

**CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC**

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

No. : R-4169-2021 ph.1

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Demandeur

et

**REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS
RÉGIONAUX DE L'ENVIRONNEMENT DU
QUÉBEC -et- Als.**

Intervenants

**HQD-ÉNERGIR - DEMANDE RELATIVE AUX MESURES DE SOUTIEN À LA
DÉCARBONATION DU CHAUFFAGE DES BÂTIMENTS**
Phase 1

COMPILATION D'EXTRAITS
EN VUE DU CONTRE-INTERROGATOIRE DU PANEL DES DISTRIBUTEURS
PAR LE RNCREQ

1. OBJECTIFS DU PEV

Pedroli F, Mousseau N. (2022). [Enjeux leviers et freins de la décarbonation des bâtiments commerciaux et institutionnels au Québec](#), Transition Accelerator Reports Vol. 4, Numéro 1, P. 1-31. ISSN 2562-6272 :

Pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050, le secteur des bâtiments, qui représente 10% des émissions de gaz à effet de serre (GES) au Québec, doit délaisser les combustibles fossiles sur un très court horizon. [...] L'objectif de ce document est d'identifier les enjeux, leviers et freins à la décarbonation des bâtiments au Québec, et plus spécifiquement les bâtiments commerciaux et institutionnels, encore largement consommateurs de gaz naturel et autres combustibles fossiles.

L'objectif de carboneutralité modifie fortement l'approche à la décarbonation des bâtiments. En effet, éliminer complètement les émissions implique que l'alimentation énergétique des bâtiments soit entièrement décarbonée. Si l'efficacité énergétique, qui consiste à réduire la quantité d'énergie nécessaire à un bâtiment, peut faciliter économiquement la transition énergétique, celle-ci n'assure pas, intrinsèquement, une transformation vers le zéro émissions.

[...]

Aujourd'hui, aucun [des] groupes d'acteurs [suivants] ne démontre une réelle volonté ou un plan d'action pour atteindre la carboneutralité rapidement dans le respect des objectifs de 2030.

- Les gouvernements n'imposent pas de réglementation suffisante et ne financent pas suffisamment les solutions permettant l'atteinte de la carboneutralité.
- Les propriétaires et gestionnaires de bâtiments souffrent d'un manque de connaissance et de compréhension des enjeux énergétiques ou d'une vision à court terme qui les empêche d'agir correctement sur ces enjeux.
- Les professionnels du secteur ne croient pas en la fin du gaz naturel comme source d'énergie pour les bâtiments, même à long terme et préfèrent maintenir le statu quo.
- **Hydro-Québec préfère une coopération entre l'électricité et le gaz naturel qu'une électrification complète, ce qui ne permet pas d'atteindre la carboneutralité. Cette solution ne représente que 20% des réductions d'émissions de GES prévues dans le Plan pour une économie verte 2030 (PEV2030) [4], plan qui ne permet d'atteindre que la moitié des réductions d'émission nécessaires pour atteindre l'objectif de réduction de 37.5% en 2030 par rapport à 1990.**

Pour engager une réelle transformation du secteur et atteindre les objectifs climatiques, deux actions sont identifiées :

1. **Identifier un acteur capable de jouer le rôle de locomotive**, qui s'engage et agisse avec force pour assurer le respect des objectifs climatiques et briser le statu quo, ce qui permettrait de tirer avec elle le reste du secteur.

2. Regrouper les professionnels qui ont intérêt à développer technologies nécessaires à l'atteinte de la carboneutralité et principalement les thermopompes et les solutions de gestion de la pointe.

En regard à la première action, au Québec, l'organisme le mieux placé pour jouer le rôle de locomotive est Hydro-Québec, comme elle l'a montré à plusieurs reprises dans le passé. Pour amorcer les transformations du secteur au rythme nécessaire, l'entreprise doit s'engager, en collaboration avec le gouvernement québécois, dans l'atteinte rapide de la carboneutralité et agir en ce sens à tous les niveaux. Une telle dynamique donnera de la crédibilité à une vision carboneutre du secteur et poussera les autres acteurs à s'engager dans l'atteinte de ces objectifs.

