

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-4169-2021

**DEMANDE RELATIVE AUX MESURES DE
SOUTIEN À LA DÉCARBONATION DU
CHAUFFAGE DES BÂTIMENTS**

(ci-après le «TRANSPORTEUR»)

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- Contexte	3
2- Comparaison entre le scénario tout à l'électricité (TAÉ) et le scénario 100% gaz du point de vue du client	4
3- Analyse de rentabilité	5
3.1 Test du participant (TP)	7
3.2 Test de neutralité tarifaire (TNT)	9
3.2.1 Impact des opérations des Distributeurs (revenus et coûts)	9
3.2.2 Impact de l'appui financier	10
3.2.3 Coût unitaire de réduction de GES	11
3.2.4 Coût unitaire pour l'ensemble des clientèles	12
3.2.5 Coût unitaire des GES pour la clientèle résidentielle	13
3.2.6 Observations et conclusions	13
3.3 Test du coût total en ressources (TCTR)	14
4- La Contribution de HQD	17
5- Le cas des clients assujettis au SPEDE	20

1- Contexte

Dans le cadre du Plan pour une économie verte 2030 (le PEV 2030) du Gouvernement du Québec qui trace la route vers la décarbonation de l'économie (réduction des GES) en misant en priorité sur l'électrification, ainsi que sur les énergies renouvelables, le gouvernement a demandé à Hydro-Québec et Énergir de proposer conjointement les meilleurs moyens de réduire la part de carbone dans la chauffe des bâtiments au meilleur coût, pour les clients comme pour l'ensemble de la collectivité. Par la suite, le gouvernement a émis le décret de préoccupations économiques, sociales et environnementales no 874-2021.

Ce décret mentionne notamment :

Attendu que dans le Plan de mise en oeuvre 2021-2026 du Plan pour une économie verte 2030, le gouvernement demande à Hydro-Québec et à Énergir de proposer conjointement les meilleurs moyens de réduire la part du carbone dans la chauffe des bâtiments au meilleur coût, pour les clients comme pour l'ensemble de la collectivité.

Le décret mentionne également qu'*il y aurait lieu de permettre un partage entre Hydro-Québec et Énergir des coûts liés à la solution visant la conversion à la biénergie électricité – gaz naturel d'une partie des clients actuels d'Énergir, et ce, afin d'équilibrer l'impact tarifaire entre les clients des deux distributeurs.*

À la suite de ce décret, Énergir et Hydro-Québec (les Distributeurs) ont signé une entente de collaboration et ont déposé conjointement à la Régie de l'énergie (la Régie) le dossier R-4169-2021 qui démontre qu'une conversion du chauffage des bâtiments du gaz naturel vers la biénergie est préférable à une conversion vers un chauffage tout à l'électricité (TAÉ).

Ils présentent également une méthodologie permettant de calculer la valeur d'une contribution (Contribution) qu'Hydro-Québec (HQD) verserait à Énergir pour équilibrer l'impact tarifaire entre les deux distributeurs.

Ils demandent à la Régie notamment de reconnaître un principe général selon lequel la contribution pour la réduction des GES, ainsi que de sa méthode d'établissement doivent être considérés aux fins de l'établissement du revenu requis d'Hydro-Québec et d'Énergir pour la fixation de leurs tarifs.¹

Le mémoire de l'AQCIE et du CIFQ traite les sujets suivants :

¹ B-0003, page 6

- Comparaison entre le scénario tout à l'électricité et le scénario 100% gaz du point de vue du client;
- Une analyse de rentabilité afin de vérifier si la mesure proposée pour la réduction des GES est au meilleur coût pour les clients des Distributeurs et pour l'ensemble de la collectivité;
- La non-conformité de la Contribution à la Loi sur la Régie de l'énergie;
- l'impact sur les clients des Distributeurs qui sont assujettis au SPEDE.

2- Comparaison entre le scénario tout à l'électricité (TAÉ) et le scénario 100% gaz du point de vue du client

La preuve des Distributeurs vise à démontrer que, dans un objectif de réduction de GES, il est préférable que la conversion du gaz vers l'électricité se fasse vers la biénergie plutôt que vers le TAÉ.

La preuve des Distributeurs se concentre principalement sur le point de vue des Distributeurs en comparant l'impact sur leurs revenus requis d'un scénario TAÉ et d'un scénario biénergie.

L'analyse des intervenants présente une comparaison entre un scénario 100% gaz et un scénario TAÉ en vue de vérifier le réalisme d'un scénario TAÉ.

L'analyse porte sur la clientèle résidentielle puisque l'information n'est pas disponible pour la clientèle commerciale et la clientèle institutionnelle.

Le tableau suivant présente, du point de vue du client, l'écart d'investissement et de la facture entre le maintien d'une alimentation au gaz et la conversion vers une alimentation TAÉ pour les cinq cas types identifiés par les Distributeurs².

Tableau AQCIE-CIFQ -1 : Comparaison entre une alimentation 100% gaz et une conversion vers le TAÉ (\$)

	Écart (TAÉ - 100% gaz)		PRI
	Investissements	Facture	Ans
UDT petite taille ₁	15500	-343	45
UDT moyenne taille ₁	16700	-316	53
UDT grande taille ₁	18700	565	s/o
Multi 6 unités ₂	28200	565	s/o
Multi 13 unités ₂	42800	6560	s/o
1 : générateur d'air chaud			
2 : chaudière			

² B-0034, page 47

On peut immédiatement constater qu'une conversion du gaz vers le TAÉ n'est avantageux dans aucun des cas types définis par les Distributeurs.

La facture du TAÉ est inférieure à celle du 100% gaz pour les UDT de petite taille et de taille moyenne, mais la période de retour sur l'investissement dépasse largement la vie utile des équipements. Pour obtenir un PRI de 5 ans, il faudrait que l'appui financier soit près de 90% de l'écart des investissements.

Dans les autres cas, la facture du TAÉ est supérieure à celle du 100% gaz, il faudrait donc que l'appui financier soit supérieur à l'écart des investissements pour compenser l'augmentation de la facture.

