

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2022-061	R-4169-2021	19 mai 2022
Phase 1		

PRÉSENTS :

Louise Rozon
François Émond
Pierre Dupont
Régisseurs

Énergir, s.e.c.
et
Hydro-Québec
Demanderesses

et

**Intervenants et observateurs dont les noms apparaissent
ci-après**

Décision sur le fond

*Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation
du chauffage des bâtiments*

Demanderesses :

Énergir, s.e.c.

représentée par M^{es} Hugo Sigouin-Plasse et Philip Thibodeau;

Hydro-Québec

représentée par M^{es} Joelle Cardinal et Jean-Olivier Tremblay.

Intervenants :

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

représentée par M^{es} Paule Hamelin et Nicolas Dubé;

Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)

représenté par M^e Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)

représenté par M^e Sylvain Lanoix;

Association québécoise du propane (AQP)

représentée par M^e André Turmel;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI)

représentée par M^{es} Jean-Philippe Therriault et Mélina Cardinal-Bradette;

Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)

représenté par M^e Geneviève Paquet;

Option consommateurs (OC)**représentée par M^e Éric McDevitt David;****Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)****représenté par M^{es} Franklin S. Gertler et Gabrielle Champigny;****Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)****représenté par M^e Jocelyn Ouellette;****Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉE)****représenté par M^e Dominique Neuman.****Observateurs.:****Action Environnement Basses-Laurentides;****Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);****M. Normand Beaudet;****M. François Beaulé;****Mme Françoise Brunelle;****Conseil Patronal de l'Environnement du Québec (CPEQ);****Conseil du patronat du Québec (CPQ);****CoopPOHE;****Équiterre;****Fédération des chambres de commerce du Québec (FCCQ);**

Greenpeace;

GroupMobilisation (BMob);

Mouvement écocitoyen UNE planète;

Nature Québec;

Prospérité sans pétrole (PSP);

Regroupement vigilance hydrocarbures Québec (RVHQ);

Mme Danielle Rochette.

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	8
2.	CONCLUSIONS PRINCIPALES	11
3.	COMPÉTENCE DE LA RÉGIE.....	11
4.	CONTEXTE ET ENCADREMENT DE LA DEMANDE	19
5.	SCÉNARIOS DE CONVERSION	27
	5.1 Position des Distributeurs	27
	5.2 Positions des intervenants	38
	5.3 Réplique des Distributeurs	44
	5.4 Opinion de la Régie.....	47
6.	PROJET D’OFFRE BIÉNERGIE	52
	6.1 L’Entente de collaboration et l’Offre biénergie.....	52
	6.2 Les nouveaux bâtiments	59
	6.3 L’application du tarif DT et risque de migration au TAÉ.....	63
	6.4 La stratégie de mise en marché	71
7.	POUVOIR DE LA RÉGIE.....	79
	7.1 Position des Distributeurs	79
	7.2 Positions des intervenants	82
	7.3 Réplique des Distributeurs	89
	7.4 Opinion de la Régie.....	92
8.	CONTRIBUTION GES ET IMPACTS TARIFAIRES	123
	8.1 Position des Distributeurs	123
	8.2 Position des intervenants.....	127
	8.3 Réplique des Distributeurs	130
	8.4 Opinion de la Régie.....	131
9.	MÉTHODE D’ÉTABLISSEMENT DE LA CONTRIBUTION GES	135
	9.1 Position des Distributeurs	135
	9.2 Positions des intervenants	138
	9.3 Réplique des Distributeurs	140
	9.4 Opinion de la Régie.....	141

10. RECONNAISSANCE DU PRINCIPE GÉNÉRAL.....	142
10.1 Grands principes en matière tarifaire	142
10.2 Principe général demandé par les Distributeurs.....	150
11. MODIFICATIONS AUX <i>CONDITIONS DE SERVICES DES</i>	
 DISTRIBUTEURS	153
11.1 Modifications aux Conditions de service d’HQD.....	153
11.2 Modifications proposées aux <i>Conditions de service et Tarif</i> d’Énergir	156
12. TRAITEMENTS COMPTABLE ET RÉGLEMENTAIRE.....	158
12.1 Position des Distributeurs	158
12.2 Positions des intervenants	162
12.3 Opinion de la Régie.....	163
13. SUIVIS RÉGLEMENTAIRES	163
14. OPINION DISSIDENTE DU RÉGISSEUR FRANÇOIS ÉMOND	165
14.1 Compétence de la régie à énoncer des principes généraux	167
14.2 Principe général demandé par Hydro-Québec Distribution.....	172
14.3 Principe général demandé par Énergir	189
14.4 Les nouveaux bâtiments	190
14.5 Autres options	191
14.6 Processus de reddition de comptes.....	193
DISPOSITIF :.....	194
ANNEXE.....	196
LEXIQUE	197

1. INTRODUCTION

[1] Le 16 septembre 2021, Énergir, s.e.c. (Énergir) et Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (HQD) (collectivement les Distributeurs ou les Demanderesses) déposent une demande conjointe à la Régie de l'énergie (la Régie) relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments¹. La demande est présentée en vertu des articles 31 (1) (1^o), 31 (1) (5^o) et 32 (1) (3^o) de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (la Loi).

[2] Elle s'inscrit dans le cadre de la *Politique énergétique 2030*³, du *Plan pour une économie verte 2030*⁴ (le PÉV 2030) et du plan de mise en œuvre du PÉV 2030⁵ couvrant la période 2021-2026 (le PMO 2021-2026)⁶ du gouvernement du Québec (le Gouvernement).

[3] Elle s'inscrit également dans le cadre du décret 874-2021⁷ (le Décret) édicté en date du 23 juin 2021, dans lequel le Gouvernement indique à la Régie ses préoccupations économiques, sociales et environnementales à l'égard des moyens devant être mis en place pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) issues du chauffage des bâtiments d'ici 2030⁸.

[4] Le 13 juillet 2021, les Demanderesses concluent une *Entente de collaboration relativement au projet favorisant la décarbonation dans le chauffage des bâtiments grâce à la biénergie électricité – gaz naturel* (l'Entente de collaboration) d'une durée de 20 ans⁹, laquelle est amendée le 12 novembre 2021¹⁰.

[5] Le 29 septembre 2021, la Régie rend sa décision D-2021-125¹¹ dans laquelle elle accepte de procéder à l'examen du dossier en deux phases, tel que proposé par les Demanderesses. La phase 1 porte sur la reconnaissance d'un principe général dans le but d'assurer le déploiement d'une offre biénergie électricité – gaz naturel destinée au secteur

¹ Pièce [B-0003](#).

² [RLRQ, c. R-6.01](#).

³ [Politique énergétique 2030](#).

⁴ [Politique-cadre d'électrification et de changements climatiques, le Plan pour une économie verte 2030](#).

⁵ [Plan de mise en œuvre 2021-2026 du Plan pour une économie verte 2030](#).

⁶ Pièce [B-0003](#), p. 2, par. 5.

⁷ Pièce [B-0016](#), p. 58, annexe Q-1.1.

⁸ Pièce [B-0003](#), p. 3, par. 12.

⁹ Pièce [B-0005](#), p. 63, annexe A.

¹⁰ Pièce [B-0030](#), p. 83, annexe A.

¹¹ Décision [D-2021-125](#).

résidentiel. La phase 2 portera sur la fixation d'un tarif biénergie pour les secteurs commercial et institutionnel. Enfin, la Régie fixe l'échéancier de traitement de la première phase du dossier.

[6] Le 13 octobre 2021, la Régie transmet sa demande de renseignements (DDR) n° 1 aux Demanderesses¹².

[7] Le 26 octobre 2021, les Demanderesses déposent leurs réponses à la DDR n° 1 de la Régie¹³.

[8] Le 29 octobre, la Régie rend sa décision procédurale D-2021-138¹⁴ dans laquelle, notamment, elle précise le cadre d'examen de la phase 1, fixe la tenue d'une séance de travail le 10 novembre 2021 et accorde le statut d'intervenant aux personnes intéressées suivantes : l'ACIG, l'AHQ-ARQ, l'AQP, l'AQCIE-CIFQ, la FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ, le ROEÉ et le RTIEÉ. Elle se prononce également sur les budgets de participation soumis par les intervenants reconnus.

[9] Le 9 novembre 2021, les Demanderesses déposent leur présentation pour la séance de travail du 10 novembre 2021, laquelle sera révisée par la suite¹⁵.

[10] Le 10 novembre 2021, la séance de travail a lieu par visioconférence et les Demanderesses déposent une version révisée de leurs réponses à la DDR n° 1 de la Régie¹⁶ ainsi qu'une demande amendée¹⁷ présentée en vertu des articles 31 (1) (1°), 31 (1) (5°), 32 (1) (3°), 48, 49, 50, 51, 52.1, 52.2 et 52.3 de la Loi (la Demande).

[11] Du 8 décembre 2021 au 18 février 2022, les Demanderesses déposent leurs réponses aux DDR de la Régie et des intervenants¹⁸.

¹² Pièce [A-0006](#).

¹³ Pièces [B-0014](#) et [B-0016](#).

¹⁴ Décision [D-2021-138](#).

¹⁵ Pièces [B-0022](#) et [B-0031](#).

¹⁶ Pièce [B-0027](#).

¹⁷ Pièce [B-0024](#).

¹⁸ Pièces [B-0036](#), [B-0037](#), [B-0038](#), [B-0040](#), [B-0041](#), [B-0042](#), [B-0043](#), [B-0044](#), [B-0045](#), [B-0056](#), [B-0059](#), [B-0066](#), [B-0069](#), [B-0076](#), [B-0077](#) et [B-0078](#)

[12] Le 22 décembre 2021, la Régie rend sa décision D-2021-172 relative aux contestations du GRAME et du RNCREQ de certaines réponses des Demanderesses à leurs DDR et à l'échéancier de traitement de la phase 1¹⁹.

[13] Du 6 janvier au 14 mars 2022, plusieurs observations sont déposées dans le cadre du présent dossier²⁰.

[14] Les 17 et 18 janvier 2022, l'ACIG, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, l'AQP, la FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ, le ROEÉ et le RTIEÉ déposent leur mémoire²¹.

[15] Le 3 février 2022, l'ACIG, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, la FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ et le ROEÉ déposent leurs réponses aux DDR de la Régie et des Demanderesses²².

[16] Du 21 février au 1^{er} mars 2022, la Régie tient une audience par visioconférence.

[17] Le 3 mars 2022, les Distributeurs confirment qu'ils n'entendent pas déposer de réplique à l'argumentation de la FCEI ainsi qu'à l'annexe au plan d'argumentation du RNCREQ²³.

[18] Le 4 mars 2022, la Régie informe les participants qu'elle entame son délibéré²⁴.

[19] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la Demande.

¹⁹ Décision [D-2021-172](#).

²⁰ [Régie de l'énergie – dossier R-4169-2021 \(Observations\)](#).

²¹ Pièces [C-ACIG-0012](#), [C-AHQ-ARQ-0010](#), [C-AQCIE-CIFQ-0013](#), [C-AQP-0014](#), [C-FCEI-0011](#), [C-GRAME-0011](#), [C-OC-0016](#), [C-RNCREQ-0013](#), [C-ROEÉ-0012](#), [C-ROEÉ-0013](#) et [C-RTIEÉ-0009](#).

²² Pièces [C-ACIG-0014](#), [C-AHQ-ARQ-0012](#), [C-AQCIE-CIFQ-0016](#), [C-AQCIE-CIFQ-0018](#), [C-FCEI-0013](#), [C-GRAME-0013](#), [C-OC-0019](#), [C-OC-0020](#), [C-RNCREQ-0016](#), [C-RNCREQ-0017](#) et [C-ROEÉ-0015](#).

²³ Pièce [B-0099](#).

²⁴ Pièce [A-0058](#).

2. CONCLUSIONS PRINCIPALES

[20] Afin de donner suite aux objectifs du Gouvernement émis dans ses politiques énergétiques et conformément au Décret, les Distributeurs soumettent une Demande à la Régie visant à permettre la mise en place d'une offre concertée de biénergie électricité – gaz naturel (l'Offre biénergie) et à en assurer le succès²⁵. L'objet de cette Demande consiste à reconnaître un principe général selon lequel la contribution pour la réduction des émissions de GES (la Contribution GES) et sa méthode d'établissement seront considérées aux fins de l'établissement du revenu requis des Distributeurs pour la fixation des tarifs. La Contribution GES permet d'équilibrer les impacts tarifaires par un partage des coûts découlant de l'Offre biénergie. Ce partage s'opérationnalisera par le versement annuel, par HQD, de la Contribution GES à Énergir.

[21] Pour les motifs exposés dans la présente décision, la Régie accueille la Demande. Elle demande notamment aux Distributeurs de déposer certaines informations relatives au déploiement de l'Offre biénergie en suivi règlementaire de la présente décision.

[22] De son côté, le régisseur dissident François Émond, bien qu'il adhère aux principes de transition énergétique qui sont évoqués dans le PÉV 2030, le PMO 2021-2026 et la *Politique énergétique 2030*, juge que la Régie n'a pas le pouvoir de reconnaître le principe général demandé par HQD pour les motifs qui sont évoqués à la section 14 de la Décision. De plus, il soumet deux solutions qui auraient permis aux Distributeurs de mettre en application leur Entente de collaboration sans avoir à faire reconnaître le principe général soumis devant la Régie à ce moment-ci.

3. COMPÉTENCE DE LA RÉGIE

[23] Dans la présente section, la Régie se prononce sur sa compétence de se saisir et de disposer du fond de la Demande.

²⁵ Pièce [B-0034](#), p. 5.

[24] La Régie a pris connaissance de l'ensemble des représentations des participants portant sur le cadre juridique et réglementaire de la Demande²⁶.

[25] Elle note que les Distributeurs, l'AHQ-ARQ et le RTIEÉ sont d'avis que le présent dossier et les conclusions recherchées sont au cœur de la compétence d'attribution de la Régie. La Demande constitue, selon eux, une étape préalable à la fixation des tarifs par la Régie ou, selon le RTIEÉ, à l'approbation du plan d'approvisionnement des Distributeurs.

[26] La Régie comprend des représentations du RNCREQ, du ROEEÉ et du GRAME qu'ils ne remettent pas en question sa compétence pour se saisir et disposer du fond de la Demande. En effet, le RNCREQ recommande à la Régie d'accueillir les modifications demandées aux conditions de service des Distributeurs et de procéder à l'examen de la phase 2 dans les meilleurs délais. Cependant cet intervenant est d'avis, qu'en vertu du cadre réglementaire en vigueur, la Régie ne peut énoncer le principe général demandé par les Distributeurs, une modification législative étant nécessaire. Pour sa part, le ROEEÉ considère que l'Offre biénergie ne constitue pas la meilleure solution de décarbonation et s'oppose à la Contribution GES, telle que proposée par les Distributeurs, notamment parce qu'elle ne respecte pas le principe du pollueur-payeur dont la Régie doit tenir compte en vertu de l'article 5 de la Loi. Également, le ROEEÉ soumet que la phase 1 du dossier ne relève pas de la compétence tarifaire de la Régie, considérant que les Distributeurs ne demandent pas, dans le cadre de cette phase, de fixer ou de modifier un tarif. Quant au GRAME, il formule diverses recommandations notamment à l'égard de l'Offre biénergie et de la méthode d'établissement de la Contribution GES. Cet intervenant recommande à la Régie de reconnaître le principe général d'une Contribution GES, sous réserve de recommandations d'ajustements de cette contribution qu'il précise dans son mémoire²⁷.

[27] La FCEI a pris connaissance de la position des Distributeurs quant à la compétence de la Régie dans le présent dossier et s'en remet à la discrétion de la Régie à cet égard.

[28] L'AQP, l'ACIG, l'AQCIE-CIFQ et OC sont d'avis que la Demande n'est pas conforme au cadre réglementaire que la Régie doit appliquer lorsqu'elle exerce ses fonctions. La Régie comprend que ces intervenants ne plaident pas qu'elle n'a pas compétence pour se saisir et disposer du fond de la Demande. Toutefois, l'ACIG et OC

²⁶ Pièces [B-0095](#), [B-0096](#), [C-ACIG-0022](#), [C-AHQ-ARQ-0018](#), [C-AQCIE-CIFQ-0030](#), [C-AQP-0020](#), [C-FCEI-0017](#), [C-GRAME-0020](#), [C-OC-0029](#), [C-RNCREQ-0024](#), [C-ROEEÉ-0021](#) et [C-RTIEÉ-0019](#).