- Son statut d'entreprise d'État et d'unique opérateur du réseau électrique lui confère une responsabilité importante.
- L'entreprise influence fortement les acteurs du secteur
 - o L'expertise d'Hydro-Québec est nécessaire aux gouvernements pour estimer le potentiel d'électrification des bâtiments et influe directement sur la réglementation en vigueur.
 - o Les professionnels du secteur ne croient pas en une électrification des bâtiments parce qu'Hydro-Québec n'y croit pas non plus. De ce fait, ils ne se forment pas aux solutions alternatives au gaz naturel et ne conseillent pas à leurs clients d'abandonner celui-ci.
 - o Le coût de l'électricité et les conseils des professionnels n'incitent pas les propriétaires et gestionnaires de bâtiments à faire le choix d'un chauffage entièrement électrique.

[références et caractères gras de l'original omis, nos caractères gras]

2. L'ENTENTE DE COLLABORATION

[C-RNCREQ-0013](#), p. 9 :

Notons aussi que dans sa forme actuelle, l'Entente ne prévoit pas comment sera calculée la Contribution GES pour les clients qui adhéreront à la biénergie électricité-gaz après le 31 décembre 2026 (art. 3.2 et 7.1). L'Entente prévoit toutefois que pour la période du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2030 (soit la « Deuxième période d'adhésion » selon l'art. 2.1 e.), les Distributeurs devront entreprendre des discussions un an d'avance, donc à compter du 1^{er} janvier 2026 (art. 12.1), afin de convenir des paramètres applicables à cette seconde période d'adhésion (art. 3.2).

3. ESTIMATIONS DES IMPACTS TARIFAIRES

[B-0034](#), Figure 1, page 41.

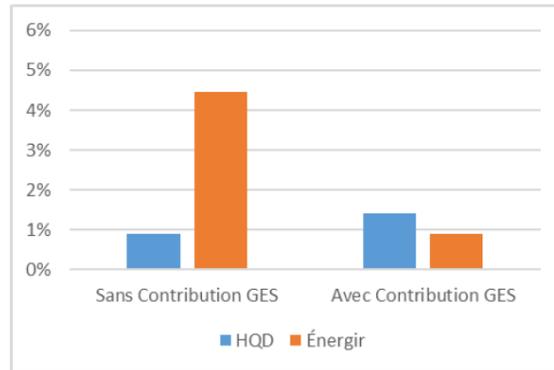


Figure 1. Impact tarifaire du scénario biénergie pour les Distributeurs

[C-RNCREQ-0013](#), p. 10 :

Bien que l'Entente lie les Distributeurs jusqu'en 2041 et que la Contribution GES à être calculée pour chaque client se fasse sur une période de 15 ans, la preuve déposée par les Distributeurs se limite à détailler les impacts de l'Entente pour les années 2025 et 2030, et seulement ces deux années. Les Distributeurs reconnaissent effectivement que la preuve qu'ils présentent se limite à des « impacts ponctuels (par exemple, en 2030, dans le cas des manques à gagner) et non la VAN de la somme des impacts annuels »¹. Dans le même sens, ils affirment « qu'ils n'ont pas effectué de TNT, mais uniquement calculé l'impact ponctuel en 2030 de la conversion. »²

¹ [B-0059](#), R4.1, page 9.

² [B-0059](#), R4.3, page 10.

4. ESTIMATIONS DES IMPACTS TARIFAIRES (SUITE)

[B-0043](#), R8.1 :

Demande :

8.1 Veuillez confirmer que les coûts des programmes commerciaux s'ajouteront aux coûts identifiés au Tableau R-2.5-B, et donc augmentera l'impact tarifaire du scénario Biénergie (comparé au statu quo) au-delà du niveau indiqué dans ledit Tableau. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

HQD le confirme.