Sur le plan économique, il n'est pas envisageable qu'un client choisisse de convertir son système de chauffage 100% gaz vers un système TAÉ.

Ainsi, une comparaison entre l'impact tarifaire d'un scénario TAÉ et un scénario biénergie est théorique et le résultat de cette comparaison n'est pas très utile ou pertinent.

Étant donné ces résultats, la conversion d'une alimentation du gaz vers une alimentation TAÉ ne serait envisageable que si le chauffage au gaz des bâtiments était interdit.

L'intérêt est ici de comparer un scénario de chauffage 100% gaz à un scénario biénergie.

3- Analyse de rentabilité

L'analyse de rentabilité vise à vérifier un des attendus du décret qui mentionne :

Attendu que dans le Plan de mise en oeuvre 2021-2026 du Plan pour une économie verte 2030, le gouvernement demande à Hydro-Québec et à Énergir de proposer conjointement les meilleurs moyens de réduire la part du carbone dans la chauffe des bâtiments au meilleur coût, pour les clients comme pour l'ensemble de la collectivité.³
(notre soulignement).

Cette préoccupation est reprise dans la demande conjointe des Distributeurs déposée à la Régie où ils mentionnent :

Hydro-Québec et Énergir ont collaboré afin d'identifier une solution permettant la décarbonation dans le chauffage des bâtiments à la hauteur de 540 000 tonnes de GES et ainsi donner suite au PEV et au PMO du Gouvernement de façon optimale. Cette

³ Décret 874-2021, du 23 juin 2021

solution, à la fois efficace et au meilleur coût pour la société, consiste en la conversion à la biénergie de 100 000 clients d'Énergir utilisant le gaz naturel pour le chauffage des locaux ou pour le chauffage des locaux et de l'eau sanitaire,⁴ (notre soulignement)

En réponse à une demande de préciser ce qu'ils entendent par *le meilleur coût pour la société*, les Distributeurs mentionnent :

De manière générale, le « coût pour la société » réfère à l'impact économique d'une mesure de décarbonation sur les coûts additionnels en ressource, tels que les besoins additionnels de puissance et d'énergie électrique et d'équipements additionnels, et sur les coûts évités en ressource, telle que la molécule de gaz naturel évitée. Une solution au meilleur coût pour la société minimise les coûts additionnels en ressource et maximise les coûts évités en ressource.⁵

Puis il précise que l'analyse se rapproche davantage d'un Test du coût total en ressources (TCTR) plutôt que du coût social.⁶

Ils ajoutent :

En ce qui a trait aux impacts sociaux débordant du périmètre direct des Distributeurs, il n'a pas été examiné par ces derniers. Toutefois, ils soulignent que le projet émane d'une volonté exprimée par le Gouvernement à travers le PEV 2030. Ce dernier couvre de multiples dimensions de l'électrification et de la lutte aux changements climatiques dans les domaines, par exemple, du transport, de l'industrie et du bâtiment. L'examen de l'impact global sur la société des différents aspects du PEV 2030 relevait donc du Gouvernement et ne devait pas faire l'objet d'une analyse économique par les Distributeurs (notre soulignement).⁷ (notre soulignement)

Ainsi, l'analyse des Distributeurs s'est attardée à l'impact de l'Offre pour leur clientèle ce qui s'apparente à un test de neutralité tarifaire (TNT), et à l'impact pour les clients convertis, ce qui est similaire à un test des participants (TP).⁸

En se basant sur les données et résultats fournis par les Distributeurs, l'AQCIE et le CIFQ présentent leurs conclusions concernant le test TP, notamment l'appui financier requis pour réaliser la réduction de GES visée, le test TNT, notamment le coût que devront assumer les clients des Distributeurs en comparaison avec le prix de marchés des GES. Les intervenants présentent également un test du coût total en ressources (TCTR) afin de bien s'assurer que l'Offre est au meilleur coût pour la société.

⁴ B-0003, page 2 et 3

⁵ B-0016, page 27

⁶ B-0035, page 7

⁷ B-0035, page 8

⁸ IBID

3.1 Test du participant (TP)

Le test du participant veut vérifier la rentabilité de l'Offre pour les participants.

L'analyse de l'AQCIE et du CIFQ se concentre sur la conversion du gaz naturel vers la biénergie.

De plus, l'analyse porte uniquement sur la clientèle résidentielle puisque les données ne sont pas disponibles pour les clientèles commerciale et institutionnelle.

À partir des données présentées aux tableaux 48 à 52 pour les 5 cas types identifiés par les Distributeurs⁹, et considérant que de l'avis des Distributeurs il est essentiel que la période de retour sur l'investissement (PRI) ne dépasse pas 5 ans¹⁰, l'AQCIE et le CIFQ a réalisé le tableau suivant qui montre la contribution des clients et l'appui financier fourni par les Distributeurs.

Tableau AQCIE-CIFQ -2 : Évaluation de l'appui financier unitaire entre le scénario 100% gaz et le scénario conversion à la biénergie (\$)

	Écart (Biénergie - gaz)		Investissements clients	Appui financier
	Investissements	Facture		
UDT petite taille ₁	5450	-224	1120	4330
UDT moyenne taille ₁	6250	-435	2175	4075
UDT grande taille ₁	7950	-652	3260	4690
Multi 6 unités ₂	14100	-892	4460	9640
Multi 13 unités ₂	17050	-709	3545	13505
1 : générateur d'air chaud				
2 : chaudière				

De plus, en réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ, les Distributeurs fournissent le nombre de clients résidentiels visés¹¹ ainsi que la répartition selon les 3 cas types d'UDT identifiés par les Distributeurs¹².