²⁷ Pièce [C-GRAME-0011](#), p. 40.

soumettent, tout comme le ROÉÉ, que la phase 1 du dossier ne relève pas de la compétence tarifaire de la Régie.

Opinion de la Régie

[29] Tel que précisé à plusieurs reprises dans ses décisions antérieures²⁸, la Régie est un tribunal de régulation économique dans le secteur de l'énergie qui possède une compétence d'attribution, c'est-à-dire que sa compétence lui est spécifiquement attribuée par sa loi constitutive.

[30] Pour déterminer si elle a compétence pour se saisir et disposer du fond de la Demande, la Régie applique les enseignements de la Cour suprême du Canada, notamment dans les affaires *Nolan c. Kerry (Canada) inc.* et *Bell Canada c. Bell Aliant Communications régionales*²⁹ :

« [31] La question de savoir si le Tribunal peut ordonner le paiement des dépens à même la caisse exige l'interprétation de la loi créant le Tribunal, la Loi de 1997 sur la Commission des services financiers de l'Ontario, L.O. 1997, ch. 28. Comme l'a souligné la Cour dans *Dunsmuir*, par. 54, '[l]orsqu'un tribunal administratif interprète sa propre loi constitutive ou une loi étroitement liée à son mandat et dont il a une connaissance approfondie, la déférence est habituellement de mise '.

[32] En revanche, la Cour a affirmé dans *Dunsmuir*, par. 59: ' Un organisme administratif doit également statuer correctement sur une question touchant véritablement à la compétence ou à la constitutionnalité'. Elle a toutefois ajouté qu'il importe 'de considérer la compétence avec rigueur' et que les véritables questions de compétence ont 'une portée restreinte'.

[33] Les tribunaux administratifs sont constitués par la loi et les questions portant sur leurs pouvoirs qui nécessitent l'interprétation de la loi constitutive pourraient en un sens être qualifiées de questions de compétence. Dans *Dunsmuir*, par. 59, la Cour recommande toutefois aux tribunaux de faire preuve de prudence lorsqu'ils décident s'il s'agit de questions de compétence, par crainte de revenir 'à la théorie

²⁸ Dossier R-4043-2018, décision [D-2018-146](#), p. 29, par. 92, dossier R-3584-2013 Phase 1, décision [D-2014-037](#), p. 163, par. 610, P-110-2370, décision D-2013-052, p. 8 et 9, par. 28 et 29, dossier P-110-3193, décision D-2017-101, p. 6 et 7, par. 18 et 18 et dossier P-110-3170, décision D-2017-112, p. 7, par. 25.

²⁹ *Nolan c. Kerry (Canada) inc.*, [\[2009\] 2 R.C.S. 678](#), p. 697, *Bell Canada c. Bell Aliant Communications régionales* [\[2009\] 2 R.C.S. 764](#), p. 778 à 791, par. 28 à 57.

de la compétence ou de la condition préalable qui, dans ce domaine, a pesé sur la jurisprudence pendant de nombreuses années '.

[34] Selon ce qui ressort des par. 54 et 59 de Dunsmuir, la déférence est habituellement de mise lorsque le tribunal administratif interprète sa propre loi constitutive et il convient d'appliquer la norme de la décision correcte uniquement dans des cas exceptionnels, c'est-à-dire lorsque l'interprétation de cette loi soulève la question générale de la compétence du tribunal »³⁰. [nous soulignons]

[31] Selon ces enseignements, une véritable question de compétence ne se pose que de façon exceptionnelle et ne se définit qu'en fonction de l'objet ou du cadre de la demande qui est soumise et non en fonction des pouvoirs accordés explicitement ou implicitement par le législateur pour exercer cette compétence. Ainsi, la question de compétence réfère à la compétence d'attribution du tribunal soit à l'examen des dispositions législatives qui établissent cette compétence et non à l'examen des dispositions législatives qui énoncent les pouvoirs dont dispose le tribunal pour l'exercer³¹.

[32] Également, la Cour d'appel du Québec dans l'affaire *Domtar inc. c. Produits Kruger ltée* distingue la compétence de la Régie de ses pouvoirs pour l'exercer :

« [30] Il va de soi que toute question se rattachant à l'interprétation et à l'application de ces dispositions, y compris quant au statut de transporteur auxiliaire, relève de la Régie de l'énergie, tout différend issu de ces dispositions devant être réglé par voie de recours à cet organisme.

[...]

[35] Cela étant, il faut interpréter les pouvoirs conférés à la Régie de l'énergie de manière à ce que celle-ci puisse exercer ses fonctions et user pleinement de la compétence qui lui est dévolue par le législateur. Il ne s'agit pas, bien sûr, de l'investir de pouvoirs que la loi ne lui aurait pas donnés, mais, simplement, de donner leur entière portée à ceux qui lui ont été conférés.

[...]

³⁰ *Nolan c. Kerry (Canada) inc.*, [2009] 2 R.C.S. 678, p. 697, par. 31 à 34.

³¹ Développements récents en droit de la santé et sécurité au travail (2011). La distinction fondamentale entre la compétence et les pouvoirs d'un tribunal administratif : principes et application, notamment dans le contexte de la Commission des légions professionnelles, Barreau du Québec – Service de la formation continue.

[38] Il reste néanmoins que le législateur, outre les recours spécifiques qu'il a ainsi confiés à la Régie, attribue à celle-ci la compétence exclusive de « décider de toute autre demande soumise en vertu de la loi » (« decide any other application filed under this Act »). Ces termes sont suffisamment larges pour qu'on y voie, à l'instar de la juge de première instance, une habilitation générale à statuer sur toute demande qui, ne faisant pas l'objet d'un recours particulier, est néanmoins rattachée à la loi, à son interprétation ou à son application : tout différend de cette sorte relève de la Régie de l'énergie. Une telle interprétation est par ailleurs conforme à l'esprit de la loi, à sa structure générale, à son objectif et à la mission confiée à la Régie.

[...]

[40] Ayant ainsi compétence sur tout différend issu de l'article 76.1 L.R.é. ou rattaché à celui-ci, on doit conclure que la Régie de l'énergie a aussi, accessoirement mais nécessairement, la compétence de se prononcer sur l'applicabilité de cette disposition, notamment pour statuer sur la question de savoir si une personne exploite un réseau privé d'électricité au sens de la loi. Cette question fait du reste, elle aussi, appel à l'expertise de la Régie.

[41] Bref, la question de l'application de l'article 76.1 L.R.é. et celle de son applicabilité même, et donc la résolution du différend entre les parties, relèvent exclusivement de la Régie de l'énergie, et ce, en vertu :

- de l'économie générale de la loi;
- des paragraphes 2 et, surtout, 5 du premier alinéa de l'article 31 L.R.é., qui, vu l'objectif de la loi et la mission générale confiée à la Régie, doivent être interprétés comme attribuant à cet organisme, par implication nécessaire, la compétence pour statuer sur un différend rattaché à l'article 76.1 L.R.é. »³².

[notes de bas de page omises] [nous soulignons]

[33] Autrement dit, la détermination de la portée des pouvoirs de la Régie pour exercer sa compétence est une chose alors que la question générale de sa compétence en est une autre. Pour répondre à la question générale de compétence, il faut déterminer si l'objet de la demande dont la Régie est saisie relève des compétences que le législateur lui a attribuées en vertu de sa loi constitutive. C'est seulement après avoir répondu positivement à cette première question qu'il devient utile de définir l'étendue des pouvoirs accordés par le législateur pour exercer cette compétence.

³² Domtar inc. c. Produits Kruger ltée, [2010 QCCA 1934](#), p. 7 à 12.

[34] Ainsi, dans le présent dossier, la Régie doit d'abord décider si elle a compétence pour se saisir et disposer du fond de la Demande, non pas en déterminant si elle a le pouvoir d'inclure la Contribution GES dans les revenus requis des Distributeurs pour la fixation des tarifs, mais plutôt en déterminant si l'objet de la Demande relève de la compétence que le législateur lui a attribuée notamment en vertu de l'article 31 de la Loi.

[35] La Régie juge qu'il est important de faire cette distinction puisque c'est uniquement lorsqu'elle a compétence pour se saisir et disposer du fond d'une demande qu'elle aura à tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le Gouvernement par décret et de l'article 5 de la Loi, qui mentionne que :

« [5] Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif ».

[36] La Régie appliquait ce principe dans sa décision D-2013-036³³ portant sur la détermination du taux de rendement de Société en commandite Gaz Métro (aujourd'hui Énergir) en précisant que c'est lorsqu'elle exerce sa compétence que la Régie doit appliquer l'article 5 de la Loi :

« [20] [...] De plus, lorsqu'elle exerce l'une ou l'autre de ses compétences, la Régie doit assurer « la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable » [note de bas de page omise] du distributeur ».

[37] En l'espèce, à la lumière de ce qui précède, la Régie doit déterminer l'objet de la Demande et juger si elle relève de sa compétence.

Objet de la Demande

[38] Dans le cadre de la phase 1 du dossier, les Distributeurs demandent à la Régie de :

³³ Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision [D-2013-036](#), p. 9, par. 20.

« 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'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;

APPROUVER les modifications aux Conditions de service d'Hydro-Québec, tel que présentées à la pièce HQD ÉNERGIR-1, document 2;

PRENDRE ACTE des traitements comptable et réglementaire qui seront implantés par Énergir à la suite du déploiement de l'Offre biénergie, le tout tels que présentés à la section 3 de la pièce HQD ÉNERGIR-1, Document 3;

APPROUVER les modifications à l'article 15.2.4 des Conditions de service et Tarif d'Énergir, telles que présentées à la pièce HQD-ÉNERGIR-1, Document 3 »³⁴.

[39] Les Demanderesses indiquent que la phase 1, bien qu'exposant globalement l'Offre biénergie afin d'en présenter une vue d'ensemble, ne traite que du marché résidentiel.

[40] Au cours des prochains mois, les Demanderesses comptent présenter à la Régie, dans le cadre de la seconde phase, une demande visant la fixation d'un nouveau tarif biénergie pour les clientèles commerciale et institutionnelle. Elles soulignent que les travaux entourant cette phase 2 sont actuellement en cours, mais que des analyses additionnelles sont requises pour proposer une Offre biénergie visant ces clientèles³⁵.

[41] Les Demanderesses soulignent que :

« 22. [...] le Projet vise la conversion des systèmes de chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels au gaz naturel vers la biénergie. Dans la mesure où les conditions requises par la Loi sont rencontrées, les Demanderesses présenteront ainsi dans une phase ultérieure au présent dossier une demande visant à fixer un tarif biénergie pour la clientèle commerciale et institutionnelle. La

³⁴ Pièce [B-0003](#), p. 6.

³⁵ Pièce [B-0005](#), p. 6.

fixation d'un nouveau tarif biénergie pour ces secteurs d'activités est nécessaire, car il n'existe pas d'offre tarifaire à la biénergie pour les clients commerciaux et institutionnels à l'heure actuelle »³⁶.

[42] La Régie constate que la Demande est en lien avec une activité qui consiste, dans une perspective de transition énergétique marquée par l'électrification de l'économie et la réduction des émissions de GES, à convertir des systèmes de chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels au gaz naturel vers la biénergie (le Projet biénergie). Cette activité tire profit de la complémentarité des réseaux électrique et gazier et vise à maximiser le potentiel d'électrification dans le secteur du chauffage des bâtiments à moindre coût pour l'ensemble des consommateurs d'énergie. Selon la preuve au dossier, le Projet biénergie occasionnerait des impacts tarifaires pour les Distributeurs. La Contribution GES vise à équilibrer ces impacts entre leurs clientèles respectives.

[43] Dans le cas d'Énergir, la réalisation du Projet biénergie occasionnerait des impacts tarifaires dès son dossier tarifaire 2022, compte tenu des pertes de revenus associées à la réduction de la consommation de gaz naturel chez les clients visés par l'Offre biénergie. Dans le cas d'HQD, cet impact tarifaire serait intégré lors de son prochain dossier tarifaire en 2025.

[44] En réponse à la DDR n° 1 de la Régie, les Demanderesses soumettent que dans le cas où la Régie accueille la Demande en phase 1, cela aurait nécessairement pour effet d'encadrer l'exercice de sa compétence tarifaire :

« [...] Dans leur demande conjointe, les Distributeurs demandent à la Régie d'énoncer des principes généraux applicables à la détermination des tarifs que fixera la Régie, plus particulièrement concernant la prise en compte du versement de la contribution pour la réduction des gaz à effet de serre (GES) (la Contribution GES) par Hydro-Québec à Énergir (les Distributeurs). La demande conjointe réfère ainsi, sous son titre, aux articles 31 al. 1 (1°), 31 al. 1 (5°) et 32 (3°) de la Loi, qui sont les articles spécifiques en lien direct avec les conclusions demandées par les Distributeurs dans le cadre de la phase 1 du dossier.

Si la Régie devait accueillir la demande et énoncer ces principes généraux, ceux-ci auront nécessairement pour conséquence d'encadrer, dans une étape ultérieure, lors de l'exercice qui aura lieu en 2025 en ce qui concerne HQD, l'exercice des compétences tarifaires de la Régie en application des articles 49 et 52.1 de la Loi.

³⁶ Pièce [B-0003](#), p. 5.

Plus particulièrement, l'application de l'article 32 (3°), que ce soit relativement à l'énonciation de principes généraux comme en l'espèce, ou encore à la détermination de taux de rendement, de méthodes d'allocation du coût de service ou de normes comptables, est une étape qui est nécessaire et incluse dans l'exercice des compétences tarifaires de la Régie et qui vient dès lors préciser, par l'effet de décisions de la Régie, l'application des articles 49 et 52.1 de la Loi, notamment. [...] »³⁷. [nous soulignons]

[45] En résumé, la Régie est saisie d'une Demande visant à énoncer un principe général qui sera applicable à l'établissement des revenus requis des Distributeurs pour la fixation de leurs tarifs respectifs. Cette Demande est en lien avec la réalisation du Projet biénergie.

[46] La possibilité pour la Régie d'énoncer des principes généraux en vertu de l'article 32 (1) (3°) de la Loi ne s'exerce pas dans l'abstrait ni de manière cloisonnée. Cette disposition permet à la Régie d'exercer efficacement sa compétence relative à la fixation des tarifs de distribution d'électricité et de gaz naturel. La Demande est en fait une étape préalable à la fixation des tarifs des Distributeurs et elle s'inscrit dans l'exercice de sa compétence exclusive en matière tarifaire prévue à l'article 31 (1) (1°) de la Loi. Il s'agit du champ de compétence principal de la Régie. D'ailleurs, aucun autre tribunal ne peut se saisir et disposer du fond d'une telle Demande.

[47] **En conséquence, la Régie juge qu'elle a compétence pour se saisir et disposer du fond de la Demande.**

[48] L'étendue des pouvoirs accordés par le législateur à la Régie pour l'exercice de sa compétence en matière tarifaire sera examinée à la section 7 de la présente décision.

4. CONTEXTE ET ENCADREMENT DE LA DEMANDE

[49] En novembre 2020, le Gouvernement publiait le PÉV 2030 à titre de politique cadre d'électrification et de lutte contre les changements climatiques. Ce plan énonce plus précisément les moyens devant être mis en place pour atteindre les cibles de réduction des

³⁷ Pièce [B-0016](#), p. 2.

émissions de GES que le Gouvernement s'est fixées et s'inscrit en continuité de sa *Politique énergétique 2030*. Au même moment, le Gouvernement lançait le PMO 2021-2026.

[50] Selon les Distributeurs, par son PÉV 2030, le Gouvernement démontre sa volonté de faire du Québec un leader de l'économie verte en s'appuyant fortement sur son énergie propre, l'électricité. Le Gouvernement y réitère son engagement à réduire les émissions de GES d'ici 2030 de 37,5 % par rapport à leur niveau de 1990 et trace la trajectoire vers la carboneutralité de la province à l'horizon 2050. La principale stratégie préconisée par le Gouvernement pour atteindre cette cible consiste en l'électrification de l'économie, notamment par une décarbonation du chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels³⁸.