Comme mentionné au préambule, un tel raisonnement est également vrai pour le scénario TAÉ, puisqu'il est vraisemblable qu'en cas de conversion complète à l'électricité, un appui financier pourrait également être versé pour l'installation d'équipements efficaces. En conséquence, le net avantage que représente le scénario biénergie demeure.

Tableau R-2.5-B à [B-0027](#) :

TABLEAU R-2.5-B :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DE HQD – SCENARIO BIENERGIE
(CLIENTELE RESIDENTIELLE)
(M\$)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Revenus (Tableau 32)	4	9	14	19	24	29	35	41	47
Coûts	6	12	18	25	34	72	86	100	115
Énergie (Tableau 33)	4	9	13	18	23	59	70	81	93
Puissance (Tableau 34)	0	0	0	0	3	4	4	5	6
T&D (Tableau 36)	2	3	5	6	8	10	12	14	16
Total	(1)	(3)	(4)	(6)	(10)	(43)	(51)	(59)	(68)

5. APPUI FINANCIERS DU GOUVERNEMENT

[B-0034](#), p. 51 :

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.

(références omises, nos caractères gras)

[B-0066](#), p. 2-3

Les Distributeurs tiennent à préciser que les mesures de soutien prévues à l'Offre se veulent complémentaires et dans le respect des missions de chacun des partenaires. Les appuis financiers prévus par HQD visent à encourager l'acquisition par les clients participants d'équipements efficaces, soit des thermopompes centrales ENERGY STAR ou NEEP adaptées pour les besoins de la biénergie. Les programmes en cours d'élaboration par le SITÉ viseront quant à eux à encourager la conversion vers la biénergie électricité – gaz naturel et la réduction des émissions de GES.

Ainsi, seuls les appuis financiers prévus par HQD pour les équipements de chauffage électrique efficaces seront intégrés à son budget d'interventions en efficacité énergétique au moment du *rebasing*, dans sa demande tarifaire 2025-2026.

[B-0066](#), p. 15, l. 10-11 :

En ce qui a trait à l'« Impact appui financier », **les intervenants s'appuient sur l'hypothèse que la contribution du SITÉ sera limitée à 125 M\$ sur l'ensemble de la période. Or, ce montant ne couvre que les premières années et non l'ensemble de la période.** *(nos caractères gras)*

6. MONTANTS DES APPUIS FINANCIERS

[C-RNCREQ-0014](#), p. 6 :

Par ailleurs, les Distributeurs ont indiqué qu'ils entendaient mettre en place des appuis financiers suffisants pour atteindre les objectifs du Programme³.

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 types⁴.

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 clients⁵.

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

³ Séance de travail du 10 novembre 2021. Voir B-0038, p. 39 et B-0042, R36.2, page 63.

⁴ B-0034, p. 51.

⁵ B-0034, p. 55.

7. SIGNIFICATION DU SURCOÛT

[C-RNCREQ-0014](#), p. 7

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

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 important⁶. (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

⁶ B-0044, R2.1, p. 11.

8. IMPACTS TARIFAIRES

[B-0076](#), R2.2 :

2.2 À l'égard de l'impact tarifaire de l'Offre biénergie prévu pour HQD, veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de la Régie sur les points suivants :

- Lors de la fixation des tarifs et de l'examen du revenu requis d'HQD, les coûts d'approvisionnement de même que les coûts reliés aux éventuels investissements sur les réseaux de transport et de distribution associés aux clients biénergie seront indissociables de l'ensemble des coûts réels de même nature encourus pour l'exploitation de son réseau;
- En vertu du cadre réglementaire actuel, considérant notamment l'absence de compte de frais reportés, le montant de la Contribution GES par HQD ne fera jamais l'objet d'un ajustement dans ses tarifs en fonction du montant réellement versés à Énergir;
- La Contribution GES projetée pour l'année 2025-2026 en vue de fixer les tarifs d'HQD au 1^{er} avril 2025 sera déterminée en tenant compte notamment des contributions GES réellement versées à Énergir pour les années 2022 à 2024.