Ces informations ont permis de réaliser le tableau suivant qui présente l'appui financier annuel pour chacun des cas types identifiés par les Distributeurs, ainsi que l'appui financier cumulatif sur une période de 15 ans, selon les hypothèses suivantes :

- Le nombre de conversion est réparti également sur 15 ans¹³ :

⁹ B-0034, pages 52 à 54

¹⁰ B-0040, page 19

¹¹ B-0038, page 7

¹² B-0038, page 40

¹³ B-0034, page 17, note 15

- Pour les multi habitations, le nombre total de 7000 est réparti également entre les 6 et 13 unités :
- L'appui financier est indexé à 2% par année

Tableau AQCIE-CIFQ - 3 : Appui financier (M\$)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
UDT petite	17,5	17,9	18,2	18,6	18,9	19,3	19,7	20,1	20,5	20,9	21,3	21,8	22,2	22,6	23,1
UDT moyen	13,0	13,2	13,5	13,8	14,0	14,3	14,6	14,9	15,2	15,5	15,8	16,1	16,4	16,8	17,1
UDT grand	6,5	6,6	6,7	6,8	7,0	7,1	7,3	7,4	7,6	7,7	7,9	8,0	8,2	8,3	8,5
Multi 6 unités	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0
Multi 13 unités	3,2	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2
TOTAL	42,3	43,2	44,0	44,9	45,8	46,7	47,7	48,6	49,6	50,6	51,6	52,6	53,7	54,7	55,8
Cumulatif	42,3	85,5	129,5	174,4	220,2	267,0	314,6	363,3	412,8	463,4	515,0	567,6	621,3	676,1	731,9

On peut constater que même en tenant compte de la somme de 125 M\$ pour les cinq prochaines années prévue par le Gouvernement dans le cadre du PMO 2021-2026¹⁴, l'appui financier nécessaire pour que le PRI des clients soit maintenu à 5 ans demeure important, soit 606,9 M\$ (731,9 – 125) à l'horizon 2036.

En réponse à une demande, les Distributeurs mentionnent que l'impact financier de cet appui sera assumé par les clients car il sera reflété dans les revenus requis de Distributeurs :

Les coûts relatifs aux différentes mesures de soutien seront assumés par le Distributeur responsable et seront reflétés dans ses revenus requis en conséquence.¹⁵

De plus, cet appui financier de 606,9 M\$ ne concerne que les clients résidentiels puisque l'information concernant les clients commerciaux et les clients institutionnels ne sera disponible que dans les prochains mois dans une seconde phase. En effet, les Distributeurs mentionnent que les *travaux entourant cette phase 2 ont déjà cours, mais des analyses additionnelles sont requises pour en arriver à une offre biénergie visant cette clientèle.*¹⁶

Selon l'AQCIE et le CIFQ, l'impact tarifaire des mesures de soutien doit être évalué et pris en compte pour la détermination de la Contribution. Ainsi le montant de la Contribution ne peut être établi avant de connaître l'appui financier qui sera requis pour la clientèle commerciale et institutionnelle.

¹⁴ B-0034, page 7

¹⁵ B-0041, page 18

¹⁶ B-0034, page 6

3.2 Test de neutralité tarifaire (TNT)

Le test de neutralité tarifaire vise à évaluer la rentabilité d'une mesure ou programme du point de vue des Distributeurs.

Comme le mentionnent les Distributeurs, l'analyse présentée s'apparente à un test de neutralité tarifaire¹⁷. Elle présente les coûts encourus ou évités par les Distributeurs, ainsi que les revenus supplémentaires ou perdus par chacun de ceux-ci.

Cependant l'analyse est incomplète puisqu'elle ne prend pas en considération l'impact tarifaire de l'appui financier qui devra être versé pour la réalisation de l'Offre. De plus l'analyse porte sur la période 2022 à 2030 alors qu'il est prévu que les conversions s'étalent sur 15 ans¹⁸. L'impact de l'année 2030 ne représente donc pas l'impact total de l'Offre.

Comme dans le cas du TP, l'analyse de l'AQCIE et du CIFQ se concentre sur l'impact de la conversion du gaz naturel vers la biénergie.

3.2.1 Impact des opérations des Distributeurs (revenus et coûts)

À partir des données fournies par les Distributeurs¹⁹ l'AQCIE et le CIFQ ont évalué les pertes pour Énergir et pour HQD jusqu'en 2036. Le tableau suivant présente les pertes pour les années 2020, 2025, 2030 et 2036, de même que les pertes pour la période 2022-2036, pour les clientèles résidentielle, commerciale et institutionnelle.

Tableau AQCIE-CIQF - 4 : Pertes d'Énergir et de HQD sur la période 2020-2036 (M\$)

Énergir	Pertes 2022-2036	2022	2025	2030	2036	HQD	Pertes 2022-2036	2022	2025	2030	2036
Résidentiel	613,9	4,2	18,0	44,7	84,0	Résidentiel	857,7	1,4	5,8	68,2	128,1
Commercial	443,3	3,1	13,0	32,3	60,7	Commercial	349,8	0,3	1,2	28,2	52,9
Institutionnel	397,7	2,7	11,7	29,0	54,4	Institutionnel	466,4	0,6	2,7	37,3	70,0
TOTAL	1454,9	10,0	42,7	106,0	199,1	TOTAL	1673,9	2,3	9,8	133,6	251,0

On peut constater que les pertes dues à la conversion de la clientèle résidentielle sont importantes autant pour Énergir que pour HQD.

¹⁷ B-0035, page 8

¹⁸ B-0034, page 17, note 15

¹⁹ Q-3.4.1 de la pièce HQD-Énergir-2, document 2, et réponse à la question 3.1.1 de la demande de renseignements no 2 de la Régie à la pièce HQD-Énergir-2, document 2.

L'augmentation graduelle des pertes d'Énergir s'explique par l'augmentation des conversions et par l'indexation des revenus et des coûts.

Les pertes pour HQD sont inférieures à celles d'Énergir sur la période 2022 à 2026. Ceci s'explique par la disponibilité d'une quantité d'électricité patrimoniale inutilisée sur la période 2022-2026.

Par la suite, les pertes de HQD deviennent fortement supérieures à celles d'Énergir. En effet, à partir de l'année 2026 pour la puissance et de l'année 2027 pour l'énergie, les coûts marginaux de HQD augmentent fortement.²⁰

Le tableau suivant présente les pertes totales annuelles des Distributeurs, ainsi que les pertes totales sur la période 2022-2036.