[51] Pour atteindre les cibles prévues au PÉV 2030, le Gouvernement mise, notamment, sur une réduction de 50 % des émissions de GES liées au chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels³⁹.

[52] Cette stratégie s'appuie notamment sur une conversion partielle du chauffage au gaz naturel vers l'électricité. Pour ce faire, le Gouvernement a invité les Distributeurs à collaborer pour une électrification efficace des bâtiments des segments de marché visés, c'est-à-dire en minimisant l'enjeu de pointe du réseau électrique⁴⁰. Les Distributeurs soumettent que dans le PÉV 2030, le Gouvernement indique que l'électrification à 100 % du chauffage des bâtiments ne représenterait pas une utilisation optimale de l'électricité pour le Québec, considérant que cette approche créerait d'importants enjeux de pointe hivernale sur le réseau électrique.

[53] Le PÉV 2030 précise notamment ce qui suit :

« Le gouvernement innove en associant les deux principaux distributeurs d'énergie au Québec, Hydro-Québec et Énergir, dans l'objectif commun de réduire de 50 % les émissions de gaz à effet de serre issues du chauffage des bâtiments à l'horizon 2030.

³⁸ Pièce [B-0030](#), p. 6.

³⁹ Pièce [B-0024](#), p. 2, par. 7.

⁴⁰ Pièce [B-0005](#), p. 7, [Politique-cadre d'électrification et de changements climatiques, le Plan pour une économie verte 2030](#), p. 53 et 54.

Une conversion partielle du gaz naturel vers l'électricité s'inscrira dans une approche globale et équilibrée, fondée sur une complémentarité optimale des réseaux électrique et gazier, afin de maximiser les retombées économiques et de minimiser les coûts pour les clients. [...] »⁴¹.

[54] Les Demanderesses indiquent qu'elles ne pouvaient ignorer l'invitation du Gouvernement et qu'elles se devaient d'agir « [...] *non seulement parce que l'urgence climatique le requerrait, mais également en conformité avec cette politique énergétique du gouvernement et dans l'intérêt public* »⁴².

[55] Elles ajoutent que cette vision est également reprise dans le Décret par lequel le Gouvernement demande à la Régie, dans le contexte de la transition énergétique, de favoriser l'atteinte des cibles du PÉV 2030 et de son PMO 2021-2026 et de reconnaître notamment les efforts d'HQD et d'Énergir visant la réduction des émissions de GES dans le chauffage des bâtiments.

[56] Également, le Décret énonce plus précisément les préoccupations suivantes du Gouvernement :

« [...] »

1° Il y aurait lieu de favoriser l'atteinte des cibles du Plan pour une économie verte 2030 et de son Plan de mise en œuvre 2021-2026;

2° Il y aurait lieu de reconnaître le principe d'une approche complémentaire entre les deux sources d'énergie que sont l'électricité et le gaz naturel;

3° Il y aurait lieu de reconnaître les efforts d'Hydro-Québec et Énergir en faveur de la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le chauffage des bâtiments, dont le résultat prend la forme d'une solution conjointe et d'une entente négociée, dans le contexte de la transition énergétique, qui seront déposées auprès de la Régie de l'énergie;

4° 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

⁴¹ [Politique-cadre d'électrification et de changements climatiques, le Plan pour une économie verte 2030](#), p. 6.

⁴² Pièce [B-0096](#), p. 2, par. 8.

partie des clients actuels d'Énergir, et ce, afin d'équilibrer l'impact tarifaire entre les clients des deux distributeurs;

[...] »⁴³.

[57] Afin de donner suite aux objectifs du Gouvernement émis dans ses politiques énergétiques et conformément au Décret, les Demanderesses désirent mettre en place l'Offre biénergie et en assurer le succès.

[58] Dans sa décision D-2019-156⁴⁴, la Régie indiquait que dans l'exercice de ses fonctions, elle doit tenir compte des orientations gouvernementales inscrites à la *Politique énergétique 2030* :

« [51] On peut s'interroger sur la portée des termes « politiques énergétiques » qui, incidemment, ne sont pas définis à la Loi. Cependant, le seul fait que l'article 5 de la Loi ait été amendé dans le contexte d'une loi qui visait la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030, [...] implique nécessairement que cette modification avait pour objectif d'imposer la prise en compte des orientations gouvernementales inscrites dans cette politique énergétique.

[52] D'ailleurs, depuis l'amendement à l'article 5 de la Loi, la Régie a pris en compte les objectifs de la Politique énergétique 2030 à plusieurs reprises dans ses décisions [note de bas de page omise].

[53] Il ne fait aucun doute que dans l'exercice de ses fonctions, la Régie doit tenir compte des objectifs visés dans la Politique énergétique 2030, qui constitue un document officiel qui livre les orientations, les objectifs et les initiatives du gouvernement en matière énergétique ».

[59] Elle indiquait, un peu plus loin, qu'elle n'excluait pas que des orientations en matière de politiques énergétiques puissent être émises par d'autres véhicules qu'une politique énergétique officielle :

« [60] La Régie n'exclut pas que des orientations en matière de politiques énergétiques du gouvernement puissent être communiquées par un autre véhicule qu'une politique énergétique officielle. Par exemple, la Loi prévoit la possibilité pour le gouvernement d'émettre un décret afin que la Régie tienne compte de

⁴³ Pièce [B-0016](#), p. 60, annexe Q-1.1.

⁴⁴ Dossier R-4100-2019, décision [D-2019-156](#), p. 15 et 16, par. 51 à 53.

préoccupations économiques, sociales et environnementales [note de bas de page omise]. L'article 110 de la Loi prévoit également que le gouvernement peut donner à la Régie des directives sur l'orientation et les objectifs généraux à poursuivre »⁴⁵.

[60] Aussi, dans sa décision D-2021-096⁴⁶, la Régie précisait qu'elle devait tenir compte de la *Politique énergétique 2030*, telle que complémentée par le PÉV 2030 :

« [145] Les participants considèrent le PEV comme une politique énergétique au sens de l'article 5 de la Loi. La Politique cadre d'électrification énonce : « Dans cet esprit, le gouvernement compte notamment porter à 10 % le volume minimal de gaz naturel renouvelable qui devra être injecté dans le réseau de gaz naturel à l'horizon 2030 ».

[146] Le PEV est postérieur à la décision D-2020-057. Il faudra suivre l'évolution du Règlement annoncée par le gouvernement afin de constater si ce dernier entend être plus spécifique quant à la provenance du GNR.

[147] La Régie est d'avis qu'il lui faut tenir compte de la volonté gouvernementale exprimée dans la Politique énergétique, telle que complémentée par le PEV, de susciter l'émergence d'une filière de production de GNR au Québec. Toutefois, la Régie réitère que le simple fait qu'Énergir contracte du GNR avec des producteurs hors-Québec ne va pas, en soi, à l'encontre de ces politiques énergétiques. C'est pourquoi la Régie souligne à nouveau qu'elle demeure attentive à l'évolution de l'approvisionnement en GNR provenant de producteurs québécois tel que le démontrent les extraits de la décision D-2021-006 cités auparavant ».

[notes de bas de page omises]

[61] La Régie réitérait cette même position dans sa décision D-2021-158⁴⁷.

[62] Certains intervenants⁴⁸ ont plaidé que la Régie n'avait pas l'obligation de tenir compte du Décret, considérant que la phase 1 ne s'inscrit pas dans le cadre de la détermination et de l'application de tarifs, conformément au paragraphe 10 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi qui s'applique, pour HQD, en raison des articles 52.1 et 52.3 de la Loi et qui prévoit que :

⁴⁵ Dossier R-4100-2019, décision [D-2019-156](#), p. 17, par. 60.

⁴⁶ Dossier R-4008-2017, décision [D-2021-096](#), p. 40, par. 145 à 147.

⁴⁷ Dossier R-4008-2017, décision [D-2021-158](#), p. 31 et 32.

⁴⁸ Pièces [C-ACIG-0022](#), p. 15, par. 35, [C-OC-0029](#), p. 10 à 12 et [C-ROEE-0021](#), p. 7, par. 30.

« 49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif [...] de livraison ou d'emmagasiner de gaz naturel, la Régie doit notamment :

[...]

10° tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret;

[...]

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, en y apportant les adaptations nécessaires, des paragraphes 6° à 10° du premier alinéa de l'article 49 [...].

[...]

52.3 Les revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité sont établis en tenant compte des dispositions des paragraphes 1° à 10° du premier alinéa de l'article 49, du dernier alinéa de ce même article et des articles 50 et 51, compte tenu des adaptations nécessaires ». [nous soulignons]

[63] La Régie ne souscrit pas à cette position et juge, au contraire, qu'elle doit tenir compte du Décret, considérant que la Demande s'inscrit dans le cadre de sa compétence tarifaire, tel que plus amplement précisé à la section 3 de la présente décision. Au surplus, le fait d'avoir scindé le dossier en deux phases, à des fins procédurales, ne peut avoir comme conséquence de rendre le Décret inapplicable.

[64] Lors de l'audience, les Distributeurs mentionnent avoir déposé le présent dossier en phases, puisque leur but ultime est de déployer l'Offre biénergie le plus rapidement possible afin d'atteindre les cibles de réduction des émissions de GES. Considérant qu'un tarif biénergie est en vigueur pour le secteur résidentiel et que les technologies existantes facilitent le déploiement de l'Offre biénergie dans ce marché, les Demanderesses ont jugé qu'il était pertinent de déposer une première phase afin d'amorcer l'Offre biénergie pour ce secteur.

[65] Les Demanderesses confirment que la phase 2, visant la clientèle commerciale et institutionnelle, contiendra des conclusions tarifaires afin que l'Offre biénergie puisse être

offerte à cette clientèle. En audience, HQD mentionne que « [...] ça va prendre un décret pour se présenter en phase 2, étant donné que c'est un nouveau tarif »⁴⁹.

[66] Comme autre élément de contexte, notons que l'article 5 de la Loi a été modifié en décembre 2016 par la *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*⁵⁰ afin de prévoir le respect des objectifs des politiques énergétiques du Gouvernement par la Régie :

« 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif ». [nous soulignons]

[67] La Régie juge qu'il est utile de reprendre des extraits des propos tenus par le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles lors de l'étude, en commission parlementaire, de ces modifications proposées à l'article 5 de la Loi :

« [...] il est clair qu'à partir du moment où on veut prendre un virage vert au Québec il ne faut pas que la régie devienne un frein, il faut que, quand on parle de politiques énergétiques, ce sont des politiques essentiellement vertes dans lesquelles on veut aller dans cette direction-là. Alors, c'est pour ça. Ce n'est pas pour pouvoir contrôler la Régie de l'énergie, mais c'est pour pouvoir quand même faire avancer des projets qui, dans l'intérêt public de la société, sont des projets qui sont positifs. Alors, c'est en ce sens-là que ça a été écrit et fait de ce côté-là. J'imagine que vous ne pouvez pas être contre la transformation de notre société dans une société à moindre carbone, si on veut »⁵¹.

« [...] pour mieux répondre aux enjeux économiques, sociaux et environnementaux des consommateurs, des producteurs et des distributeurs d'énergie, cet article vise à confirmer que, dans l'exercice de ses fonctions, la régie doit prendre en compte les objectifs de politiques énergétiques que le gouvernement peut établir.

⁴⁹ Pièce [A-0044](#), p. 176.

⁵⁰ [Loi concernant la mise en oeuvre de la Politique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives](#) (LQ 2016, chapitre 35), chapitre II, article 3.

⁵¹ [Journal des débats de la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles](#), le 19 août 2016 – vol. 44, n° 84.

[...]

Alors, cet article-là vise à dire à la Régie de l'énergie : Quand on a des objectifs clairs dans une politique énergétique, vous devez en tenir compte. Donc, même si ça peut représenter une légère augmentation pour le consommateur, si c'est bon dans la réduction des GES, que c'est une mesure qui est positive pour l'ensemble, je pense qu'il faut l'adopter. Alors, c'est pour ça, pour nous, c'est un article qui est très important »⁵². [nous soulignons]

[68] L'article 5 de la Loi n'est pas attributif de compétence, mais la Régie doit en tenir compte dans l'exercice de ses fonctions. Dans sa décision D-2022-019⁵³, la Régie réitérait que bien que cet article n'infère pas d'obligation réglementaire, il n'en demeure pas moins qu'il s'agit d'une disposition déterminante aux fins de l'application de la Loi :

« [87] La Régie rappelle que l'article 5 de la Loi vise la considération des « objectifs des politiques énergétiques du gouvernement ». La disposition ne stipule aucun élément spécifique permettant de discriminer entre les différentes politiques énergétiques du gouvernement du Québec. En l'absence de telles précisions, toutes les politiques énergétiques, reconnues comme telles par la Régie, peuvent faire l'objet de considération dans l'exercice de ses fonctions, selon la pertinence qu'elle leur accorde en fonction de la nature du dossier et du respect du cadre réglementaire.

[...]

[91] Dépourvu du caractère requis pour inférer des obligations réglementaires, l'article 5 constitue néanmoins une disposition déterminante de la Loi, autour de laquelle la Régie exerce ses fonctions avec le souci de concilier l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable de l'entreprise réglementée. Également, elle doit favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

[92] En effet, comme mentionné précédemment, l'article 5 de la Loi est une toile de fond, un énoncé législatif des préoccupations que la Régie doit avoir en tête dans

⁵² [Journal des débats de la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles - Assemblée nationale du Québec](#), le 25 octobre 2016 – vol. 44, n° 89.

⁵³ Dossier R-4163-2021, décision [D-2022-019](#), p. 34 et 35, par. 87, 91 et 92.

l'exercice de ses fonctions. Conséquemment, les obligations qui incombent à la Régie en respect de l'article 5 de la Loi s'articule autour des principes de justice naturelle dont, en l'occurrence, la suffisance de la motivation de la Décision ».

[69] En résumé, la Régie considère que le Décret s'inscrit dans la continuité de la *Politique énergétique 2030*, du PÉV 2030 et de son PMO 2021-2026. L'article 5 de la Loi constitue la toile de fond de la manière par laquelle la Régie doit exercer ses fonctions. Elle juge que ces éléments doivent être considérés, en tant qu'éléments de contexte, pour évaluer la Demande et interpréter l'étendue des pouvoirs octroyés par le législateur pour lui permettre d'exercer efficacement sa compétence en matière tarifaire.

5. SCÉNARIOS DE CONVERSION

5.1 POSITION DES DISTRIBUTEURS

Potentiel de conversion

[70] Dans leur Demande, les Distributeurs présentent deux scénarios de conversion, soit le scénario tout à l'électricité (TAÉ) et le scénario biénergie, en réponse aux objectifs du Gouvernement relatifs à la décarbonation du chauffage des bâtiments qui utilisent actuellement le gaz naturel⁵⁴.

[71] Les Distributeurs soumettent que différentes analyses ont été réalisées afin de déterminer les volumes de gaz naturel devant être remplacés par l'électricité pour atteindre les cibles de réduction des émissions de GES fixées dans le PÉV 2030. Ainsi, des balises volumétriques ont été établies en tenant compte des solutions technologiques disponibles et du coût pour le client.

[72] Le scénario TAÉ vise à substituer complètement l'électricité au gaz naturel pour satisfaire les besoins de chauffage de l'eau et de l'espace des bâtiments. Dans le scénario biénergie la totalité des volumes correspondant au chauffage de l'eau est convertie à l'électricité. Cependant, seule une partie de l'électricité est substituée au gaz naturel pour satisfaire les besoins de chauffage de l'espace. Ce volume converti est estimé en fonction

⁵⁴ Pièce [B-0034](#), p. 17 à 21.

de la température de permutation effective, soit -9°C ou -12°C , selon qu'une thermopompe ou une chaudière résistive est utilisée pour le chauffage des bâtiments à l'électricité.

[73] Ces deux scénarios de conversion sont comparés à celui du chauffage tout au gaz naturel au niveau des émissions de GES. À cet égard, les Distributeurs affirment :

« Dans un contexte de décarbonation du chauffage des bâtiments, le scénario TAE constitue l'alternative à la biénergie »⁵⁵.