Réponse :

HQD confirme que les coûts d'approvisionnement liés aux volumes associés aux clients convertis ne pourront être distingués de l'ensemble de ses coûts d'approvisionnement. De même, les éventuels budgets liés aux investissements en transport et en distribution, à travers les montants globaux ou des projets spécifiques, permettront de répondre à la croissance globale des besoins, sans distinction pour la charge associée aux clients convertis.

HQD confirme également qu'il n'y aura pas d'ajustement rétroactif de la Contribution GES aux revenus requis en fonction de la Contribution GES effectivement versée.

Enfin, la Contribution GES qui sera utilisée aux fins du calcul des revenus requis de l'année témoin 2025 sera celle prévue pour 2025 au moment du dépôt du dossier à la Régie en 2024, comme d'ailleurs l'ensemble des éléments constituant les revenus requis de HQD. Elle ne sera pas basée sur la Contribution GES réellement versée de 2022 à 2024, ni sur la prévision actuelle de la Contribution GES pour 2025.

(nos caractères gras)

9. IMPACTS TARIFAIRES (SUITE)

[C-RNCREQ-0014](#), p. 20 :

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	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	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	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	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 réglementaire (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			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			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			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	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	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	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	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	0	1203
Solde du compte réglementaire (M \$)	49	103	156	208	258	333	408	481	552	531	502	474	447	421	400	380	343	325	309			309
Amortissement (M \$)	0	5	10	16	21	26	33	41	48	55	53	50	47	45	42	40	36	34	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			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			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

10. PHASE 2

[C-RNCREQ-0013](#), p. 13

Selon la compréhension du RNCREQ, le décret 874-2021 prendra tout son sens en Phase 2, lorsqu'il sera question de fixer le nouveau tarif biénergie pour la clientèle commerciale et institutionnelle. À ce moment, la Régie pourra et devra, conformément aux articles 49 et 52.1, prendre en compte les préoccupations économiques, sociales et environnementales que lui indique le gouvernement. **Soulignons toutefois que les conditions mentionnées à l'art. 48.4 LRÉ devront être rencontrées avant que la Régie ne puisse être saisie de l'éventuelle demande de fixer ce nouveau tarif.**

(nos caractères gras)

Loi sur la Régie de l'énergie, [article 48.4](#) :

🕒 **48.4.** Malgré l'article 48.2, le distributeur d'électricité peut demander à la Régie, avant l'échéance qui y est prévue, de fixer un tarif qui n'est pas prévu à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec ([chapitre H-5](#)) et de procéder aux modifications aux tarifs existants qui sont nécessaires pour son application, lorsque les conditions suivantes sont réunies:

1° le distributeur d'électricité a présenté un rapport au gouvernement démontrant la nécessité de fixer un nouveau tarif;

2° le gouvernement, après analyse du rapport, prend un décret indiquant à la Régie ses préoccupations économiques, sociales et environnementales à l'égard de la demande du distributeur.

2019, c. 27, a. 8.

11. COÛTS DE REMPLACEMENT DES ÉQUIPEMENTS

[B-0034, Tableau 47](#), p. 50 :

TABLEAU 47 :
COÛT DE REMPLACEMENT DES ÉQUIPEMENTS
(\$)

Cas types	Chaudière			Générateur d'air chaud		
	Tout gaz	TAE	Biénergie	Tout gaz	TAE	Biénergie
UDT de petite taille	5 650	15 400	8 600	3 650	19 150	9 100
UDT de taille moyenne	6 000	15 900	9 400	3 900	20 600	10 150
UDT de grande taille	6 650	16 450	10 550	4 350	23 050	12 300
Multihabitations de 6 unités	11 800	40 000	25 900			
Multihabitations de 13 unités	18 050	60 850	35 100			

[B-0035](#), page 24, R. 8.2:

- 8.2. En référence (ii), les Distributeurs expliquent les motifs pour lesquels une installation biénergie, c'est-à-dire comprenant des équipements de chauffage pour chacune des deux sources d'énergie, a un « *coût de remplacement* » deux fois moins cher qu'une installation TAE mais deux fois plus cher qu'une installation au gaz naturel. Veuillez élaborer davantage afin de permettre à la Régie de mieux comprendre les écarts de coûts identifiés par les Distributeurs.

