts sur les revenus requis

TABLEAU 37 :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS – SCÉNARIO BIÉNERGIE
(M\$)

	Biénergie	
	2025	2030
Revenus	47	116
Coûts	56	249
énergie	37	194
puissance	1	9
T&D	19	46
Total	(10)	(134)

Ce total représente les « manques à gagner » (impact sur les revenus requis) qui, divisé par les revenus requis, reflète l'impact tarifaire. C'est ce qu'illustre le *Tableau 39*³¹ :

Tableau 23. Impact tarifaire estimé selon la preuve en chef

TABLEAU 39 :
IMPACT TARIFAIRE ESTIMÉ DES SCÉNARIOS TAE ET BIÉNERGIE
(M\$)

	2025		2030	
	TAE	Biénergie	TAE	Biénergie
Manque à gagner	121	10	463	134
Manque à gagner (\$ ₂₀₁₉)	107	9	372	107
Revenus requis 2019	12 284			
Impact tarifaire cumulé	0,9 %	0,1 %	3,0 %	0,9 %

Ces calculs se résument au tableau suivant :

³¹ B-0034, p. 39

Tableau 24. Calculs de l'impact tarifaire de la biénergie

Impact sur les Revenu requis		2025	2030
Revenus additionnels	(1) Tabl. 37	47	116
Coûts marginaux			
énergie	(2) Tabl. 33	-37	-194
puissance	(3) Tabl. 37	-1	-9
T&D	(4) Tabl. 37	-19	-46
Coûts marginaux totaux	(5) = (2) + (3) + (4)	-57	-249
Manque à gagner (\$ courants)	(6) = (1) - (5)	-10	-133
Manque à gagner (\$2019)	(7) = (6) en \$2019	-9	-107
Revenus requis 2019	(8) Tableau 39	12,284	12,284
Impact tarifaire	(9) = (7) / (8)	-0.1%	-0.9%

On constate que les coûts marginaux en énergie (ligne 2) représentent une part importante des coûts totaux (ligne 5), soit 65% (37/57) en 2025 et 78% (194/249) en 2030. Il en découle que l'impact tarifaire est très sensible aux coûts marginaux en énergie. Une sous-estimation de ces coûts évités mènerait inévitablement à une sous-estimation de l'impact tarifaire de l'Offre biénergie.

La prochaine section traitera des estimations des coûts marginaux en énergie d'HQD et de leur bien-fondé.

3.2 Les estimations des coûts évités en énergie d'HQD

Tel que mentionné, les valeurs utilisées par HQD pour ses coûts évités en énergie sont celles du *Tableau 24* à la page 20, ci-dessus.

HQD n'a donc pas cru bon asseoir ses estimations sur des coûts évités mis à jour, se limitant ainsi aux chiffres présentés dans ce *Tableau 19*. Pourtant, dans le dossier R-4057-2018 (et ses autres dossiers tarifaires), il a présenté ses coûts évités de façon plus complète. Les voici :

Tableau 25. Coûts évités détaillés (R-4057-2018)

TABLEAU A-1 :
COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF D
EN ¢/KWH DE 2019

Coûts évités Clients au tarif D											
(En ¢ / kWh)											
	Annuité constante¹ (10 ans)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Chauffage de l'eau	6,72	5,22	5,32	5,42	5,53	5,63	7,15	7,29	7,43	7,57	13,37
<i>Fourniture - Transport</i>	5,44	4,04	4,11	4,19	4,27	4,35	5,84	5,95	6,07	6,18	11,95
<i>Transport - Charge locale</i>	0,94	0,67	0,69	0,91	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00	1,02	1,04
<i>Distribution</i>	0,34	0,31	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38
Chauffage des locaux	9,10	6,92	7,06	7,20	7,34	7,49	10,26	10,47	10,68	10,89	16,33
<i>Fourniture - Transport</i>	6,43	4,47	4,55	4,64	4,74	4,83	7,55	7,70	7,85	8,01	13,39
<i>Transport - Charge locale</i>	1,96	1,81	1,84	1,88	1,92	1,95	1,99	2,03	2,07	2,12	2,16
<i>Distribution</i>	0,71	0,65	0,67	0,68	0,69	0,71	0,72	0,74	0,75	0,77	0,78
Tous les usages	7,66	5,90	6,02	6,13	6,25	6,37	8,37	8,53	8,70	8,87	14,52
<i>Fourniture - Transport</i>	5,79	4,18	4,26	4,34	4,42	4,51	6,47	6,69	6,72	6,85	12,46
<i>Transport - Charge locale</i>	1,37	1,26	1,29	1,32	1,34	1,37	1,40	1,42	1,45	1,48	1,51
<i>Distribution</i>	0,50	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55

¹ Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,445%.