[74] Les réductions des ventes de gaz naturel, et donc d'émissions de GES, sont liées à l'augmentation de la part de l'électricité dans la consommation des clients d'Énergir. Les quantités de gaz naturel converties sont établies en fonction des hypothèses de taux d'adhésion et de volumes de marché traités à la section 6 de la présente décision.

[75] Les Distributeurs soumettent que le potentiel de conversion sera réalisé sur une période de 15 ans de façon linéaire, soit à raison de 1/15 par année. Ce qui signifie que, d'ici l'horizon 2030, 9/15 du potentiel de conversion devrait être réalisé.

[76] HQD présente l'impact en énergie (GWh) et en puissance (MW) du scénario TAÉ⁵⁶. En ce qui a trait au scénario biénergie, les Distributeurs indiquent qu'il s'agit du résultat de leurs efforts concertés *« pour atteindre les cibles du PEV 2030 à moindre coût pour la société »*. Pour établir l'impact en GWh et en MW du scénario TAÉ, les Demanderesses précisent :

« Pour le tableau 11, la méthode de calcul est la suivante :

- *Les volumes de gaz naturel sont d'abord convertis entièrement en GWh_{eq} thermiques selon l'efficacité moyenne des équipements au gaz naturel [80 %];*
- *L'hypothèse selon laquelle toute la charge de chauffage en pointe en mode TAE est assumée par des résistances électriques et que l'apport par les équipements efficaces est nul pendant ces périodes est retenue; [...] »⁵⁷.*

⁵⁵ Pièce [B-0034](#), p. 17.

⁵⁶ Pièce [B-0034](#), p. 18 et 19, tableaux 10 et 11.

⁵⁷ Pièce [B-0037](#), p. 12, R.3.2.

[77] HQD a prévu un effacement de 7,5 kW par adhérent à l'Offre biénergie même si cet effacement est considéré être de seulement 6,7 kW pour les adhérents au tarif DT par la biénergie au mazout ou au propane⁵⁸.

[78] La principale différence entre les scénarios TAÉ et biénergie provient de l'efficacité estimée des équipements électriques lorsque la température est inférieure à la température de permutation. Un équipement comme une thermopompe voit son efficacité décliner avec la température extérieure. La biénergie permet de maximiser les plages de fonctionnement en regard de la haute efficacité des thermopompes⁵⁹.

[79] Les Distributeurs établissent le potentiel de conversion relatif à la décarbonation des besoins de chauffage des bâtiments comme suit.

TABLEAU 1
POTENTIEL DE CONVERSION DES SCÉNARIOS
TAÉ ET BIÉNERGIE

	TAÉ			BIÉNERGIE		
	2025	2030	Potentiel	2025	2030	Potentiel
Energie (GWh)	1 314	2 957	4 929	817	1 837	3 062
Puissance (MW)	920	2 070	3 449	28	63	105
GES évitées (Mt CO2 eq.)	0,34	0,75	1,25	0,24	0,54	0,89

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0034](#), p. 18 à 21, tableaux 9 à 14.

[80] Le scénario TAÉ permet une réduction potentielle de 750 000 tonnes de GES à l'horizon 2030, comparativement à 540 000 tonnes pour le scénario biénergie.

Analyse des coûts

[81] Les Distributeurs procèdent à l'analyse comparative des coûts des deux scénarios de conversion. La principale différence réside dans le fait que dans le scénario TAÉ, le

⁵⁸ Pièce [B-0038](#), p. 17.

⁵⁹ Pièce [B-0038](#), p. 16.

chauffage des bâtiments a un impact direct sur la puissance de pointe appelée sur le réseau de distribution d'HQD, ce qui n'est pas le cas pour le scénario biénergie dans lequel le chauffage, pendant les périodes de pointe, est assuré par le gaz naturel⁶⁰.

[82] Les Distributeurs établissent l'impact sur les coûts des scénarios de conversion en comparant, d'une part, les factures d'énergie pour les consommateurs et, d'autre part, les coûts d'approvisionnement. Les coûts du programme du « Secteur de l'innovation et de la transition énergétique » (le SITÉ) du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles sont exclus puisqu'ils ne proviennent pas de leurs propres budgets et seront précisés ultérieurement.

[83] Les Distributeurs indiquent avoir utilisé les derniers revenus requis publiés, à défaut de disposer d'une prévision de leurs revenus requis à l'horizon 2030. L'utilisation des revenus requis de 2019 (HQD) et de 2022 (Énergir) comme approximation de ceux de 2030 permet d'obtenir un ordre de grandeur des impacts tarifaires estimés à cet horizon⁶¹.

[84] Les Distributeurs proposent d'inclure leurs coûts additionnels encourus dans leurs revenus requis, afin de ne pas être pénalisés dans la mise en place des scénarios de conversion visant à participer à l'atteinte des objectifs environnementaux fixés par le Gouvernement. De plus, les Demanderesses rappellent que l'impact tarifaire pour la clientèle des Distributeurs serait encore plus élevé en l'absence d'un effort conjoint.

[85] Par rapport au scénario de *statu quo*, les impacts marginaux sur les Distributeurs devraient s'appliquer sur toutes les conversions prévues à l'horizon 2030. Selon eux, les coûts marginaux utilisés dans l'analyse étant des coûts annuels récurrents, il est nécessaire de considérer l'impact des conversions de toutes les années écoulées depuis 2022 lorsqu'on mesure l'impact en 2030, et pas uniquement l'impact annuel de 2030⁶².

Énergir

[86] Énergir est d'avis que, comme illustré au tableau suivant, la conversion de ses clients dans chacun des scénarios étudiés entraînera une perte de revenus supérieure à la réduction de ses coûts. Dans les deux scénarios, l'impact financier estimé des services de fourniture et du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (le SPEDE) est nul. Dans

⁶⁰ Pièce [B-0034](#), p. 19 et 21, tableaux 11 et 14.

⁶¹ Pièce [B-0035](#), p. 13, R.3.6.

⁶² Pièce [B-0037](#), p. 19, R.6.3.

le scénario biénergie, les coûts de transport et d'équilibrage ne peuvent être évités complètement, car les tarifs de ces services sont variables en fonction du volume consommé.

TABLEAU 2
COMPARAISON DES SCÉNARIOS TAÉ ET BIÉNERGIE POUR ÉNERGIR (M\$)

	TAÉ		Biénergie		Biénergie - TAÉ	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Revenus	-103	-255	-67	-167	35	88
Fourniture	-22	-56	-16	-40	6	16
SPEDE	-9	-23	-7	-17	3	7
Transport ¹	-6	-15	-4	-10	2	4
Équilibrage ¹	-10	-26	-7	-17	3	8
Distribution ²	-55	-136	-33	-83	21	53
Coûts³	-55	-136	-25	-61	30	75
Fourniture	-22	-56	-16	-40	6	16
SPEDE	-9	-23	-7	-17	3	7
Transport	-6	-15	-1	-2	5	13
Équilibrage	-10	-26	0	0	10	25
Distribution	-7	-17	-1	-3	6	14
Total	-48	-119	-43	-106	5	13

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0034](#), p. 21 à 26.

1. Établis à partir des taux présentés au dossier tarifaire 2021-2022 et indexés de 2 % pour les années suivantes.
2. Perte de clients (pertes de frais de base) et diminution de volumes (changement de palier pour le frais de base et diminution des revenus variables). Grille de distribution du tarif D¹ déposé lors du dossier tarifaire 2021-2022 utilisée pour refléter la hausse des coûts de service d'Énergir aux fins de l'établissement d'un taux de revenu perdu, lequel a ensuite été indexé de 2 % par année.
3. Liés à la quantité d'énergie consommée et à la desserte des clients. Pour les premiers, il s'agit des coûts ayant servi à évaluer la rentabilité des programmes du PGEÉ lors du dossier tarifaire 2018-2019. Ces coûts ont été mis à jour et établis pour 2022, avec augmentation annuelle subséquente de 2 %. Pour les seconds, le coût marginal de prestation de service de long terme du dernier rapport annuel d'Énergir a été utilisé. Ce coût est utilisé lorsque la conversion des usages à l'électricité implique la perte complète d'un client au gaz naturel. Pour un client qui n'a comme usage que la chauffe de l'eau, ce coût peut être évité dans les deux scénarios.

[87] Énergir soumet que la méthode de calcul des coûts évités permet de refléter l'impossibilité de décontracter des outils de transport et d'entreposage qui desservent les besoins d'équilibrage de sa clientèle⁶³. Énergir a adapté la méthode utilisée dans le cadre du Plan global en efficacité énergétique (le PGEÉ) afin de refléter le fait que les coûts d'équilibrage et de transport ne peuvent être évités pour répondre aux besoins de chauffage. Ainsi, bien que les volumes de gaz naturel à transporter en franchise diminuent dans le scénario biénergie, l'hypothèse retenue est que le profil de consommation inchangé en période de pointe requiert les mêmes outils d'approvisionnement, lesquels comportent

⁶³ Pièce [B-0036](#), p. 8 et 9, R.3.1.1.

majoritairement des coûts fixes. Comme l'implantation d'une mesure biénergie (ou TAÉ) s'apparente à l'implantation d'une mesure efficace, les Distributeurs sont d'avis que le recours aux coûts évités utilisés dans l'évaluation des programmes du PGEÉ est raisonnable et justifié⁶⁴.

[88] Énergir confirme que les valeurs marginales utilisées pour l'établissement du PGEÉ s'appliquent dans le cas de mesures ayant pour effet d'éviter la consommation de quantités importantes de gaz naturel, certains programmes visant l'optimisation de la consommation de clients industriels⁶⁵. Elle rappelle que, tel que mentionné dans son Rapport annuel 2019-2020, les économies d'énergie associées au PGEÉ totalisent 42,7 Mm³.

[89] Quant à ses approvisionnements, Énergir indique que la structure de coûts étant principalement composée de coûts fixes, ils dépendent directement des hypothèses retenues pour la journée de pointe et l'hiver extrême. Par conséquent, tant et aussi longtemps que les paramètres régissant les besoins de la journée de pointe et de l'hiver extrême ne sont pas affectés par le transfert d'une partie de la clientèle consommant du gaz naturel vers la biénergie, les besoins en approvisionnements gaziers ne devraient pas être substantiellement impactés au terme de son plan d'approvisionnement 2022-2025.

[90] Ainsi, selon Énergir, l'effet sur la journée de pointe devrait se limiter à la baisse de la demande de base de la clientèle, cette diminution demeurant négligeable. Elle ne prévoit pas non plus que le débit en hiver extrême diminue de façon significative. De même, l'impact prévu sur son besoin en flexibilité opérationnelle sera négligeable⁶⁶. Elle conclut, que l'impact de la biénergie à l'horizon du plan d'approvisionnement 2022-2025 sera donc marginal. Ainsi, ses coûts fixes devraient demeurer relativement constants, alors que les volumes totaux diminueront graduellement. La Contribution GES permettra de mitiger l'impact de la variation à la hausse des coûts unitaires et la stratégie tarifaire relative à cette variation sera présentée dans son prochain dossier tarifaire⁶⁷.

HQD

[91] HQD soutient pour sa part que, pour l'évaluation des impacts du scénario TAÉ, les revenus marginaux utilisés sont ceux associés aux ventes additionnelles, pour un client

⁶⁴ Pièce [B-0037](#), p. 19, R.6.2.

⁶⁵ Pièce [B-0037](#), p. 18, R.6.1.

⁶⁶ Pièce [B-0007](#), p. 5.

⁶⁷ Pièce [B-0027](#), p. 51, R.13.1.

existant, découlant de la conversion du chauffage au gaz naturel vers l'électricité. Pour l'évaluation des impacts du scénario biénergie, les revenus marginaux utilisés sont ceux associés aux ventes additionnelles, pour un client existant, découlant de la conversion partielle du chauffage au gaz naturel vers l'électricité et du chauffage de l'eau vers l'électricité⁶⁸.

[92] En termes de coûts marginaux, trois composantes sont prises en compte aux fins de l'analyse de l'impact tarifaire des scénarios de conversion : énergie, puissance et transport & distribution (T&D). Selon HQD, les coûts marginaux et leur utilisation sont conformes à l'approche adoptée pour l'ensemble de ses analyses présentées à la Régie, y compris dans le cadre de l'examen de mesures à long terme, comme des programmes ou des options tarifaires⁶⁹.

[93] Si les coûts utilisés sont identiques dans les deux scénarios, leur application peut toutefois varier. Ainsi, HQD utilise les coûts marginaux en puissance de long terme à partir de 2023 pour le TAÉ et de 2026 pour la biénergie⁷⁰.

[94] Les coûts marginaux en énergie utilisés sont ceux associés à la fourniture-transport en énergie selon la méthodologie de calcul des coûts évités par usages. Ils reflètent notamment le passage aux coûts évités de long terme en 2026. HQD ne calculant pas de coût marginal spécifique associé au chauffage de l'eau pour les tarifs G et M, elle a utilisé, aux fins de ses analyses, celui associé à l'ensemble des usages excluant le chauffage de l'espace. De 2022 à 2030, ces coûts utilisés passent d'environ 4 ¢/kWh à 10 ¢/kWh⁷¹.

[95] Pour les coûts unitaires associés à la puissance, HQD utilise les coûts évités de puissance de court (20,8 ¢/kW) et long termes (120,7 ¢/kW) calculés selon la méthodologie habituelle. HQD soumet que la prévision de la demande, présentée dans l'*État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*⁷², incluait des volumes d'énergie et de puissance associés à l'Offre biénergie. Ces volumes étaient basés sur les informations partielles disponibles au moment de la préparation de cet état d'avancement et reflétaient les intentions du PÉV 2030 et de l'Offre biénergie. Selon HQD, ses plus récentes hypothèses concernant l'impact de l'Offre biénergie sur la prévision de la demande seront intégrées dans la mise à jour des bilans d'énergie et de puissance de l'*État*

⁶⁸ Pièce [B-0034](#), p. 27 et 33.

⁶⁹ Pièce [B-0037](#), p. 20, R.6.4.

⁷⁰ Pièce [B-0035](#), p. 18, R.5.1.1 et R.5.2.

⁷¹ Pièce [B-0034](#), p. 29, tableau 24.

⁷² Pièces [B-0034](#), p. 30 et dossier R-4110-2019 Phase 1 et [B-0106](#), p. 39 et 40.

d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029. Les revenus requis présentés lors du prochain dossier tarifaire 2025-2026 intégreront les coûts associés à l'Offre biénergie⁷³.

[96] Quant aux coûts T&D, ils sont calculés selon la méthodologie habituelle pour le scénario TAÉ. Pour la biénergie, HQD a d'abord estimé quel serait l'impact de la conversion à la biénergie d'un volume important de charge de chauffage sur les réseaux de T&D. En effet, bien que la biénergie permette un effacement des clients au moment de la pointe de consommation, la concentration de clients au gaz naturel dans certains secteurs peut amener, pour ces secteurs, le déplacement de la pointe de la période la plus froide de l'année vers les périodes où la température est supérieure à celle de permutation effective donc, lorsque les clients convertis ont recours à leur équipement de chauffage électrique⁷⁴.

[97] Selon HDQ, l'Offre biénergie peut aussi entraîner des coûts pour les nouveaux clients. Les coûts, liés à des travaux électriques, peuvent représenter plusieurs milliers de dollars. En vertu des modalités en vigueur dans ses *Conditions de service* (CS), les clients devront les assumer. Afin d'inciter les clients à adhérer à l'Offre biénergie, HQD propose plutôt que le client n'assume aucun coût en lien avec les travaux requis pour répondre à sa demande d'alimentation, y compris les *Frais d'intervention sur le réseau*, si cette dernière vise la mise en place de la biénergie. L'impact financier de cette modification aux CS est estimé à environ 9 M\$ par année⁷⁵.

[98] Ce montant n'est pas pris en compte directement dans le calcul de l'impact tarifaire estimé du scénario biénergie pour HQD⁷⁶. Selon elle, ces sommes étant relativement modestes en regard des autres coûts, leur prise en compte ne changerait pas les conclusions auxquelles elle arrive. Toutefois, l'analyse économique relative à l'Offre biénergie inclut un coût marginal associé aux coûts de distribution, lequel reflète l'impact de l'ajout d'une charge sur le réseau, tous types de coûts confondus, y compris ceux visés par les modifications demandées aux CS.