Réponse :

Une conversion TAÉ impliquerait chez la plupart des clients UDT des travaux de mise à niveau du système électrique.

L'installation d'un système biénergie permet d'éviter ces travaux de mise à niveau du système électrique puisqu'on assume que l'installation d'une thermopompe peut généralement se faire à partir des installations électriques existantes.

La contrepartie de ces économies de travaux sur le système électrique est l'installation de l'équipement de chauffage électrique. Les coûts engendrés par l'installation de ces appareils de chauffage s'ajoutent aux coûts de remplacement standard des appareils au gaz, d'où les coûts plus élevés des conversions biénergie par rapport aux simples remplacements d'appareils de chauffage au gaz naturel.

12. NOUVEAUX BÂTIMENTS

[C-RNCREQ-0013](#), p. 22 :

4.2.2 Deuxième problématique : les clients de Gazifère

Le RNCREQ a identifié en effet une autre problématique liée à l'inclusion des « nouveaux bâtiments » dans le calcul de la Contribution GES. Il s'agit des clients situés dans la zone desservie par Gazifère (l'Outaouais), mais qui adhéreront à l'Offre biénergie une fois celle-ci lancée.

Évidemment, le RNCREQ doute que ce soit l'intention des Distributeurs que HQD paye à Énergir une compensation pour des clients de Gazifère qui adhèreraient à l'Offre biénergie après qu'elle soit lancée. Par contre, peu importe quelles sont leurs intentions, l'Entente ne fait aucune différence quant à l'emplacement géographique des clients qui adhèreraient au tarif DT d'HQD.

En effet, l'article 7.7.2 de l'Entente traite du calcul de la Contribution GES pour les nouveaux bâtiments, mais ne limite pas ces nouveaux bâtiments à ceux situés dans le territoire desservi par Énergir. Il en va de même pour l'article 7.8 qui prévoit qu'Hydro-Québec fournira à chaque mois à Énergir la liste des adresses ayant adhéré au tarif DT, sans spécifier que les adresses situées sur le territoire de Gazifère seront exclues.

Bref, sans une modification ou un amendement à l'Entente, une partie de la Contribution GES à être versée par HQD à Énergir inclura les clients de Gazifère situés en Outaouais si ceux-ci adhèrent au tarif DT. Une telle situation n'a évidemment pas lieu d'être.

13. PRÉVISIONS ET CIBLES

[B-0034](#), page 10, Section 3.1.1 :

L'Offre s'adresse aux clients d'Énergir des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel ayant un besoin de chauffe des espaces ou de l'eau, qui prévoient changer un appareil prochainement.

[B-0043](#), R15.5 et R15.6, p. 29 :

15.5 Veuillez confirmer que, selon les hypothèses des Distributeurs, après 15 ans, 100% des consommateurs éligibles se seront convertis à la biénergie. Veuillez élaborer sur la raisonnable d'une telle hypothèse. Le cas échéant, veuillez présenter une estimation réaliste des conversions d'ici 2030, et après 15 ans.

Réponse :

Les Distributeurs le confirment.

Dans le contexte de l'élaboration de l'Offre, l'hypothèse d'adoption des systèmes biénergie à l'horizon 2030 et au terme de 15 ans est jugée raisonnable par les Distributeurs.

Pour soutenir cette hypothèse, les Distributeurs, avec l'appui du Gouvernement, œuvrent conjointement sur un plan qui visera à stimuler l'adoption des systèmes biénergie en s'assurant qu'elle soit compétitive face à l'alternative. (nos soulignements)

15.6 Est-ce que l'équipe d'Efficacité énergétique d'HQD a été consultée pour estimer le niveau d'incitatif financier qui devrait être offert afin d'atteindre cet objectif? Le cas échéant, veuillez décrire leur point de vue.