TABLEAU A-2 :
COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF G
EN ¢/KWH DE 2019

(En ¢ / kWh)											
	Annuité constante¹ (10 ans)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Chauffage des locaux	8,91	6,70	6,84	6,97	7,11	7,25	10,13	10,34	10,54	10,75	16,15
<i>Fourniture - Transport</i>	6,53	4,51	4,60	4,69	4,76	4,88	7,71	7,86	8,02	8,18	13,53
<i>Transport - Charge locale</i>	1,75	1,61	1,64	1,68	1,71	1,74	1,78	1,81	1,85	1,89	1,93
<i>Distribution</i>	0,63	0,58	0,59	0,61	0,62	0,63	0,64	0,66	0,67	0,68	0,70
Tous les usages (sans chauffe)	7,07	5,47	5,58	5,69	5,79	5,91	7,60	7,75	7,90	8,05	13,79
<i>Fourniture - Transport</i>	5,58	4,10	4,18	4,25	4,33	4,42	6,08	6,20	6,32	6,44	12,15
<i>Transport - Charge locale</i>	1,10	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,12	1,14	1,16	1,18	1,21
<i>Distribution</i>	0,40	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40	0,40	0,41	0,42	0,43	0,44
Tous les usages	7,07	5,48	5,58	5,69	5,80	5,91	7,60	7,75	7,90	8,05	13,80
<i>Fourniture - Transport</i>	5,58	4,10	4,18	4,26	4,34	4,42	6,09	6,20	6,32	6,44	12,15
<i>Transport - Charge locale</i>	1,10	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,12	1,14	1,16	1,18	1,21
<i>Distribution</i>	0,40	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40	0,40	0,41	0,42	0,43	0,44

¹ Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,445%.

TABLEAU A-3 :
COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF M
EN ¢/KWH DE 2019

(En ¢ / kWh)												
	Annuité constante ¹ (10 ans)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Chauffage des locaux	8,94	6,74	6,87	7,01	7,15	7,29	10,16	10,37	10,57	10,78	16,17	
Fourniture - Transport	5,51	4,50	4,59	4,68	4,77	4,87	7,69	7,84	8,00	8,16	13,49	
Transport - Charge locale	1,79	1,65	1,68	1,71	1,75	1,78	1,82	1,85	1,89	1,93	1,97	
Distribution	0,65	0,60	0,61	0,62	0,63	0,64	0,66	0,67	0,68	0,70	0,71	
Tous les usages (sans chauffe)	6,51	5,04	5,14	5,24	5,34	5,44	6,91	7,05	7,18	7,32	13,09	
Fourniture - Transport	5,34	3,97	4,04	4,12	4,19	4,27	5,72	5,83	5,95	6,06	11,80	
Transport - Charge locale	0,86	0,79	0,81	0,82	0,84	0,86	0,87	0,89	0,91	0,93	0,95	
Distribution	0,31	0,29	0,29	0,30	0,30	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,34	
Tous les usages	6,54	5,07	5,16	5,26	5,36	5,46	6,94	7,07	7,21	7,35	13,13	
Fourniture - Transport	5,37	3,99	4,07	4,14	4,22	4,30	5,75	5,86	5,97	6,08	11,84	
Transport - Charge locale	0,86	0,79	0,81	0,82	0,84	0,86	0,87	0,89	0,91	0,93	0,95	
Distribution	0,31	0,29	0,29	0,30	0,30	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,34	
Hors pointe	4,12	3,37	3,43	3,49	3,55	3,61	3,73	3,80	3,87	3,94	10,06	
Fourniture - Transport	4,12	3,37	3,43	3,49	3,55	3,61	3,73	3,80	3,87	3,94	10,06	
Transport - Charge locale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Distribution	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

¹ Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,445%.

Tel que mentionné, HQD précise que ce document n'a pas été mis à jour depuis R-4057-2018³².

En se référant au *Tableau 24* ci-dessus, on constate néanmoins que ses coûts évités pour 2030 sont sensiblement moins élevés que ceux de 2028 (la dernière année présentée au *Tableau 25*), comme l'indique le tableau qui suit :

Tableau 26.
Comparaison entre les coûts marginaux (2030) du présent dossier (4169-2021)
et les coûts évités (2028) de R-4057-2018

	D	G	M
Coûts marginaux en énergie (chauffage d'espace) 2030 (<i>Tableau 19</i>)	10.55	10.47	10.51
Coût évité 2028 (\$2019) selon R-4057 (fourniture-transport seulement)	13.39	13.53	13.49

La comparaison ci-avant nous mène au constat que l'utilisation des coûts évités basés sur le *Tableau 25* plutôt que ceux du *Tableau 24* mènerait à une estimation sensiblement plus élevée de l'impact tarifaire pour les clients d'HQD.

À la lumière de ce qui précède, force est de conclure que les informations présentées sur les coûts marginaux d'HQD ne sont pas suffisamment claires ni suffisamment complètes pour permettre une analyse définitive des impacts tarifaires liés à l'Offre biénergie.

³² B-0043, R19.2, p. 34.

17 janvier 2022

page 26

Je recommande donc que, lors de la phase 2 du présent dossier, la Régie exige un traitement beaucoup plus rigoureux et transparent des coûts marginaux applicables.