Tableau AQCIE-CIFQ - 5 : Pertes totales des Distributeurs (M\$)

	Pertes 2022-2036	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Résidentiel	1471,7	5,6	11,5	17,5	23,8	32,8	70,9	84,4	98,4	112,9	127,9	143,5	159,7	176,6	194,0	212,1
Commercial	793,1	3,4	6,8	10,5	14,2	19,1	38,0	45,2	52,7	60,4	68,5	76,9	85,5	94,5	103,9	113,6
Institutionnel	864,1	3,4	6,9	10,6	14,4	18,8	41,6	49,5	57,7	66,2	75,1	84,2	93,7	103,6	113,8	124,5
TOTAL	3128,8	12,4	25,2	38,6	52,5	70,7	150,5	179,1	208,7	239,5	271,5	304,6	339,0	374,7	411,7	450,1
Cumulatives		12,4	37,6	76,2	128,6	199,3	349,8	528,9	737,6	977,1	1248,6	1553,2	1892,3	2267,0	2678,7	3128,8

Ce tableau démontre bien qu'il est important de considérer l'impact sur les années ultérieures à l'année 2030.

L'impact cumulatif est de 977,1 M\$ sur la période de neuf ans (2022 à 2030), et de 2151,7 M\$ sur la période de 6 ans (2031 à 2036), pour un total de 3128,8 M\$.

Étant donné que les pertes des Distributeurs sont refilees à leurs clients, c'est donc un montant supplémentaire de 3128,8 M\$ que les clients des Distributeurs devront assumer sur la période de 2022 à 2036. À ce montant il faut ajouter l'impact de l'appui financier qui sera requis.

3.2.2 Impact de l'appui financier.

Le tableau suivant présente l'appui financier annuel des Distributeurs en tenant compte de la somme de 125 M\$ pour les cinq prochaines années prévue par le Gouvernement dans le cadre du PMO 2021-2026.

²⁰ Q-3.4.1 de la pièce HQD-Énergir-2, document 2, feuilles Biénergie, lignes 85 et 124

Tableau AQCIE=CIFQ -6 : Impact de l'appui financier des Distributeurs (M\$)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Appuis totaux	42,3	43,2	44,0	44,9	45,8	46,7	47,7	48,6	49,6	50,6	51,6	52,6	53,7	54,7	55,8
Appui Gouvernement	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0										
Appui Distributeurs	17,3	18,2	19,0	19,9	20,8	46,7	47,7	48,6	49,6	50,6	51,6	52,6	53,7	54,7	55,8
Appui cumulatif	17,3	35,5	54,5	74,4	95,2	142,0	189,6	238,3	287,8	338,4	390,0	442,6	496,3	551,1	606,9
Annuité	1,7	3,4	5,2	7,2	9,2	13,7	18,3	22,9	27,7	32,6	37,5	42,6	47,8	53,1	58,4
Annuité cumulative	1,7	5,1	10,3	17,5	26,7	40,3	58,6	81,5	109,2	141,8	179,4	222,0	269,8	322,8	381,2

L'impact de l'appui financier augmente graduellement avec le nombre de conversions et atteint 606,9 M\$ à l'année 2036. Au taux du capital prospectif de HQD de (4,989%)²¹, ce montant correspond à une annuité de 58,4 M\$ sur 15 ans.

L'impact des appuis financiers correspond à l'annuité résultant des investissements cumulatifs. Sur la période 2022-2036, il totalise 381,2M\$.

Il est à noter que cet impact concerne uniquement la conversion des clients résidentiels.

L'impact pour la clientèle commerciale et institutionnelle pourra être évalué à la phase 2 du dossier lorsque l'information pertinente sera disponible.²²

Le montant de 381,2 M\$ lié à l'appui financier relatif à la clientèle et un montant à déterminer, lorsque l'information sera disponible, relatif à l'appui financier lié à la clientèle commerciale et institutionnelle, devront être ajoutés aux 3128,8 M\$ de pertes évalués plus haut (Tableau 5).

3.2.3 Coût unitaire de réduction de GES

Pour évaluer le coût de l'Offre pour la société, il convient de comparer le coût unitaire de la réduction des GES pour chacune des clientèles et de comparer ce coût au coût de GES utilisé par Énergir pour évaluer le SPEDE ou à une prévision des prix de vente aux enchères dans le cadre du SPEDE.

Un premier prix unitaire de GES peut être obtenu à partir du prix du SPEDE fourni par les Distributeurs²³ en utilisant le facteur de conversion de 0,00188 t CO₂ par m³ fourni en réponse à une demande de renseignements.²⁴

Un deuxième prix unitaire peut être obtenu à partir d'une prévision du prix du SPEDE réalisé par Dunsky expertise en 2018²⁵.

²¹ Taux sur l'avoir propre : 8,2%,

Taux prospectif de la dette pondéré : 3.26% (R-4167-2021, B-0008, page 8)

Pondération 35%/65% avoir propre/dette

²² B-0034, page 6

²³ Réponse à la question 3.1.1 de la demande de renseignements no 2 de la Régie à la pièce HQD-Énergir-2, document 2, feuille 3.1.1 Biénergie, ligne 14 ou 23

²⁴ B-0037, page 11

²⁵ R-4018-2017, B-0048, page 29

Une troisième source est la prévision des prix de vente d'une unité d'émission aux enchères dans le cadre du SPEDE sur la période 2021-2030, réalisée par le fournisseur ClearBlue Markets²⁶.

La prévision de ClearBlue Markets présente les trois scénarios suivants :

- Scénario S1 : scénario avec un niveau d'activité de spéculation sur le marché carbone bas;
- Scénario S2 : scénario avec un niveau d'activité de spéculation sur le marché carbone moyen
- Scénario S3 : scénario avec un niveau d'activité de spéculation sur le marché carbone élevé

Pour la comparaison, l'AQCIE et le CIFQ ont retenu le scénario S3, soit le scénario avec un niveau d'activité de spéculation élevé.