[99] De plus, une partie de ce montant de 9 M\$, qui est de l'ordre de 1,4 M\$, affectera directement les revenus requis de HQD à travers une réduction des « Autres revenus » (dont font partie les *Frais d'intervention sur le réseau*). Le montant résiduel viendra s'ajouter à

⁷³ Pièce [B-0006](#), p. 8.

⁷⁴ HQD précise que ce phénomène touche plus particulièrement quelques postes satellites situés dans la région de Montréal.

⁷⁵ Pièce [B-0006](#), p. 7.

⁷⁶ Pièce [B-0027](#), p. 10, R.3.1.

la base de tarification de HQD, ces sommes non récupérées auprès des clients n'étant plus appliquées en réduction des investissements. Le coût annuel récurrent correspondra donc à l'amortissement de ce montant résiduel sur la durée de vie de l'actif et au coût du capital lié à la base de tarification.

[100] Quant aux charges capitalisables, seules celles associées aux investissements en T&D ont été considérées. Lorsque Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur) ou HQD réalisent des investissements sur leur réseau afin de répondre à la croissance de la charge, les montants correspondants sont ajoutés à la base de tarification et le coût de ces investissements se traduit, sur les revenus requis, par une charge d'amortissement et un coût du capital en fonction de la date de mise en service de ces investissements. Toutefois, HQD rappelle qu'elle a utilisé, aux fins de son analyse économique, les coûts marginaux de T&D. Or, ces derniers sont des coûts d'usage, soit le coût annuel associé à l'alimentation d'une charge additionnelle sur le réseau.

[101] HQD indique également que les coûts associés aux mesures de soutien pour l'acquisition d'équipements efficaces ne sont pas inclus dans l'analyse économique. Ces mesures feront partie de son portefeuille de programmes d'efficacité énergétique⁷⁷. Elle ne prévoit élargir qu'une petite portion du programme, à hauteur de 5 M\$ additionnels par année⁷⁸. Elle souligne que certaines mesures prévues à ce portefeuille visent l'ensemble de sa clientèle. En conséquence, si le coût de ces mesures devait être inclus à l'analyse économique du scénario biénergie, il devrait également l'être à celle du scénario TAÉ puisqu'un bon nombre de clients y auraient vraisemblablement recours.

[102] HQD précise qu'au moment où les négociations entre les Distributeurs ont eu lieu afin d'établir une Contribution GES acceptable pour les deux parties, certains coûts n'étaient pas encore déterminés. Ces derniers ne sont toutefois pas de nature à modifier le portrait global pour les Distributeurs. HQD rappelle que l'essentiel du manque à gagner provient de l'approvisionnement en énergie et, dans une moindre mesure, des coûts de T&D. Les coûts associés aux modifications à ses CS ou aux programmes commerciaux, lorsqu'amortis sur la durée de vie prévue des équipements, représentent un poids bien moindre⁷⁹ que celui de l'approvisionnement en énergie.

⁷⁷ Pièce [B-0027](#), p. 12, R.3.5.

⁷⁸ Pièce [A-0047](#), p. 115 et 116 et 224.

⁷⁹ Pièce [B-0040](#), p. 13, R.3.2.

[103] Le tableau suivant illustre l'impact de chacun des scénarios sur ses revenus, ainsi que sur ses coûts en énergie, en puissance et en T&D.

TABLEAU 3
COMPARAISON DES SCÉNARIOS TAÉ ET BIÉNERGIE POUR HQD (M\$)

	TAÉ		Biénergie		Écart	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Revenus¹	124	309	47	116	-78	-193
Coûts	245	772	56	249	-189	-522
Énergie	60	312	37	194	-23	-118
puissance	118	293	1	9	-117	-284
T&D	67	167	19	46	-49	-121
Total	-121	-463	-10	-134	111	330

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0034](#), p. 32 et 38.

1. Établis à partir des revenus approuvés par la Régie lors de la Cause tarifaire 2019-2020 et indexés de 2 % pour les années suivantes.

[104] Les Distributeurs indiquent que le scénario biénergie génère des revenus moindres pour HQD, en raison du volume plus faible converti et du revenu unitaire moindre aux tarifs biénergie comparativement aux tarifs réguliers pour le chauffage de l'espace. Ces revenus moindres sont toutefois compensés par une réduction des coûts d'approvisionnement en énergie et en puissance. Les analyses des Distributeurs démontrent également le gain qu'apporte la biénergie en matière d'impact sur les investissements en transport et en distribution.

[105] Le tableau suivant illustre l'avantage du scénario biénergie par rapport au scénario TAÉ, en présentant les impacts financier et tarifaire total et cumulé à l'horizon 2030.

TABLEAU 4
IMPACT NET SUR LES REVENUS REQUIS ET SUR LES ÉMISSIONS DE GES DES
SCÉNARIOS TAÉ ET BIÉNERGIE

	2025 (M\$ ₂₀₂₅)		2030 (M\$ ₂₀₃₀)		Cumulatif 2022-2030 (M\$ ₂₀₃₀)	
	TAÉ	Biénergie	TAÉ	Biénergie	TAÉ	Biénergie
Énergir	48	43	119	106	594	530
HQD	121	10	463	134	2 108	490
Total	169	53	582	240	2 702	1 020
Différence TAÉ-Biénergie	116		342		1 682	
Impact tarifaire cumulatif						
• HQD					3,0 %	0,9 %
• Énergir					5,0 %	4,5 %
Réduction de GES (Mt. de CO ₂ eq.)	0,34	0,24	0,75	0,54	3,78	2,70
Différence TAÉ-Biénergie	0,10		0,21		1,07	

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0034](#), p. 27, 39 et 40.

[106] Le scénario TAÉ illustre qu'une électrification complète, bien que contribuant à l'atteinte des cibles globales de réduction des émissions de GES, occasionnerait des impacts financiers substantiels pour la clientèle des Distributeurs, en raison d'une hausse plus significative des tarifs.

[107] Sur la base des deux scénarios, les Demanderesses concluent que la conversion des clients du gaz naturel vers l'électricité entraînerait une réduction des coûts et une perte de revenus pour Énergir, tant dans le scénario TAÉ que dans celui de la biénergie⁸⁰. Par contre, la biénergie serait plus avantageuse pour l'ensemble des clients d'HQD⁸¹.

⁸⁰ Pièce [B-0034](#), p. 21.

⁸¹ Pièce [B-0034](#), p. 27.

5.2 POSITIONS DES INTERVENANTS

Potentiel de conversion

[108] L’AHQ-ARQ est d’avis que la conversion à 100 % du chauffage de l’eau ne permet pas de maximiser les gains sociétaux et de réduire les coûts pour la clientèle⁸². L’intervenant considère que la recherche d’une meilleure solution passe par l’évaluation de la coïncidence entre les périodes de permutation de l’électricité vers le gaz naturel et les périodes de besoins d’approvisionnements additionnels d’HQD, sous la forme d’achats de court terme en énergie. Pour ces raisons, cet intervenant remet en cause la stratégie de contrôle de la biénergie⁸³.

[109] En conclusion de son analyse, l’AHQ-ARQ préconise :

- aucune conversion du chauffage de l’eau de la clientèle résidentielle, afin d’éviter des coûts de puissance, de transport et de distribution et des coûts d’achats de court terme en hiver pour HQD; et
- un déplacement bénéfique des coûts d’équilibrage d’Énergir de 50 Mm³ entre la chauffe de l’espace à 6,15 ¢/m³ (2022) et la chauffe de l’eau à 0,36 ¢/m (2022).

[110] Selon l’AHQ-ARQ, la solution de retirer de l’Offre biénergie la conversion à l’électricité du chauffage de l’eau de la clientèle résidentielle, combinée à un meilleur contrôle des heures d’utilisation de la biénergie pour le chauffage, pourrait permettre de respecter l’objectif de 540 000 tonnes de réduction des émissions des GES pour 2030 fixés par les Distributeurs. Cette solution réduirait la consommation de gaz naturel en hiver aux heures où HQD n’a pas de besoins d’approvisionnements additionnels (achats de court terme). Une telle opération apporterait un gain estimé à 12 M\$ pour la seule année 2030⁸⁴.

⁸² Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 9. « Les Distributeurs indiquent que diverses analyses ont été réalisées afin de déterminer les volumes de gaz naturel devant être remplacés par l’électricité pour atteindre les cibles de réduction des émissions de GES fixées dans le PEV 2030, tout en minimisant le coût pour l’ensemble de la société. Toutefois, aucune de ces diverses analyses n’a été fournie même lorsque la demande en a été faite. Bien que n’ayant fourni aucune de telles analyses, les Distributeurs conviennent tout de même que c’est la biénergie gaz naturel – électricité qui constitue le scénario qui minimise les coûts pour leurs clientèles comparativement à l’électrification complète ».

⁸³ Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 10, 11 et 15.

⁸⁴ Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 18.

« On peut constater que le manque à gagner d'Énergir demeure essentiellement le même alors que celui d'HQD est réduit de 12 M\$ pour l'année 2030. La recommandation de l'AHQ-ARQ permet donc de réduire les manques à gagner de 12 M\$ pour l'année 2030. Cette évaluation détaillée vient d'ailleurs confirmer l'ordre de grandeur d'abord estimé à 12 M\$ par l'AHQ-ARQ dans son mémoire à partir d'hypothèses plus sommaires [note de bas de page omise] »⁸⁵.

[111] En réponse à une DDR de la Régie, l'AHQ-ARQ explique que le fait de retirer le chauffage de l'eau de la clientèle résidentielle pourrait être compensé par un usage accru de la biénergie. L'intervenante propose que cela ne s'applique que pour les clientèles commerciale et institutionnelle pour l'instant. L'AHQ-ARQ précise qu'elle pourra formuler une recommandation semblable pour la clientèle résidentielle au moment opportun et ainsi tirer encore plus avantage de sa proposition, advenant le dépôt d'une demande de modifications du tarif DT par HQD⁸⁶.

[112] Selon l'AHQ-ARQ, sa proposition de réduction de l'usage du gaz naturel pour le chauffage aux seules heures de fine pointe, exclut donc la clientèle résidentielle optant pour les thermopompes et ne générerait aucunement le déploiement de la thermopompe avec le tarif DT et le mode de contrôle actuel dans le secteur résidentiel⁸⁷.

[113] L'AQCIE-CIFQ compare le scénario 100 % gaz naturel au scénario TAÉ du point de vue de la clientèle résidentielle⁸⁸.

TABLEAU 5
COMPARAISON DE L'AQCIE-CIFQ 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			

⁸⁵ Pièce [C-AHQ-ARQ-0012](#), p. 4.

⁸⁶ Pièce [C-AHQ-ARQ-0012](#), p. 1 et 2.

⁸⁷ Pièce [C-AHQ-ARQ-0012](#), p. 5.

⁸⁸ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0013](#), p. 4.

[114] L'AQCIE-CIFQ constate que :

« [1]a 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 »⁸⁹.

[115] Ainsi, selon l'AQCIE-CIFQ :

« [...] un client dont le système de chauffage est 100 % gaz, n'a aucun intérêt économique à convertir son système de chauffage vers un TAÉ. Étant donné que cette alternative n'est pas réaliste, une comparaison entre d'une part la conversion d'un système au gaz vers le TAÉ et d'autre part la conversion d'un système au gaz vers la biénergie a un intérêt bien théorique.

Une telle comparaison aurait un intérêt dans le cas où le gouvernement envisagerait l'interdiction de l'utilisation de tout système de chauffage à 100 % au gaz pour des bâtiments.

Ainsi, dans le présent contexte, seule la comparaison entre un système de chauffage 100 % gaz et l'option biénergie s'avère pertinente pour étudier la proposition des Distributeurs sous l'angle de ses coûts, ses impacts et ses assises légales et réglementaires »⁹⁰.

[116] Le GRAME, citant un rapport de l'Institut Trottier⁹¹, considère que l'Offre biénergie, associée à une Contribution GES par la clientèle consommant de l'électricité non-émettrice de GES, s'inscrit dans un mouvement contraire au retrait des énergies fossiles en maintenant artificiellement rentable le réseau de distribution de gaz naturel au

⁸⁹ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0013](#), p. 5.

⁹⁰ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0016](#), p. 1 et 2.

⁹¹ [Perspectives canadiennes 2021- Horizon 2060](#), p. 9.

Québec⁹². Ainsi, le GRAME est d'avis que les Distributeurs auraient dû mettre en preuve un scénario biénergie alternatif sans émission de GES.

[117] Selon OC, « [l]es coûts prohibitifs qu'engendrerait la réalisation de ce scénario [le scénario TAÉ à cause de la demande de puissance additionnelle] seraient si importants qu'il disqualifie d'emblée ce scénario »⁹³. OC ajoute :

« [...] HQD indique toutefois que ce scénario très coûteux n'est pas à l'étude dans le cadre de son plan d'approvisionnement. En conséquence, OC ne comprend pas pourquoi les Distributeurs ont évoqué le scénario TAE. OC ne fera aucun autre commentaire concernant le scénario TAE puisqu'il ne s'agit pas d'un scénario réaliste »⁹⁴.

[118] OC rappelle que la demande d'autorisation du programme de conversion du chauffage au mazout au TAÉ a été refusée par la Régie au motif de son impact à la hausse sur les tarifs, tout comme le fait l'Offre biénergie présentée au présent dossier. OC conclut comme suit son mémoire sur l'enjeu des scénarios de comparaison par :

« [...] OC est d'avis que l'utilisation d'un scénario alternatif irréaliste fausse les résultats des analyses des Distributeurs. De plus, OC note que les coûts associés aux conversions, éléments essentiels à la réalisation du programme biénergie, à être assumé par les clients des Distributeurs ne sont pas connus. En l'absence de ces coûts, OC est d'avis que les analyses économiques des Distributeurs sont sans pertinence »⁹⁵.

[119] Selon le RNCREQ, les Distributeurs analysent l'Offre biénergie uniquement en la comparant à un scénario où l'ensemble des clients visés se convertiraient au TAÉ. Sans nier la pertinence d'une telle analyse, le RNCREQ considère que d'autres comparaisons sont également utiles, dont le *statu quo*⁹⁶ et d'autres approches favorisant cette même biénergie, mais qui n'incluraient pas le paiement d'une contribution pour mitiger les pertes de revenus d'Énergir. Le RNCREQ ne pouvant pas faire cet exercice en l'absence de données, encourage la Régie à poursuivre cette analyse.

⁹² Pièce [C-GRAME-0011](#), p. 4 et 5.

⁹³ Pièce [C-OC-0016](#), p. 15.

⁹⁴ Pièce [C-OC-0016](#), p. 16.

⁹⁵ Pièce [C-OC-0016](#), p. 53.

⁹⁶ Pièce [C-RNCREQ-0014](#).

[120] Le RNCREQ considère que l'Entente de collaboration proposée est beaucoup trop modeste pour avoir une contribution significative à l'atteinte des objectifs de décarbonation. Selon lui, il est urgent de rejoindre les grands consommateurs de gaz naturel⁹⁷.

[121] Selon le ROÉÉ, HQD a déjà indiqué, dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2020-2029, son choix de ne pas développer une offre de biénergie électricité – gaz naturel pour les nouveaux bâtiments à la suite des conclusions d'un projet de démonstration technologique et commerciale de biénergie gaz naturel/thermopompe⁹⁸ :

« [...] La raison principale ayant poussé Hydro-Québec à ne pas développer une telle offre était les coûts importants engendrés en comparaison avec les gains potentiels et en comparaison avec les nouvelles solutions disponibles “ présentant un meilleur rapport coûts/bénéfices (par exemple, la domotique) en plus d'autres avantages pour les clients tout en offrant un potentiel d'effacement important au Distributeur ” [note de bas de page omise] »⁹⁹.

[122] Le ROÉÉ¹⁰⁰ rappelle que près de 325 projets avec accumulateurs thermiques existaient en 2019, dans des écoles notamment et qu'ils constituent une alternative au chauffage TAÉ qui aurait dû être évaluée par les Demanderesses, sans l'utilisation du tarif DT. Le ROÉÉ indique que tous les clients d'Énergir de la région de Montréal sont déjà admissibles à l'offre d'HQD pour les accumulateurs thermiques actuellement en phase pilote¹⁰¹. Selon le ROÉÉ, les Distributeurs sont donc bien au fait que la biénergie n'est pas l'unique solution de décarbonation envisageable pour tous les clients d'Énergir. Il conclut,

⁹⁷ Pièce [C-RNCREQ-0022](#), p. 5.