Réponse :

L'équipe d'Efficacité énergétique d'HQD a participé activement à l'élaboration de l'Offre.

Article paru dans La Presse, 17 février 2022 : [Énergir liera rémunération et décarbonation](#)

La mesure phare d'Énergir, la biénergie, repose sur une entente avec Hydro-Québec pour électrifier en partie le chauffage de ses clients. Le gaz naturel ne serait utilisé qu'en période de pointe. « **Le rythme prévu est de faire 1/15 des clients par année, mais il y a moyen d'accélérer.** » (Éric Lachance, président et chef de la direction d'Énergir)

14. PRÉVISIONS ET CIBLES (SUITE)

[C-RNCREQ-0013](#), p. 23 :

Dans leur réponse à la contestation du RNCREQ, les procureurs des Distributeurs reconnaissent que le taux réel de conversion ne sera vraisemblablement pas de 100 % :

« Les Distributeurs soulignent que le taux de conversion de 100 % permet d'établir les volumes de conversion requis pour atteindre l'objectif de décarbonation. **Le taux réel de conversion ne sera vraisemblablement pas de 100 %, mais comme les Distributeurs ne peuvent estimer ce taux et que l'objectif demeure la conversion complète des marchés visés, les Distributeurs considèrent opportun d'utiliser le potentiel complet aux fins des calculs.** » [[B-0052](#), dernier paragraphe de la page 3] (*caractères gras dans l'original*)

Toutefois, cette affirmation est contredite par les dernières réponses données à la Régie :

« Les Distributeurs soutiennent avoir utilisé des prévisions qui sont **le plus réalistes possible** et qu'elles **n'ont pas été élaborées de manière à être optimistes ni conservatrices.** » [[B-0059](#), R2.1, page 4] (*nos caractères gras*)

15. COÛTS MARGINAUX

[C-RNCREQ-0017](#): Réponses du RNCREQ à la DDR no 1 des Distributeurs :

Préambule :

(i) « *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.* »

HQD confirme l'exactitude des données et des résultats présentés à ces tableaux.

Demande :

1. Veuillez préciser quels sont les écarts importants auxquels fait allusion l'intervenant, calculs à l'appui.

RÉPONSE :

Les résultats présentés au [Tableau 33](#) de B-0034 (Tableau 21 du rapport de M. Raphals) sont peut-être exacts, mais il n'est pas possible de le confirmer à partir des coûts marginaux présentés au [Tableau 24](#) de la preuve (Tableau 19 du rapport de M. Raphals).

[...]

Si les Distributeurs présentaient les coûts marginaux unitaires réellement utilisés pour calculer les coûts marginaux totaux, il serait alors possible de confirmer (ou non) les résultats présentés.

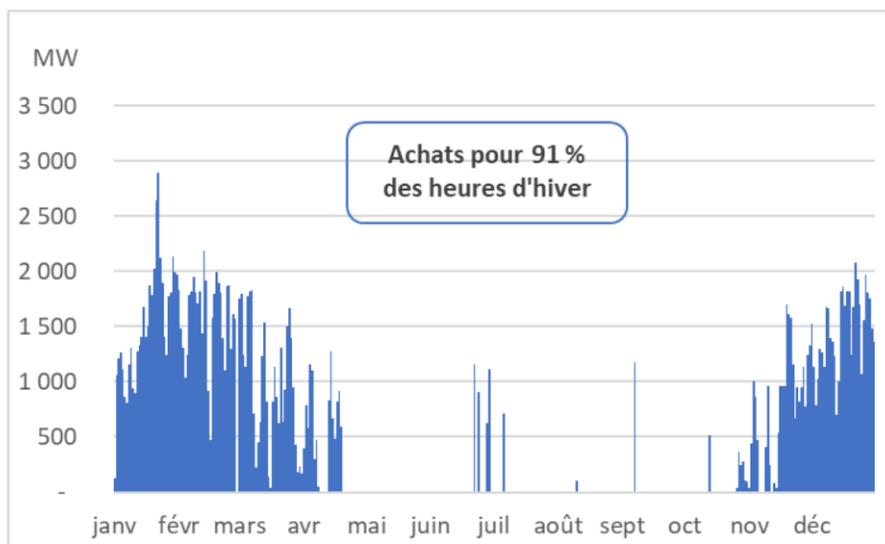
(nos caractères gras)