Le tableau suivant présente les valeurs provenant des trois sources

Tableau AQCIE-CIFQ - 7 : Prévision du prix de GES

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Prix Énergir ₁	\$/t CO ₂	26,2	26,7	27,2	27,8	28,3	28,9	29,4	30,0	30,6	31,3	31,9	32,5	33,2	33,8	34,5
Prévision Dunsky	\$/t CO ₂	24,7	26,4	44,7	71,6	84,5	91,2	99,5	107,5	115,6	123,7	132,3	141,6	151,5	162,1	173,5
Prévision ClearBlue ₂	\$/t CO ₂															
1: le prix est inflationné à 2%																
2 : taux de change: 1,25 et le prix est inflationné à 5% à partir de 2030																

3.2.4 Coût unitaire pour l'ensemble des clientèles

À partir des pertes d'opérations définies plus haut et de la réduction des GES résultant des conversions²⁷, le tableau suivant présente le coût unitaire de réduction de GES par tonne de CO₂ pour chaque clientèle en tenant compte uniquement des pertes d'opération.

Tableau AQCIE-CIFQ -8 : Coût unitaire de réduction de GES par clientèle en considérant les pertes d'opération.

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Résidentiel	(\$/t CO ₂)	245	250	255	260	287	516	526	537	548	559	570	581	593	605	617
Commercial	(\$/t CO ₂)	204	208	212	216	231	384	392	399	407	416	424	433	441	450	459
Institutionnel	(\$/t CO ₂)	165	168	172	175	183	338	345	352	359	366	373	381	388	396	404
TOTAL	(\$/t CO₂)	206	211	215	219	236	419	427	436	444	453	462	472	481	491	501

Pour les trois clientèles visées par l'Offre, le coût unitaire est de 206 \$/t CO₂ en 2022. Ce coût monte à 444 \$/t CO₂ en 2030 et atteint 501 \$/t CO₂ en 2036.

²⁶ B-0013 (confidentiel)

²⁷ Réponse à la question 3.1.1 de la demande de renseignements no 2 de la Régie à la pièce HQD-Énergir-2, document 2, feuille 3.1.1 Biénergie, lignes 165 à 168

3.2.5 Coût unitaire des GES pour la clientèle résidentielle

Pour la clientèle résidentielle, l'information disponible comprend les pertes d'opération et les appuis financiers qui seront nécessaires pour assurer la réalisation des conversions visées. Le tableau suivant présente le coût unitaire pour la clientèle résidentielle en tenant compte de ces deux éléments.

Tableau AQCIE-CIFQ - 9 : Coût unitaire des GES : clientèle résidentielle

	(M\$)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Pertes d'opération	(M\$)	5,6	11,5	17,5	23,8	32,8	70,9	84,4	98,4	112,9	127,9	143,5	159,7	176,6	194,0	212,1
Impact appui financier	(M\$)	1,7	3,4	5,2	7,2	9,2	13,7	18,3	22,9	27,7	32,6	37,5	42,6	47,8	53,1	58,4
Total	(M\$)	7,3	14,9	22,8	31,0	42,0	84,6	102,6	121,3	140,6	160,5	181,1	202,4	224,3	247,1	270,5
Réduction GES	t CO ₂	22903	45806	68710	91613	114516	137419	160322	183226	206129	229032	251935	274838	297742	320645	343548
Coût unitaire des GES	(\$/t CO ₂)	318	325	332	339	367	615	640	662	682	701	719	736	753	770	787

Pour la clientèle résidentielle, le coût unitaire est de 318 \$/t CO₂ en 2022. Ce coût monte à 682 \$/t CO₂ en 2030 et atteint 787 \$/t CO₂ en 2036.

3.2.6 Observations et conclusions

La comparaison entre les prix unitaires des GES prévus selon les trois sources présentées par l'AQCIE et le CIFQ et le prix unitaire des GES éliminés à la suite des conversions vers la biénergie, montre clairement que les clients des Distributeurs auront à assumer un coût beaucoup trop élevé pour les GES éliminés.

À titre comparatif, le résultat de la vente aux enchères de novembre 2021 dans le cadre du SPEDE montre un prix de vente final de 35,47 \$ par unité d'émission²⁸, soit un prix près de 9 fois moins élevé que le coût résultant de l'application de l'Offre pour l'année 2022.

La comparaison avec la prévision de ClearBlue montre que le prix unitaire des GES éliminés par la clientèle résidentielle est de près de ■ fois plus élevé à l'horizon 2030 et de près de ■■ fois plus élevé à l'horizon 2036.

Même en comparant avec la prévision de Dunsky, qui montre les prix unitaires les plus élevés, le prix unitaire résultant des conversions de la clientèle résidentielle est près de 6 fois plus élevé à l'année 2030 et plus de 4,5 fois plus élevé à l'horizon 2036.

Par ailleurs, au rapport final de juin 2019 « Trajectoire de réduction d'émission de GES du Québec – Horizon 2030 et 2050 », préparé pour compte du ministère de l'Environnement et de la lutte contre les changements climatiques, il est mentionné : *Les coûts marginaux, qui se définissent comme le coût pour réduire la dernière tCO₂éq*

²⁸ <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/2021-11-17/resultats-20211117.pdf>, page 4, tableau 3

nécessaire à l'atteinte de la cible ou de l'objectif de réduction, s'élèvent à environ 302 \$/tCO₂éq à l'horizon 2030 pour le scénario le plus ambitieux.²⁹ (notre soulignement)

Il s'agit du coût de réduction le plus élevé de toutes les mesures envisagées, et ce coût est de 2,25 fois inférieur au coût unitaire de 682 \$/tCO₂éq montré au tableau 9 ci-dessus pour l'année 2030.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, le prix de la réduction de GES résultant de l'application de l'Offre est exorbitant par rapport au prix de marché et par rapport au prix des autres mesures de réduction de GES, et il n'est pas efficient d'imposer un tel prix aux clients des Distributeurs.

3.3 Test du coût total en ressources (TCTR)

Le test du coût total en ressources veut vérifier la rentabilité de l'Offre pour la société.

Il se définit ainsi :

$$\text{TCTR} = (\text{coûts évités} + \text{bénéfices liés à la mesure}) - (\text{Coûts de la mesure} + \text{coûts des participants})$$

Il est utile de rappeler qu'en réponse à une demande, les Distributeurs ont mentionné que le « coût pour la société » réfère à l'impact économique d'une mesure de décarbonation sur les coûts additionnels en ressource et sur les coûts évités en ressource³⁰. Cela correspond à la définition d'un TCTR.