⁹⁸ Pièce [C-ROÉÉ-0009](#), (Écohabitation, novembre 2019 PROJET No 15044).

⁹⁹ Pièce [C-ROÉÉ-0008](#).

¹⁰⁰ Pièce [C-ROÉÉ-0013](#).

¹⁰¹ Pièce [C-ROÉÉ-0013](#), p. 9 : « Dans le secteur résidentiel, Hydro-Québec offre présentement et jusqu'au 31 mars 2022 un appui financier de 10 000 \$ à l'installation d'un système de chauffage électrique central avec accumulateur de chaleur aux clients de la grande région de Montréal [note de bas de page omise]. Les participants peuvent aussi bénéficier d'un appui financier à l'installation d'une thermopompe lors de l'installation de leur système de chauffage avec accumulateur de chaleur. D'ailleurs, des clients d'Énergir auraient troqué leur système de chauffage au gaz pour un système de chauffage électrique avec accumulateur thermique dans le cadre de ce projet-pilote selon des communications que nous avons eues avec un installateur de ces systèmes. Selon Hydro-Québec, « [l]e chauffage central avec accumulateur de chaleur s'adresse aux clients qui souhaitent remplacer leur système de chauffage central fonctionnant avec un combustible par un système électrique, ou qui doivent investir dans un nouveau système de chauffage central » [note de bas de page omise]. Pour être admissibles, les maisons doivent être dotées d'un système de chauffage central à air pulsé alimenté, en tout ou en partie, par un combustible ».

comme suit, en se basant sur l'analyse économique de projets concrets déjà réalisés par HQD :

« La proposition du ROEE est de permettre l'utilisation des systèmes de chauffage avec accumulation thermique. La permutation automatique basée sur la température extérieure actuellement utilisée et exigée par le tarif DT est incompatible avec le fonctionnement de ce type de systèmes.

La proposition du ROEE implique donc nécessairement un système de contrôle différent. Le contrôle par un dispositif indépendant de la température extérieure pourrait s'effectuer dans le cadre du tarif Flex D »¹⁰².

Analyse des coûts

[123] Selon l'AHQ-ARQ, les valeurs marginales, utilisées par les Distributeurs pour évaluer l'impact de l'Offre biénergie sur les revenus et sur les coûts, ont un champ d'application limité et pourraient ne pas s'appliquer automatiquement pour des grandes quantités au-delà d'un certain voisinage de la solution de base¹⁰³.

[124] De plus, l'AHQ-ARQ est d'avis que les coûts évités utilisés pour évaluer l'Offre biénergie sont surestimés. D'abord, sur la base du bilan de puissance, elle détermine qu'HQD peut répondre à la demande additionnelle, issue des conversions, par l'entremise d'achats de court terme, jusqu'à 1 100 MW¹⁰⁴. De plus, sur la base du bilan d'énergie, elle estime qu'HQD peut répondre à la demande additionnelle jusqu'en 2026 inclusivement grâce au surplus d'électricité patrimoniale. Ce surplus est par ailleurs aussi évoqué par l'AQCIE-CIFQ¹⁰⁵. Enfin, à partir de la tendance récente du prix d'exportation de l'électricité sur le marché de court terme, l'AHQ-ARQ estime que les coûts marginaux d'HQD pourraient diminuer dans les prochains mois.

[125] OC est d'avis que les Distributeurs n'ont pas fait état de l'ensemble des coûts dans leur proposition. Elle estime que la preuve au dossier se limite à des estimations des augmentations de tarifs à la marge. L'information sur les coûts de conversion ainsi que les coûts des programmes de subvention n'a pas non plus été divulguée. Conséquemment,

¹⁰² Pièce [C-ROEE-0015](#), p. 1.

¹⁰³ Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 19.

¹⁰⁴ Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 20 à 24.

¹⁰⁵ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0021](#), p. 10.

l'analyse avantages-coûts pour les clients/participants potentiels est incomplète. De plus, les Distributeurs ne fournissent aucune information sur des programmes similaires à leurs propositions dans d'autres juridictions. Malgré l'existence de tels programmes ailleurs, les Distributeurs s'appuient sur le caractère unique du Québec pour justifier leur proposition¹⁰⁶.

[126] Pour le RNCREQ, les coûts marginaux d'HQD sont sous-estimés. Il souligne que les coûts évités fixés auparavant étaient souvent largement en deçà des prix réels des achats de court terme¹⁰⁷.

[127] En outre, le RNCREQ anticipe que les coûts liés aux programmes de subvention qui seront mis en place pour appuyer les conversions pourraient s'avérer très élevés¹⁰⁸. L'intervenant souhaite qu'en phase 2, les Distributeurs fournissent des estimations plus étoffées à cet égard et un portrait complet des impacts tarifaires tant pour HQD que pour Énergir jusqu'en 2041.

5.3 RÉPLIQUE DES DISTRIBUTEURS

Potentiel de conversion

[128] En ce qui a trait à l'objectif de réduction des émissions de GES du PÉV 2030, les Distributeurs confirment la compréhension de l'AQCIE-CIFQ à l'effet que la valeur de 540 000 tonnes de GES n'est pas une cible fixée *a priori* ou imposée par le Décret, mais constitue plutôt la réduction attendue si tous les clients visés par l'Offre biénergie convertissaient leur système à la biénergie¹⁰⁹.

[129] Les Distributeurs indiquent que selon l'analyse des données de l'*Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2017 et leur évolution depuis 1990*¹¹⁰, des efforts additionnels aux mesures complémentaires à l'Offre biénergie dans le secteur du bâtiment seront requis pour atteindre la cible de réduction de 50 % des émissions de

¹⁰⁶ Pièce [C-OC-0016](#), p. 7.

¹⁰⁷ Pièces [C-RNCREQ-0023](#), p. 11 et 12 et [A-0049](#), p. 226.

¹⁰⁸ Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 22.

¹⁰⁹ Pièce [B-0038](#), p. 3, R.1.1.

¹¹⁰ Pièce [B-0066](#), p. 9, R.3.3.

GES dans ce secteur. C'est ainsi que la réduction de 0,5 Mt éq. CO₂ découlant de l'Offre biénergie a été estimée¹¹¹.

[130] Les Distributeurs soumettent que la cible globale de réductions des émissions de GES de 37,5 % par rapport au niveau de 1990 est très ambitieuse et nécessite une série de mesures dans plusieurs segments visés avec différentes approches qui auront différents coûts par tonne par GES évités. Mais c'est l'accumulation et l'addition de toutes ces mesures qui favorisera l'atteinte, par la société québécoise, des cibles de décarbonation¹¹².

[131] Puisque les Distributeurs ne demandent pas dans le présent dossier une approbation du tarif DT, ni de l'Entente de collaboration conclue entre eux, les autres approches de décarbonation envisageables en remplacement de celle proposée où les modalités d'application tarifaires ne font pas l'objet d'un examen au présent dossier¹¹³ :

« Les Distributeurs rappellent qu'ils ont développé la présente Offre en réponse à l'invitation du Gouvernement, dans le PEV 2030, de contribuer à la réduction de 50 % des émissions de GES issues du chauffage des bâtiments d'ici 2030, par rapport au niveau de 1990, en misant sur la collaboration des deux principaux distributeurs d'énergie du Québec. Le Décret est particulièrement explicite sur la façon de concrétiser cette orientation. Dans ce contexte, les Distributeurs sont d'avis que la biénergie gaz naturel - électricité constitue le scénario qui minimise les coûts pour leurs clientèles comparativement à l'alternative d'électrification complète comme démontré à la section 7 de la pièce HQD-Énergir-1, document 1 révisée »¹¹⁴.

[132] Les Distributeurs expliquent qu'ils ont mis en place le scénario biénergie demandé par le Gouvernement. Selon eux, cette mesure n'est pas incompatible avec d'autres mesures qui pourraient être mises en place en efficacité énergétique, par exemple. Cependant, ces dernières ne font pas l'objet de la présente demande.

[133] En ce qui a trait à la préoccupation du ROÉE à propos des accumulateurs thermiques, HQD confirme son intérêt pour la combinaison de la tarification dynamique avec l'accumulation de chaleur. Elle précise cependant :

¹¹¹ Pièce [B-0056](#), p. 31.

¹¹² Pièce [A-0044](#), p. 23, ligne 8.

¹¹³ Pièce [B-0037](#), p. 2, R.1.1.

¹¹⁴ Pièce [B-0038](#), p. 35.

« [...] HQD doit assurer l'utilisation optimale de tous les moyens disponibles en fonction du service rendu (déplacement vs effacement de la charge) et non pas négliger un moyen au profit d'un autre sur la seule base économique »¹¹⁵.

Analyse des coûts

[134] HQD ne comprend pas la préoccupation de l'AHQ-ARQ relative à l'utilisation des coûts marginaux de long terme. Elle rappelle que l'augmentation des besoins en énergie et en puissance se fera graduellement sur près d'une décennie¹¹⁶. Il ne s'agira pas pour HQD de lancer un appel d'offres pour l'acquisition rapide et immédiate de tous les volumes visés. Quant aux coûts de T&D, ils seraient répartis sur l'ensemble des régions visées par la conversion et, là encore, sur une longue période. Enfin, HQD rappelle que la méthodologie utilisée dans le présent dossier est la même que celle utilisée dans la plupart de ses dossiers présentés à la Régie, y compris pour des volumes encore plus importants.

[135] Selon HQD, l'approche proposée par l'AHQ-ARQ pour les coûts évités ne peut être adoptée. En puissance, le maximum fixé par HQD n'est que théorique et, par prudence, son atteinte n'est pas un objectif. En énergie, HQD ne peut pas considérer l'ensemble de l'électricité patrimoniale car les surplus ne sont pas annuels mais répartis différemment durant l'année. Il faut regarder les surplus en période hivernale et non en période globale. Enfin, elle juge qu'il est hasardeux de se baser sur le prix moyen de vente par Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur) sur les marchés externes pour évaluer la tendance des coûts marginaux¹¹⁷.

[136] Invités par la Régie à commenter l'estimation proposée par l'AQCIE-CIFQ du coût de la réduction des émissions de GES par l'Offre biénergie, les Distributeurs précisent ceci :

« Enfin, le coût total en ressources (TCTR) est la combinaison de l'impact pour les participants et les Distributeurs, soit la combinaison du coût de la mesure et de l'impact sur les achats d'énergie par les Distributeurs (à ne pas confondre avec l'impact sur la facture des participants). Toutefois, une analyse solide devrait également inclure la valeur pour la société de la réduction des émissions de GES, un bénéfice non énergétique essentiel dans le cas présent mais difficile à quantifier »¹¹⁸. [nous soulignons]

¹¹⁵ Pièce [B-0066](#), p. 30.

¹¹⁶ Pièce [B-0037](#), p. 20, R.6.5.

¹¹⁷ Pièce [A-0047](#), p. 251 à 256.

¹¹⁸ Pièce [B-0066](#), p. 16, lignes 11 à 17.

[137] En ce qui a trait au processus de reddition de comptes relatif à la réduction des émissions de GES associés, Énergir indique devoir faire une reddition de compte auprès du ministère de l'Environnement et de la Lutte aux changements climatiques (MELCC), en vertu du *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*¹¹⁹, dans le but de communiquer les quantités annuelles de GES émises attribuables à l'utilisation de gaz naturel et la quantité annuelle totale de gaz naturel qui est distribuée. Énergir précise qu'elle ne communiquera pas au MELCC les quantités ou les coûts de GES évités, non plus que les coûts de ces émissions évitées, mais plutôt les quantités de GES émises¹²⁰.

[138] En réponse à une DDR de la Régie¹²¹, les Distributeurs indiquent également que la valeur de la réduction des émissions de GES associée à l'Offre biénergie se matérialisera sous forme de coût évité pour les participants, puisque ces derniers réduiront leurs émissions de GES et, proportionnellement, le coût de conformité au SPEDE via le service d'Énergir. Ainsi, ces réductions de GES auront donc déjà été valorisées et ne pourront l'être à nouveau pour réduire le coût à être assumé par l'ensemble de la clientèle.

[139] Selon les Distributeurs, il ne serait donc pas possible de créer des crédits compensatoires émanant des réductions de GES associées à l'Offre biénergie, qu'ils soient réglementés ou dans le marché volontaire, compte tenu de la règle stipulant que pour créer un crédit compensatoire reconnaissant une réduction de GES, la réduction doit être additionnelle, réelle, permanente, vérifiable, et surtout unique¹²². Permettre la valorisation des réductions des émissions de GES attribuables à la biénergie sur un marché dédié reviendrait, selon les Distributeurs, à une double comptabilisation des réductions et de leur valeur. Cette même logique s'applique également dans le marché volontaire.

5.4 OPINION DE LA RÉGIE

[140] Dans son Avis 2019-01¹²³, la Régie constatait qu'à la lumière des débats sociaux et politiques relatifs à l'adoption de la *Loi sur Transition énergétique Québec*, il était

¹¹⁹ [RLRQ, c. Q-2, r. 15](#).

¹²⁰ Pièce [A-0053](#), p. 87.

¹²¹ Pièce [B-0066](#), p. 6, R.2.2.

¹²² Pièce [B-0066](#), p. 6, R.2.2.

¹²³ Dossier R-4043-2018, Avis [A-2019-01](#) de la Régie relatif à la capacité du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques 2018-2023 à atteindre les cibles définies par le gouvernement du Québec en matière énergétique, p. 23.

notamment impératif de décarboner l'économie, ce qui militait en faveur d'une transition énergétique qui devait être engagée promptement.

[141] C'est dans ce contexte et considérant notamment le PÉV 2030 et son PMO 2021-2026 que les deux scénarios de conversion relatifs au chauffage des bâtiments sont soumis par les Distributeurs. Il s'agit de deux scénarios qui permettent de satisfaire les besoins énergétiques de la clientèle tout en répondant à un objectif de décarbonation des usages pour le chauffage des bâtiments.

[142] Le scénario TAÉ vise à substituer complètement l'électricité au gaz naturel pour satisfaire les besoins de chauffage de l'eau et de l'espace des bâtiments, ce qui générerait des impacts sur les besoins en puissance du réseau de distribution d'électricité d'HQD. Il en découlerait, par ailleurs, une réduction potentielle de 750 000 tonnes de GES à l'horizon 2030.

[143] Le scénario biénergie génère quant à lui peu d'impacts sur les besoins en puissance à la pointe étant donné qu'il vise à substituer en partie l'électricité au gaz naturel, soit en dehors de la période de pointe du réseau de distribution d'électricité d'HQD, pour satisfaire les besoins de chauffage des bâtiments. En contrepartie, il génère une réduction moindre des émissions de GES que le scénario TAÉ, soit un volume de 540 000 tonnes de GES à l'horizon 2030.

[144] Le GRAME n'est pas favorable au scénario biénergie dans la mesure où il contribue à maintenir la présence d'une source d'énergie fossile émettrice de GES, en l'occurrence, le gaz naturel. La Régie constate que tant la *Politique énergétique 2030* que le PÉV 2030 ne souscrivent pas à cette vision. Au contraire, le PÉV 2030 prône notamment la complémentarité des réseaux électrique et gazier du Québec comme un vecteur de réussite pour l'atteinte de la réduction des émissions de GES dans le chauffage des bâtiments¹²⁴.

[145] L'AQCIE-CIFQ présente une comparaison entre un scénario 100 % gaz naturel et un scénario TAÉ, du point de vue de la clientèle résidentielle. La Régie constate que cette analyse ne remet pas en cause la présence du scénario biénergie. Elle vise plutôt à faire ressortir les coûts de la conversion pour un client qui désirerait délaissier le gaz naturel en faveur de l'électricité.

¹²⁴ [Politique-cadre d'électrification et de changements climatiques, le Plan pour une économie verte 2030.](#)

[146] Le RNCREQ critique le scénario TAÉ en démontrant que la présence d'accumulateurs thermiques permettrait de réduire les coûts relatifs à la pointe de consommation sur le réseau électrique d'HQD, sans démontrer toutefois qu'un tel scénario serait plus performant et avantageux en termes de coûts que le scénario biénergie.