16. COÛTS MARGINAUX (SUITE)

[B-0066](#), p.26-27 :

Or, il appert des informations publiées par HQD dans le cadre du dossier R-4110-2019 (pièce B-0227), auquel l’AHQ-ARQ est intervenante, qu’en cette matière, on ne peut s’appuyer sur le passé afin de tirer des conclusions quant à l’avenir. La figure R-7.1-B présente les achats de court terme prévus pour l’année 2025.

FIGURE R-7.1-B :
ACHATS DE COURT TERME PRÉVUS EN 2025



On constate que des achats sont prévus pour 91 % des heures en hiver. L’année 2025 a été retenue à titre illustratif, mais cette conclusion est essentiellement la même sur tout l’horizon du Plan d’approvisionnement 2020-2029. **En effet, malgré l’arrivée de nouveaux approvisionnements en 2026, la proportion d’heures en hiver où des achats de court terme sont nécessaires devrait se maintenir à des niveaux largement supérieurs à ceux observés dans le passé.**

(nos caractères gras)

17. MARCHÉ VISÉ

[B-0066](#), p. 30 :

Le marché visé par la biénergie dans les nouveaux bâtiments se limite essentiellement aux maisons individuelles équipées d'un générateur d'air chaud et d'un système de ventilation centrale. Les Distributeurs souhaitent convaincre les clients ayant choisi le gaz naturel comme source de chauffage des espaces d'installer aussi une thermopompe et d'opter pour la biénergie.

[B-0069](#), p. 7

Énergir rappelle que les règles de rentabilité actuellement en vigueur continueront de s'appliquer. Pour qu'une nouvelle vente soit acceptée, celle-ci doit être rentable. La biénergie aura pour effet de diminuer cette rentabilité en réduisant les volumes consommés ainsi que les revenus générés (malgré la Contribution GES). Ainsi, les nouveaux clients qui souhaitent adhérer à la biénergie ne pourront le faire sans une consommation gazière suffisante, à moins d'une contribution financière de leur part. Il existe donc des barrières à l'entrée pour les nouveaux clients, ce qui limitera les situations exposées en préambule. Cette problématique n'est pas présente pour les clients déjà raccordés au réseau gazier qui se convertiront à la biénergie.

18. QUESTIONS RELATIVE À LA DDR #6 DE LA RÉGIE

[B-0076](#), DDR #6 de la Régie, R3.2, p. 14 :

- 3.2 Veuillez préciser si les Distributeurs auraient pu déposer la demande conjointe en l'absence du Décret. Le cas échéant, veuillez commenter.

Réponse :

Les Distributeurs le confirment. Veuillez également vous référer à la réponse à la question 2.1.

[B-0076](#), DDR #6 de la Régie, R5.1 b), p. 18 :

Demandses :

- 5.1 Dans la réponse à la question 6.1 de la DDR-4 de la Régie (référence (i)), HQD mentionne la clause de rétention de 10 ans pour les clients participant au programme de conversion pour empêcher la migration vers le TAÉ. Considérant que le déclencheur de cette clause de rétention est le nombre d'année où le client demeure abonné au tarif DT, veuillez valider la compréhension de la Régie à l'effet que :

[...]

- b) L'entente stipulant les modalités du programme et les obligations qui en découlent, n'est pas transférable à un acquéreur subséquent de la résidence où l'équipement visé est installé ou autrement dit, au titulaire subséquent de cet abonnement;

Réponse :

HQD le confirme.