L'analyse de l'AQCIE et du CIFQ se concentre sur la conversion à la biénergie. De plus, elle porte sur la clientèle résidentielle seulement, puisque l'information concernant les coûts d'investissements supplémentaires chez les clients commerciaux et institutionnels n'est pas disponible.

Les coûts additionnels en ressources correspondent à :

- Les coûts supplémentaires encourus par HQD pour satisfaire les besoins additionnels;
- Les coûts supplémentaires encourus chez les clients pour permettre la réalisation de la conversion à la biénergie.

Le tableau suivant présente les coûts encourus sur la période 2022 à 2036 pour la réalisation de la conversion à la biénergie. Les coûts M\$2022, sont des coûts actualisés au coût du capital prospectif de HQD, évalué à 4,989%³¹

²⁹ Trajectoire de réduction d'émission de GES du Québec – Horizon 2030 et 2050, page 46 PDF

³⁰ B-0016, page 27

³¹ Voir note 20

Tableau AQCIE-CIFQ - 10 : Coût des ressources pour la clientèle résidentielle

	Période 2022-2036					
	M\$ 2022	M\$ courants	2022	2025	2030	2036
Couts HQD	762,1	1252,5	5,8	24,6	114,8	143,3
Coûts installations	466,2	763,8	5,8	23,9	56,5	100,1
TOTAL	1228,3	2016,3	11,6	48,5	171,3	243,4

Les coûts évités en ressources correspondent à :

- Les coûts évités d'Énergir;
- La valeur des GES éliminés.

Le tableau suivant présente le coût évité d'Énergir sur la période 2020-2036 en excluant le coût du SPEDE. En effet, le SPEDE est un transfert à un fond qui sert à financer des mesures de réduction de GES.

Tableau AQCIE-CIFQ -11 : Coûts évités d'Énergir pour la clientèle résidentielle

	Période 2022-2036					
	M\$ 2022	M\$ courants	2022	2025	2030	2036
Coûts Énergir	146,5	241,6	1,67	7,08	17,59	33,07

Pour l'évaluation des GES éliminés, l'AQCIE et le CIFQ ont considéré les trois scénarios d'évolution du prix des GES définis plus haut, soit :

- Un scénario basé sur l'évolution du prix du SPEDE utilisé par Énergir dans le cadre de l'Offre;
- Un scénario basé sur une prévision du prix du SPEDE réalisé par Dunsky en 2018;
- Un scénario basé une prévision du prix d'émission de GES dans le cadre du SPEDE selon ClearBlue.

Le tableau suivant présente la valeur des GES éliminés selon les trois scénarios sur la période 2022-2036.

Tableau AQCIE-CIFQ - 12 : Valeur des GES éliminés pour la clientèle résidentielle.

Scénario	Période 2022-2036					
	M\$ 2022	M\$ courants	2022	2025	2030	2036
Prévision Énergir	52,6	86,7	0,60	2,54	6,32	11,85
Prévision Dunsky	204,3	350,4	0,57	6,56	23,83	59,61
Prévision ClearBlue	■	■	■	■	■	■

À partir des coûts supplémentaires en ressources et des coûts évités en ressources établis ci-dessus, l'AQCIE et le CIFQ présentent le tableau suivant qui montre les résultats du TCTR, selon les trois scénarios relatifs au prix des GES sur la période 2022-2036 pour la clientèle résidentielle.

Tableau AQCIE-CIFQ 13 ; Résultats du TCTR selon les trois scénarios sur la période 2022-2036 pour la clientèle résidentielle.

Scénario	Période 2022-2036					
	M\$ 2022	M\$ courants	2022	2025	2030	2036
Prévision Énergir	-1029,2	-1688,0	-9,3	-38,9	-147,4	-198,4
Prévision Dunsky	-877,5	-1424,3	-9,4	-34,8	-129,9	-150,7
Prévision ClearBlue	■	■	■	■	■	■

On peut constater que le TCTR est nettement négatif pour les trois scénarios de prix des GES. Selon le scénario « Prévision ClearBlue » l'impact négatif est de ■ M\$ actualisés à l'année 2022, alors que selon la « Prévision Dunsky », l'impact négatif est de 877,5 M\$2022.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, ces résultats démontrent clairement que l'Offre n'est pas *au meilleur coût pour la société*.

Par ailleurs, selon les Distributeurs, *l'Offre a notamment pour objectif une diminution des ventes de gaz naturel en dehors des heures de pointe, ce qui se traduit par une augmentation des ventes d'électricité, non pas dans une perspective étroite de rentabilité, mais dans celle plus large de la réduction des émissions de GES. Elle origine ainsi plutôt d'une volonté de décarboner le chauffage des bâtiments au moyen d'une conversion de ces derniers à la biénergie au gaz naturel, tel que clairement exprimé par le Gouvernement à travers le PEV 2030, son PMO 2021- 2026 et le Décret. Ainsi, la question de la rentabilité de l'Offre ne saurait ici être une condition essentielle afin de reconnaître ou non le principe général demandé par les Distributeurs.*³²

Ainsi, selon les Distributeurs, la rentabilité n'est pas essentielle, mais l'Offre doit être considérée dans une perspective plus large de réduction de GES et d'une volonté de décarboner le chauffage des bâtiments.