[147] L'AHQ-ARQ propose de conserver le chauffage de l'eau au gaz naturel et de combler la réduction des émissions de GES par un usage accru de l'électricité en dehors de la pointe du réseau de distribution d'électricité d'HQD en provenance du secteur institutionnel et commercial. Cette alternative permettrait de maintenir la cible de réduction des émissions de GES tout en abaissant le coût du scénario biénergie d'un montant estimé à 12 M\$. Bien que cette suggestion puisse être intéressante, la Régie considère que le chauffage électrique de l'eau est conforme à l'objectif de décarbonation.

[148] À l'instar de l'ensemble des intervenants, la Régie convient que les deux scénarios de conversion favorisent l'atteinte des cibles prévues au PÉV 2030, soit une réduction de 50 % des émissions de GES liées au chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels.

[149] Considérant que l'électricité contribue à la réduction des émissions de GES quand elle remplace le gaz naturel, la Régie est d'avis qu'il s'avère pertinent de comparer le scénario TAÉ au scénario biénergie.

[150] Les Distributeurs ont procédé à l'évaluation des coûts relatifs aux scénarios TAÉ et biénergie. Le principal coût d'opportunité pour Énergir correspond à la perte de revenus résultant de la baisse de consommation de gaz naturel chez sa clientèle.

[151] Pour sa part, HQD doit assumer une augmentation du coût d'exploitation de son réseau de distribution d'électricité afin de desservir les volumes de gaz naturel qui sont convertis à l'électricité.

[152] Aucun intervenant n'a remis en cause les volumes de réduction des émissions de GES par mètre cube converti inhérentes aux deux scénarios de conversion. Le RNCREQ qualifie cependant de très optimiste les hypothèses de conversion pour 2030.

[153] En conséquence, la Régie prend acte des volumes de gaz naturel dédiés à être convertis à l'électricité, tel que démontré dans l'évaluation économique des scénarios TAÉ et biénergie¹²⁵.

[154] Par ailleurs, les intervenants n'ont pas contesté les estimations de coûts réalisées par Énergir à l'égard des deux scénarios de conversion.

[155] En conséquence, la Régie prend acte de ces estimations pour les fins de l'analyse de la Demande.

[156] Du côté d'HQD, les critiques des intervenants portent notamment d'une part, sur l'estimation des coûts d'approvisionnement à long terme et d'autre part, sur la non prise en compte de tous les coûts de conversion qui devront être supportés par le client. À la lumière de la preuve, le scénario TAÉ est nettement plus coûteux que le scénario biénergie dans la mesure où ce dernier permet d'éviter les coûts d'énergie et de puissance présents à la pointe sur le réseau. L'application des coûts d'approvisionnement de long terme en puissance proposés par l'AHQ-ARQ ainsi que la prise en compte de tous les coûts de conversion assumés par HQD à ses analyses économiques n'auraient pas d'impact significatif sur ce constat.

[157] En conséquence, la Régie prend acte des estimations de coûts réalisés par HQD pour les fins de l'analyse de la Demande.

[158] La Régie considère que les estimations des Distributeurs relatives aux impacts des scénarios TAÉ et biénergie sont plausibles. Le tableau suivant résume leurs impacts cumulatifs financiers et tarifaires ainsi que la réduction des émissions de GES à l'horizon 2030.

¹²⁵ Pièce [B-0034](#), p. 17 et suivantes.

TABEAU 6
RÉSUMÉ DES IMPACTS DES SCÉNARIOS TAÉ ET BIÉNERGIE
 (CUMULATIF 2022-2030, EN M\$₂₀₃₀)

SCÉNARIO DE CONVERSION	TAÉ		BIÉNERGIE	
	HQD	Énergir	HQD	Énergir
Impacts cumulatifs net sur le revenu requis	2 108	594	490	530
Impact cumulatif total sur le revenu requis	2 702		1 020	
Impact tarifaire cumulé	3,0 %	5,0 %	0,9 %	4,5 %
Réduction des émissions de GES (Mt. de CO2 eq.) cumulatif 2022-2030	3,78		2,70	

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0034](#), p. 27, tableau 20, p. 39, tableau 39 et p.40, tableau 40.

[159] Sur la base des tableaux 20, 39 et 40 déposés par les Distributeurs en preuve, la Régie résume comme suit l'analyse comparative de la mise en place des scénarios TAÉ et biénergie en termes d'impact net sur leurs revenus requis, sur les tarifs et sur la réduction des émissions de GES sur la période cumulative 2022-2030¹²⁶ :

- le scénario TAÉ coûte 1 682 M\$ (2030) de plus que le scénario biénergie;
- le scénario TAÉ permet la réduction des émissions de GES de 3,78 Mt. de CO2 eq., comparativement à 2,7 Mt pour le scénario biénergie;
- pour les clients d'Énergir, l'impact tarifaire cumulé du scénario TAÉ s'élève à 5,0 %, comparativement à 4,5 % pour le scénario biénergie;
- pour les clients d'HQD, l'impact tarifaire cumulé du scénario TAÉ s'élève à 3,0 %, comparativement à 0,9 % pour le scénario biénergie.

[160] Pour HQD, la mise en place du scénario TAÉ comporterait des impacts nets sur son revenu requis de 2,5 fois plus élevé que la mise en place du scénario biénergie. Pour l'ensemble de sa clientèle, l'impact tarifaire cumulé du scénario TAÉ serait pratiquement de trois fois plus élevé que le scénario biénergie.

¹²⁶ Pièce [B-0034](#), p. 27, 39 et 40.

[161] **En conséquence, la Régie prend acte du fait que les Demanderesses privilégient le scénario de conversion biénergie pour favoriser l'atteinte des cibles prévues au PÉV 2030, soit une réduction de 50 % des émissions de GES liées au chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels à l'horizon 2030.**

[162] Enfin, la Régie considère que le potentiel cumulatif de réduction de 2,7 M de tonnes des émissions de GES d'ici 2030 en lien avec le scénario biénergie est réaliste bien qu'ambitieux. De ce fait, chaque conversion réalisée permettra au Québec de se diriger vers une économie plus faible en carbone.

6. PROJET D'OFFRE BIÉNERGIE

6.1 L'ENTENTE DE COLLABORATION ET L'OFFRE BIÉNERGIE

Position des Distributeurs

[163] Les Distributeurs soulignent que le PÉV 2030 et son PMO 2021-2026 ont fait l'objet de consultations majeures de la part des autorités gouvernementales¹²⁷ :

« [...] qui ont eu lieu été deux mille dix-neuf (2019), hiver deux mille vingt (2020).

[...]

Quatre ministres du gouvernement ont rencontré cinq cent cinquante (550) intervenants dans l'ensemble des régions du Québec;

Cinq groupes de travail composés d'une soixantaine d'experts et de représentants de la société civile ont réfléchi à des mesures que le gouvernement pourrait prendre dans le cadre du Plan pour une économie verte vingt trente (2030);

Des consultations en ligne ont été organisées par le gouvernement, afin de permettre à la population de s'exprimer;

Le gouvernement a reçu cent quatre-vingt-sept (187) mémoires et trois mille deux cents (3200) questionnaires ont été remplis;

Les suggestions reçues et les opinions exprimées ont été analysées et ont contribué à l'élaboration du Plan ».

¹²⁷ Pièce [A-0057](#), p. 310 et 311.

[164] Selon les Distributeurs, le PÉV 2030 démontre la volonté du Gouvernement de privilégier le recours optimal à l'électricité et au gaz naturel pour favoriser la décarbonation des bâtiments¹²⁸. Dans le cadre du PMO 2021-2026 :

« Le gouvernement innove en demandant 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 »¹²⁹.

[165] L'Entente de collaboration entre HQD et Énergir, signée le 13 juillet 2021, a pour objet d'encadrer la collaboration des parties afin de réaliser le Projet biénergie¹³⁰.

[166] Elle prévoit notamment les modalités relatives à la Contribution GES applicable à l'égard des clients ayant choisi la biénergie entre le 1^{er} janvier 2022 et le 31 décembre 2026 (la première période d'adhésion). L'Entente de collaboration prévoit également que les parties pourront convenir des paramètres applicables du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2030 (la deuxième période d'adhésion).

[167] Les Distributeurs ont également convenu de mettre sur pied le comité de gouvernance ainsi que le comité technique, tous deux formés de représentants de chaque partie à l'Entente de collaboration afin de réaliser le Projet biénergie. Le premier a pour mandat d'assurer la gouvernance, le bon fonctionnement et la coordination des actions des Distributeurs. Le second comité doit s'assurer de l'exactitude et de l'exhaustivité de la liste des clients participant au Projet biénergie, de suivre l'avancement de l'adhésion des clients d'Énergir à ce Projet, de prendre connaissance des données utilisées aux fins du calcul de la Contribution GES et de discuter de tout autre sujet à caractère technique relatif au Projet biénergie, incluant les volumes de gaz naturel convertis par les clients et leur nouvelle consommation électrique.

[168] Un premier amendement à l'Entente de collaboration a été signée en novembre 2021, pour y intégrer les valeurs finales dans la grille des taux applicables aux fins du calcul de la Contribution GES¹³¹.

¹²⁸ Pièce [B-0034](#), p. 6 et 7.

¹²⁹ [Plan de mise en œuvre 2021-2026 du Plan pour une économie verte 2030](#), p. 15.

¹³⁰ Pièce [B-0034](#), annexe A. Dans l'Entente de collaboration, HQD et Énergir sont désignées comme les « Parties » et l'Offre biénergie est définie comme étant le « Projet ».

¹³¹ Pièce [B-0034](#), annexe A.

[169] Dans une première phase du Projet biénergie, environ 100 000 clients résidentiels seront incités à convertir leur système de chauffage de l'eau à l'électricité, ainsi que leur installation de chauffage de l'espace en mode biénergie. La seconde phase du Projet visera la clientèle commerciale et institutionnelle. Sa mise en place nécessitera la fixation d'un tarif biénergie qui sera soumis à l'examen de la Régie en phase 2 du présent dossier vers la fin de l'année 2022.

[170] Tel que mentionné plus haut, l'Offre biénergie vise à contribuer à l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES prévues dans le PÉV 2030 et dans le PMO 2021-2026, soit une cible de 50 % des émissions liées au chauffage des bâtiments d'ici 2030. Sur la base des volumes de conversion à la biénergie projetés à l'horizon 2030, les Distributeurs évaluent le potentiel de réduction des émissions de GES associé à l'Offre biénergie à 540 000 tonnes de GES (i.e. 0,5 Mt éq. CO₂)¹³².

[171] Les Distributeurs indiquent que l'Offre biénergie vise à inciter la clientèle existante d'Énergir à convertir leurs systèmes de chauffage au gaz naturel vers des équipements biénergie. Elle vise également à inciter les nouveaux bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels à choisir des équipements biénergie¹³³.

[172] Les Distributeurs précisent que la clientèle ciblée inclura les bâtiments résidentiels et commerciaux dont la consommation annuelle totale s'élève à 15 000 m³ et moins et les bâtiments institutionnels consommant 500 000 m³ et moins. Les Distributeurs soulignent que ces balises ne visent pas à exclure des clients intéressés par l'Offre biénergie, mais plutôt à identifier la clientèle démontrant le plus grand avantage à y adhérer¹³⁴.

[173] Les Distributeurs indiquent avoir ciblé la quasi-totalité des clients institutionnels (98 %) et résidentiels (96 %) et qu'en termes de volumes, ces deux secteurs présentent les potentiels de conversion les plus importants. Ils précisent que le secteur commercial, bien que représentant un volume convertissable moindre, contribue de façon significative aux efforts de réduction des émissions de GES, soit 23 % du volume total des clients ciblés¹³⁵.

[174] Les Distributeurs indiquent qu'afin de pouvoir fonctionner en mode biénergie, les clients seront incités à installer un système électrique complémentaire au système au gaz

¹³² Pièces [B-0034](#), p. 5 et 20, tableau 12 et [B-0056](#), p. 27, R.14.1 et R.14.2.

¹³³ Pièce [B-0034](#), p. 8, lignes 22 et 23 et la note de bas de page 8.

¹³⁴ Pièce [B-0034](#), p. 11, lignes 1 à 7.

¹³⁵ Pièce [B-0034](#), p. 13.

naturel pour le chauffage des espaces. Ils expliquent que le choix du système électrique diffèrera selon la technologie utilisée avant la conversion et que son efficacité aura un impact sur la consommation d'énergie du client à la suite de la conversion. Ils ajoutent que les technologies de chauffage de l'espace au gaz naturel les plus utilisées varient selon les secteurs de consommation¹³⁶. Ils précisent que dans le cas des chaudières au gaz naturel, il s'agira de l'ajout d'une chaudière électrique, tandis qu'une thermopompe sera installée en complément aux générateurs d'air chaud au gaz naturel. Dans ce dernier cas, la thermopompe pourrait permettre également de remplacer un climatiseur central électrique¹³⁷.

[175] Une fois la clientèle cible définie, les Distributeurs évaluent le nombre de clients et les volumes de consommation normalisés correspondants qui ont été définis sur la base de volumes représentant la moyenne des années 2017 à 2019. L'année 2020 a été exclue en raison de son contexte particulier de pandémie¹³⁸. À l'aide d'hypothèses de croissance de la consommation, les Distributeurs présentent leur estimation du potentiel de conversions pour l'année 2030. Ils obtiennent ainsi les volumes convertissables totaux de la clientèle visée, avant conversion, permettant de définir notamment le scénario biénergie.

[176] En vue d'établir les consommations gazière et électrique après conversions pour le scénario biénergie, les Demanderesses indiquent avoir séparé les volumes de consommation de gaz naturel en fonction des usages projetés en 2030, ce qui permet d'identifier les volumes liés aux équipements périphériques, au chauffage de l'eau et au chauffage des espaces¹³⁹. Conséquemment, les Distributeurs ont été en mesure de déterminer les volumes totaux liés au chauffage de l'espace et de l'eau pouvant être convertis à l'électricité.

[177] Les Demanderesses évaluent le potentiel de conversion du gaz naturel vers l'électricité réparti par type d'usage pour l'année 2030 dans le scénario biénergie ainsi que les GES évités correspondants.

¹³⁶ Pièce [B-0034](#), p. 11 et 12, section 3.1.2.

¹³⁷ Pièce [B-0034](#), p. 48, lignes 1 à 11.

¹³⁸ Pièce [B-0034](#), p. 12 à 14, section 3.2.

¹³⁹ Pièce [B-0034](#), p. 14 et 15, sections 3.3 et 3.4.1.

TABLEAU 7
VOLUMES DE CONVERSION À LA BIÉNERGIE PROJETÉS (MM³) ET
LES GES ÉVITÉS (MT CO₂ EQ.)

	2025	2030	Potentiel (2036)
Résidentiel	49	110	182
Espace	35	79	131
Eau	14	31	50
Commercial	35	79	130
Espace	30	67	111
Eau	5	12	19
Institutionnel	44	98	163
Espace	41	92	153
Eau	3	6	10
Total	127	287	474
Espace	106	239	395
Eau	21	48	79
GES évités	0,24	0,54	0,89

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0034](#), p. 20, section 3.4.2, Tableau 12.

[178] Les Distributeurs indiquent avoir retenu l'hypothèse que 100 % des consommateurs éligibles auront convertis leurs équipements en mode biénergie après 15 ans. Dans le contexte de l'élaboration de l'Offre biénergie, les Distributeurs jugent que ce taux d'adhésion est raisonnable. Afin de soutenir cette hypothèse, les Distributeurs indiquent que, avec l'appui du Gouvernement, ils œuvrent conjointement sur un plan qui visera à stimuler l'adoption des systèmes biénergie en s'assurant qu'il soit compétitif face au scénario TAÉ¹⁴⁰.

[179] De plus, le taux de conversion a trait à la clientèle cible, tandis que l'Offre biénergie demeurera accessible à l'ensemble de la clientèle d'Énergir. Ainsi, les Distributeurs soumettent que leur objectif de décarbonation pourrait être atteint même si le taux réel de conversion de la clientèle cible n'est pas de 100 %. Ils complètent en soulignant que bien que le taux réel de conversion ne puisse être estimé, ils considèrent opportun d'utiliser le potentiel complet aux fins des calcul¹⁴¹.