À cet effet, dans leur demande de renseignements, l'AQCIE et le CIFQ mentionnent les 6 mesures suivantes identifiées dans le Plan de mise en œuvre en vue de réduire de 50 % des émissions de GES liées au chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels à l'horizon 2030 par rapport à 1990 :

- Soutenir la récupération et la valorisation de la chaleur;
- Renforcer l'efficacité énergétique dans les bâtiments commerciaux et

³² B-0042, page 56

institutionnels;

- *Soutenir la conversion vers l'électricité dans les bâtiments résidentiels;*
- *Soutenir la conversion vers l'électricité et d'autres énergies renouvelables dans les bâtiments commerciaux et institutionnels;*
- *Soutenir la conversion du gaz naturel vers l'électricité, et la biénergie pour la gestion de la pointe;*
- *Mettre en place des normes et des réglementations pour réduire l'utilisation des énergies fossiles.*³³

En réponse à une demande, d'indiquer la réduction de GES visée pour chacune des autres mesures identifiées, ainsi que de fournir le coût unitaire de réduction de GES pour chacune de ces mesures les Distributeurs mentionnent qu'ils ne disposent pas de cette information.³⁴

On doit donc conclure que d'une part l'offre n'est pas au meilleur coût pour la société comme cela a été démontré plus haut et que d'autre part il n'est pas possible d'affirmer que l'Offre est préférable aux autres mesures identifiées au Plan de mise en œuvre.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, la conversion du gaz vers la biénergie n'est pas une option à retenir pour réduire les GES de façon efficiente. Étant donné que le coût unitaire de la réduction dépasse largement le prix prévu des unités d'émission dans le cadre du SPEDE et le prix marginal de 300 \$/tCO₂éq indiqué au rapport Trajectoire de réduction d'émission de GES du Québec – Horizon 2030 et 2050 mentionné plus haut, il apparaît que d'autres mesures de réduction moins coûteuses devraient être privilégiées au bénéfice de la collectivité.

4- La Contribution de HQD

La demande des Distributeurs est notamment de :

***RECONNAÎTRE** un principe général selon lequel la contribution pour la réduction des GES, ainsi que de 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 tarifs ;*

***RECONNAÎTRE** 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'Énergir pour la fixation de ses tarifs ;*

Si les Distributeurs estiment qu'il est nécessaire de faire cette demande, cela implique que la Régie a le pouvoir d'accepter ou de refuser cette demande.

³³ B-0038, page 34

³⁴ IBID

L'article 52.1 de la Loi énumère les éléments dont la Régie doit tenir compte pour fixer le tarif applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs :

52.1. Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, des montants d'aide financière accordés et versés en vertu de l'article 39.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) dans la mesure où le distributeur n'a pas été remboursé de ces montants et, en y apportant les adaptations nécessaires, des paragraphes 6° à 10° du premier alinéa de l'article 49 ainsi que des deuxième et troisième alinéas de ce même article. La Régie s'assure également que les ajustements au tarif L intègrent l'évolution des coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale alloués à cette catégorie.

L'article 39.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec mentionné dans cet article se lit comme suit :

39.0.1. La Société peut accorder une aide financière, destinée à défrayer les coûts du matériel fixe nécessaire à l'électrification de services de transport collectif, à un organisme public de transport en commun visé aux articles 88.1 ou 88.7 de la Loi sur les transports (chapitre T-12), à la Caisse de dépôt et placement du Québec ou à l'une de ses filiales en propriété exclusive au sens de l'article 88.15 de cette loi.

De plus, l'article 52.1.2 de la Loi mentionne notamment :

La Régie tient également compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.

C'est dans cette perspective générale que doit être examinée la demande du versement d'une Contribution de HQD vers Énergir.

Nature de la Contribution

En réponse à une demande de la Régie, les Distributeurs mentionnent que *le montant de la Contribution GES est le fruit d'une négociation entre les Distributeurs. Cette somme a été convenue entre les directions d'Hydro-Québec et d'Énergir. De ce fait, les Distributeurs ne sont pas en mesure de quantifier les composantes de l'écart puisque le montant ne découle pas d'un calcul précis.*³⁵

Les Distributeurs mentionnent également qu'on ne peut associer la Contribution GES à un coût, elle est un transfert de fonds entre les Distributeurs et non une dépense de

³⁵ B-0016, page 4

décarbonation³⁶ et elle doit refléter la perte de revenus d'Énergir.³⁷ Elle couvre environ 80 % des pertes de revenus associées aux volumes perdus.³⁸

L'AQCIE et le CIFQ comprennent donc que la Contribution n'est pas un coût, mais un transfert de fonds entre distributeurs pour permettre de compenser une partie des revenus perdus par l'un des distributeurs. De plus le montant de la Contribution ne résulte pas d'un calcul précis mais est le résultat d'une négociation entre deux distributeurs.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, la nature de la Contribution ne correspond à aucun des éléments dont doit tenir compte la Régie pour la détermination du revenu requis aux fins de fixation des tarifs. Il n'est indiqué nulle part dans la Loi qu'un distributeur d'électricité doit compenser un distributeur gazier pour une diminution de revenus résultant d'un transfert de la consommation d'un client. Une telle Contribution n'est manifestement pas requise pour que HQD puisse servir sa clientèle électrique. Une telle contribution irait à l'encontre des principes reconnus de tarification et de réglementation d'un service d'utilité publique.

Un tarif d'électricité n'est pas un moyen de socialisation de mesures de soutien à des distributeurs gaziers qui subissent une perte de revenu. Si le gouvernement désire socialiser cette perte de revenu d'un distributeur de gaz naturel, il doit apporter lui-même une aide financière supportée par l'ensemble des contribuables.

En fait, la Contribution impose aux clients de HQD une augmentation de tarif pour permettre aux actionnaires d'Énergir de continuer à obtenir leur rendement autorisé par la Régie. Or, dans la détermination de ce rendement autorisé pour Énergir, la Régie a déjà tenu compte du risque d'affaires et du risque réglementaire, légal et politique d'exploiter un réseau de distribution d'un produit considéré comme une énergie fossile (le gaz naturel). Le contexte social et financier change et entraîne une réalisation du risque d'affaires d'Énergir, vu la réduction voulue de l'utilisation du gaz naturel au Québec.

Il est inacceptable de demander que le risque d'exploitation d'Énergir, déjà couvert par l'octroi de prime de risque dans l'établissement du taux de rendement autorisé d'Énergir, soit à nouveau compensé et ce maintenant, par les consommateurs d'électricité.

Par ailleurs, les conclusions recherchées auprès de la Régie par les Distributeurs, dans un contexte autre que l'étude d'un dossier tarifaire, vont bien au-delà de la recherche d'un énoncé de principes généraux au sens de l'article 32 (3^o) de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Elles visent plutôt à lier la Régie, et par voie de conséquence les consommateurs, à une méthode d'établissement d'une contribution contenue dans une entente déjà négociée et conclue entre les Distributeurs pour les 20 prochaines années. Or, la Régie doit avoir la possibilité, dans le cadre d'un dossier tarifaire, d'évaluer le caractère approprié d'une méthode de calcul d'une composante d'un revenu requis en fonction du contexte qui existera lors de chaque demande tarifaire.

³⁶ B-0043, page 3

³⁷ B-0034, page 45

³⁸ B-0041, page 15

Ces aspects seront traités plus à fond lors de l'argumentation de l'AQCIE et du CIFQ.

Par ailleurs, il a été démontré plus haut que le coût de réduction des GES selon le scénario biénergie n'est pas économiquement efficient pour la réduction des GES. Dans les circonstances, il n'apparaît pas justifiable qu'une Contribution soit versée pour permettre la réalisation de l'Offre.

De plus, la Contribution de 85 M\$ en 2030 telle qu'évaluée à l'Entente n'est pas équitable pour les raisons suivantes :

- elle ne prend pas en considération les appuis financiers que chacun des Distributeurs devront offrir pour assurer la réalisation des conversions³⁹;
- l'impact tarifaire résultant du versement de cette Contribution n'est pas le même pour Énergir et HQD comme on peut le constater aux tableaux 41 et 42 de B-0034 où il est indiqué qu'à la suite de la Contribution l'impact tarifaire est de 0,9% pour Énergir et de 1,4% pour HQD. Cela va donc à l'encontre même de la préoccupation gouvernementale exprimée à l'effet que l'impact tarifaire entre les clients des deux distributeurs devraient être équilibré ;⁴⁰

5- Le cas des clients assujettis au SPEDE

Les informations suivantes concernant le SPEDE se retrouvent sur le site internet du gouvernement.⁴¹

Le SPEDE est un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) qui vise les entreprises dont les établissements émettent 25 000 tonnes métriques en équivalent CO₂ (t éq. CO₂) ou plus par année.

Les émetteurs d'émissions peuvent se procurer des droits d'émission lors de ventes aux enchères du gouvernement, en les achetant d'autres participants ou en achetant des crédits compensatoires.

Les ventes aux enchères sont ouvertes à tous les émetteurs et aux autres participants inscrits au système CITSS. Le prix de vente final de chaque unité d'émission équivaut à l'offre la plus basse permettant d'allouer la dernière unité disponible

Toutes les sommes recueillies dans le cadre des ventes aux enchères sont versées au Fonds vert du Québec et sont consacrées au financement des multiples initiatives du Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques visant à réduire les émissions de GES et à aider la société québécoise à s'adapter aux impacts des changements climatiques.

³⁹ B-0038, page 41

⁴⁰ B-0034, page 42

⁴¹ <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/documents-spede/en-bref.pdf>

Plusieurs membres de l'AQCIE et du CIFQ sont assujettis au SPEDE et participent aux enchères en achetant ou en vendant des droits d'émission au prix du marché.

Ainsi, d'une part ils achètent des droits d'émission au prix du marché et d'autre part, par l'augmentation de leur tarif due à la réalisation de l'Offre, ils participeraient au coût de réduction des GES à un prix de beaucoup supérieur au prix de marché prévu notamment par ClearBlue.

Cette situation n'est pas équitable pour eux et diminue leur niveau de compétitivité vis-à-vis de concurrents qui ne sont pas clients d'Énergir et de HQD.

En réponse à une demande de l'ACIG d'expliquer l'imposition d'un surcoût aux clients industriels qui ont déjà des obligations en vertu du SPEDE, les Distributeurs mentionnent :

Comme mentionné à la réponse à la question 4.1.1, l'Offre découle d'une demande du Gouvernement. Cette demande fait suite aux objectifs de réductions des GES dans le secteur des bâtiments, et dans une perspective plus globale, à des objectifs de réduction de GES de toute l'économie.

De plus, les Distributeurs rappellent que l'impact tarifaire pour l'ensemble de leurs clients serait encore plus élevé en l'absence de leur effort conjoint. L'Offre est bénéfique pour tous, permettant non seulement de réduire les émissions de GES, mais également les coûts et les pertes de revenus liés à la conversion vers l'électricité. Il est donc équitable que l'ensemble de la clientèle, incluant les clients industriels, y contribue.

De plus, la socialisation des manques à gagner associées à l'Offre permet de minimiser les impacts tarifaires pour les clients ciblés afin de favoriser l'adoption de celle-ci et d'atteindre les cibles en matière de réduction des émissions de GES. En effet, en faisant assumer les impacts tarifaires par les clients participants, l'adoption au service serait moins favorisée, ce qui nuirait au déploiement de l'Offre, et aux réductions de GES qu'elle devrait générer.⁴²

Selon l'AQCIE et le CIFQ il est erroné d'affirmer que *l'impact tarifaire pour l'ensemble de leurs clients serait encore plus élevé en l'absence de leur effort conjoint*. Nous comprenons que cette affirmation réfère à la comparaison de l'impact tarifaire entre un scénario TAÉ et un scénario biénergie. Or une telle comparaison n'est pas valable puisqu'un scénario TAÉ n'est pas réaliste.

De plus, l'imposition à ces clients industriels d'une contribution pour un coût de réduction de GES beaucoup plus élevé que le prix que ceux-ci assument dans le cadre du SPEDE n'est pas justifiée par les Distributeurs.

L'AQCIE et le CIFQ considèrent que les clients qui sont assujettis au SPEDE participent déjà à la réduction des GES, soit par le biais du SPEDE ou par des

⁴² B-0036, page 13

investissements qu'ils réalisent pour mettre en place des procédés moins émetteur de CO₂. Il n'est donc pas équitable qu'ils participent au paiement d'un montant associé à une réduction de GES des clients du distributeur gazier. Cela va à l'encontre du principe pollueur-payeur sur lequel est basé le SPEDE. Cela affectera également la compétitivité du tarif d'électricité en incluant des coûts qui n'ont rien avoir avec le coût du service offert aux consommateurs d'électricité.