¹⁴⁰ Pièce [B-0043](#), p. 29, R.15.5.

¹⁴¹ Pièce [B-0052](#), p. 3.

Position des intervenants

[180] L'AQP considère que l'Offre biénergie devrait également permettre la biénergie électricité-propane. En effet, le propane se compare au gaz naturel en terme de source d'approvisionnement. En outre, il dessert une clientèle qui n'a pas accès au réseau de distribution d'Énergir. L'Offre biénergie, en étant seulement disponible auprès des clients d'Énergir, revêt un caractère d'iniquité à l'égard de la clientèle au propane.

[181] Le GRAME soumet qu'il faut éviter d'attribuer une réduction de la consommation de volumes de gaz naturel qui ne serait pas attribuable à la conversion à la biénergie, mais plutôt à des mesures en efficacité énergétique, et d'y associer une Contribution GES durant les quinze prochaines années. Le GRAME souligne que l'amendement 1 de l'Entente de collaboration, prévoit une possibilité de réviser les taux appliqués pour le calcul de la consommation de référence des nouveaux bâtiments et ceux ayant un historique de moins d'un an. Cependant, la possibilité de réviser les taux pour le calcul de la consommation de référence n'est pas prévue pour les bâtiments de plus d'un an.

[182] Le GRAME comprend des explications fournies par les témoins des Distributeurs que l'appréciation de l'efficacité énergétique des bâtiments pourra être réévaluée lors de la révision des paramètres pour la deuxième période d'adhésion. Toutefois, pour tous les clients qui auront adhéré à l'Offre biénergie pendant la première période, les mêmes paramètres serviront à l'établissement de la Contribution GES, en utilisant le même calcul de la consommation de référence, pour les quinze prochaines années¹⁴².

[183] Le GRAME indique que les *Projets innovants* offrent la possibilité de compiler les économies d'énergie réalisées en efficacité énergétique par la clientèle institutionnelle de manière précise. En conséquence, le GRAME propose un suivi annuel des résultats en efficacité énergétique obtenus pour les clients institutionnels, et un ajustement, le cas échéant, au calcul du montant final du versement de la Contribution GES¹⁴³.

[184] Le RNCREQ est d'avis que l'utilisation du potentiel complet de conversions constitue une prévision irréaliste. Conséquemment, l'ensemble des analyses présentées par les Distributeurs s'avère vicié¹⁴⁴. Le RNCREQ indique que la mise en œuvre de l'Entente de collaboration devra être exemplaire et sans commune mesure avec l'ensemble

¹⁴² Pièce [A-0057](#), p. 54 et 55.

¹⁴³ Pièce [C-GRAME-0013](#), p. 2 et 3.

¹⁴⁴ Pièce [C-RNCREQ-0013](#), p. 24.

des programmes d'efficacité énergétique ayant déjà existé qui n'ont jamais eu de taux d'adhésion de 100 % par le passé¹⁴⁵.

[185] Selon le RNCREQ, les Distributeurs pourraient dès maintenant œuvrer à apporter des modifications à l'Entente de collaboration et à l'asseoir sur des prémisses plus complètes et plus réalistes, tant pour ce qui est du niveau d'appuis financiers à offrir que pour le taux de participation prévisible. Dans un tel cas, il pourrait être approprié de se pencher sur la question dans une phase ultérieure de ce dossier ou d'un autre¹⁴⁶.

Opinion de la Régie

[186] La Régie considère que l'Offre biénergie représente une approche commerciale inédite qui nécessite un changement fondamental, voire structurel, du modèle d'affaire d'Énergir.

[187] Le Projet biénergie repose sur la conclusion d'une Entente de collaboration entre les deux Distributeurs. Dans l'ensemble, le Projet biénergie couvre la période 2022-2045, en considérant que les dernières conversions seront effectives en 2030.

[188] Dans une première phase, le Projet biénergie vise la conversion du gaz naturel à l'électricité d'une partie du chauffage de l'espace et de la totalité du chauffage de l'eau pour le marché résidentiel.

[189] Le PMO 2021-2026 et le Décret circonscrivent le marché visé par le mode biénergie électricité-gaz naturel. Il porte exclusivement sur les clients d'Énergir dans le but de favoriser une utilisation optimale des réseaux de distribution de l'électricité et du gaz naturel. Il n'inclut pas, pour le moment, les réseaux municipaux de distribution d'électricité et exclut la conversion du gaz propane vers l'électricité.

[190] Pour ce qui est des réseaux municipaux de distribution d'électricité les Distributeurs ont mentionné, lors de l'audience, que des ententes pourraient être conclues, en autant qu'Énergir soit présente sur leur territoire¹⁴⁷. Ils se sont aussi engagés à informer la Régie lorsque de telles ententes seront conclues.

¹⁴⁵ Pièce [C-RNCREQ-0022](#), p. 5.

¹⁴⁶ Pièce [C-RNCREQ-0013](#), p. 31.

¹⁴⁷ Pièce [A-0053](#), p. 62 et 63.

[191] **La Régie prend acte de la clientèle visée par les Distributeurs. Par ailleurs, considérant que le marché résidentiel est mature en termes d'usage et de technologies pour adhérer au mode biénergie électricité-gaz naturel, la Régie juge qu'il est approprié que l'Offre biénergie soit déployée au secteur résidentiel dans un premier temps.**

[192] **La Régie demande aux Distributeurs de déposer un suivi administratif dans lequel ils préciseront les ententes qui auront été conclues avec les réseaux municipaux. Elle demande à HQD de déposer ce suivi administratif au même moment que le dépôt des renseignements mentionnés à l'Annexe II de la Loi et à Énergir de le déposer dans le cadre de son rapport annuel.**

6.2 LES NOUVEAUX BÂTIMENTS

Position des Distributeurs

[193] Les Distributeurs indiquent que les nouveaux bâtiments pour lesquels Énergir reçoit une demande de branchement au réseau de gaz naturel seront également visés par l'Offre biénergie¹⁴⁸.

[194] Les Distributeurs précisent que la « conversion à la biénergie » est en effet utilisé pour les bâtiments existants et pour les nouveaux bâtiments. L'utilisation de ce terme se veut pour fins de simplification en référant au fait que, conceptuellement, le client qui aurait installé un système de chauffage au gaz naturel dans son nouveau bâtiment, mais qui choisit l'Offre biénergie, effectue une conversion « sur plan ». Le client est considéré comme faisant partie de la « clientèle existante d'Énergir » dès que sa demande de service est acceptée, conformément aux articles 4.1.1, 4.1.2 et 4.5.2 des *Conditions de service et Tarif*¹⁴⁹ (les CST).

[195] Les Distributeurs indiquent que dans un esprit de cohérence avec les orientations gouvernementales inscrites au PÉV 2030 et au Décret, ils jugent qu'il est essentiel d'inclure à l'Offre biénergie les nouveaux bâtiments de façon à maintenir le cap sur la décarbonation, sans exercer de pression additionnelle sur le réseau électrique. En outre, il est raisonnable

¹⁴⁸ Pièce [B-0035](#), p. 8, lignes 22 et 23 et la note de bas de page 8, et p. 10, lignes 19 à 25.

¹⁴⁹ Pièce [B-0027](#), p. 37, R.10.2 et R.10.3.

de présumer que les nouveaux bâtiments qui adhéreront à l'Offre biénergie auraient opté pour la solution gaz naturel si l'Offre biénergie n'avait pas été disponible¹⁵⁰.

[196] Par ailleurs, Énergir souligne l'importance de contribuer aux réductions d'émission de GES dès que possible, ce qui requiert que l'Offre biénergie soit mise en place rapidement. Tout délai dans l'admissibilité d'un client à l'Offre biénergie vient en effet retarder les réductions des émissions de GES.

Positions des intervenants

[197] À la lumière du PÉV 2030 et de son PMO 2021-2026, la FCEI indique qu'elle est favorable à la position exprimée par les Demanderesses quant à la notion de « clients existants » à l'effet que l'intention du Gouvernement n'était pas de fixer dans le temps les clients pouvant ou non bénéficier de l'Offre biénergie, mais plutôt de qualifier de clients ceux qui sont sur le point de devenir clients.

[198] Le GRAME s'oppose à ce que l'Offre biénergie soit accessible aux nouveaux bâtiments. Selon le GRAME, le Décret énonce la volonté du Gouvernement de permettre un partage des coûts liés à la conversion à la biénergie électricité – gaz naturel d'une partie des « clients actuels d'Énergir » afin d'équilibrer l'impact tarifaire entre les clients des deux Distributeurs¹⁵¹.

[199] Le GRAME soumet que la croissance du réseau d'Énergir via une Offre biénergie plus avantageuse que celle du gaz naturel ou de l'option TAÉ permet de formuler l'hypothèse qu'un engouement plus marqué pour les demandes de branchement au réseau d'Énergir est probable. En outre, il serait surprenant que le taux de croissance de -0,5 % pour le marché résidentiel demeure à ce niveau, considérant l'avantage économique de la biénergie par rapport à l'électricité et au gaz naturel¹⁵².

[200] Par conséquent, advenant que la Régie accepte la reconnaissance des nouveaux clients à titre de « clients actuels », le GRAME lui recommande de demander un suivi des données relatives à la progression pour les nouveaux bâtiments¹⁵³, soit des données

¹⁵⁰ Pièce [B-0041](#), p. 8, R.1.6.

¹⁵¹ Pièce [C-GRAME-0011](#), p. 7 et 8.

¹⁵² Pièce [C-GRAME-0011](#), p. 13.

¹⁵³ Pièce [C-GRAME-0011](#), p. 38.

relatives à la croissance du nombre de nouveaux bâtiments et à la consommation estimée par logement indiquées à l'annexe 4 de l'Entente de collaboration¹⁵⁴.

[201] Le GRAME soumet qu'un suivi sur la première période de l'Entente de collaboration permettrait de corriger, le cas échéant, l'estimation de consommation lors de la deuxième période de l'Entente de collaboration¹⁵⁵. Il indique qu'un ajustement du calcul des émissions de GES s'impose compte tenu des volumes attendus supérieurs à ceux déterminés en fonction d'un taux de pénétration des nouveaux bâtiments de 9 %¹⁵⁶.

[202] Le RNCREQ reconnaît que la biénergie peut contribuer à réduire les émissions de GES dans les situations où la principale source d'énergie pour le chauffage est le gaz naturel et où la conversion au TAÉ n'est pas techniquement possible. Toutefois, il s'oppose à l'utilisation du gaz naturel comme source énergétique (en biénergie ou non) servant au chauffage dans les bâtiments neufs¹⁵⁷. Le RNCREQ soutient qu'il existe des situations probables où l'Offre biénergie pour de nouveaux bâtiments aura l'effet de solliciter des clients qui autrement auraient choisi l'option TAÉ. À cet effet, il décrit un cas hypothétique détaillé d'un nouveau client qui, en l'absence de l'Offre biénergie, opterait pour le TAÉ¹⁵⁸.

[203] Le RNCREQ considère que le Décret cible spécifiquement les clients actuels d'Énergir. De plus, l'objectif du Gouvernement dans l'adoption du Décret consiste à prévenir l'adhésion de la clientèle résidentielle qui ne possède pas encore de système au gaz naturel et qui pourrait avoir recours à un système entièrement à l'électricité, plus sobre en carbone. Cette approche du Gouvernement est parfaitement cohérente avec la transition prévue à l'horizon des années 2030 et 2050.

[204] Le ROEE s'oppose à l'hypothèse que la nouvelle clientèle demande un raccordement et choisisse la biénergie plutôt que d'adhérer au scénario gaz naturel en tout temps. Il précise que dans le secteur de la nouvelle construction, c'est l'entrepreneur en construction qui décide du type de chauffage, et non l'acheteur¹⁵⁹.

¹⁵⁴ Pièce [C-GRAME-0017](#), p. 14.

¹⁵⁵ Pièce [C-GRAME-0013](#), p. 4, R.1.2.

¹⁵⁶ Pièce [C-GRAME-0020](#), p. 13, par. 61.

¹⁵⁷ Pièce [C-RNCREQ-0013](#), p. 2.

¹⁵⁸ Pièce [C-RNCREQ-0013](#), p. 20.

¹⁵⁹ Pièce [C-ROEE-0013](#), p. 16.

[205] Le RTIÉE indique que dans le contexte où l'Offre biénergie n'est pas parfaite, il recommande d'effectuer un suivi annuel de l'évolution, notamment des prévisions, du marché de la nouvelle construction et des nouvelles technologies de chauffage électrique avec accumulation¹⁶⁰.

Opinion de la Régie

[206] La Régie constate que des nouveaux bâtiments s'ajoutent annuellement au réseau d'Énergir afin d'être alimentés en gaz naturel pour satisfaire leurs besoins de chauffage. Selon Énergir, le taux de pénétration de ce marché est de l'ordre de 9 %.

[207] Pour certains intervenants, il n'est pas opportun d'inclure les nouveaux bâtiments dans l'Offre biénergie et de comptabiliser, en conséquence, la réduction des émissions de GES qui y serait associée. D'une part, ils soutiennent que le Décret réfère seulement aux clients actuels et d'autre part, que cela favorise le maintien du réseau gazier.

[208] La Régie ne retient pas cette interprétation. Tout d'abord, tel que mentionné ci-haut, la *Politique énergétique 2030* et le PÉV 2030 ne découragent nullement l'expansion du réseau gazier. D'ailleurs, le PÉV 2030 priorise les énergies renouvelables, dont l'électricité, lors de la construction ou la rénovation de bâtiments de façon à ce que les énergies renouvelables constituent la principale, et non l'unique, source d'énergie utilisée pour le chauffage.

[209] Ainsi, pour être raccordée au réseau, la clientèle des nouveaux bâtiments sera fortement encouragée à opter pour le mode biénergie plutôt que d'utiliser seulement le gaz naturel pour satisfaire ses besoins de chauffage. En outre, Énergir n'entreprendra pas de démarche ciblée pour attirer des clients qui opteraient plutôt pour le TAÉ.

[210] Bien que le Décret utilise l'expression « client actuel », la Régie est d'avis que cette mention est en lien avec le partage des coûts, étant entendu que ce partage ne peut s'effectuer avec les clients futurs.

[211] Enfin, lors de l'audience, les Distributeurs ont indiqué que si la Régie adoptait la position que les nouveaux bâtiments ne seront pas admissibles à l'Offre biénergie au jour 1,

¹⁶⁰ Pièce [C-RTIÉE-0019](#), p. viii.

ils le deviendraient au jour 2¹⁶¹, ce qui aurait pour effet de réduire les émissions de GES attribuable à ces clients pour les années à venir¹⁶².

[212] En conséquence, la Régie est d’avis que le Décret ne cible pas uniquement les clients actuels d’Énergir et que les clients des nouveaux bâtiments qui optent pour l’Option biénergie doivent être inclus dans le calcul de la réduction des émissions de GES.

[213] La Régie demande aux Distributeurs de déposer un suivi administratif dans lequel ils identifieront le taux de pénétration, le nombre et la consommation ainsi que le volume d’émission de GES évité attribuable à la clientèle des nouveaux bâtiments. Elle demande à HQD de déposer ce suivi administratif au même moment que le dépôt des renseignements mentionnés à l’Annexe II de la Loi et à Énergir de le déposer dans le cadre de son rapport annuel.

6.3 L’APPLICATION DU TARIF DT ET RISQUE DE MIGRATION AU TAÉ

Position des Distributeurs

[214] L’Offre biénergie est associée au tarif DT et, en conséquence, à ses conditions et mode de contrôle. HQD explique que dans le contexte où le nombre d’heures où des achats sont prévus devient de plus en plus important sur l’horizon de planification, l’effacement obtenu par le tarif DT, qui couvre généralement des périodes plus étendues que les périodes de pointe fine, participera au maintien de l’équilibre offre-demande¹⁶³.

[215] Dans leur Demande, HQD et Énergir expliquent comment elles entendent contrôler et tarifier la biénergie :

« La méthode retenue pour activer la permutation entre le chauffage électrique et le chauffage au gaz naturel pour tous les marchés est la même que celle présentement en vigueur pour le tarif DT de HQD.

¹⁶¹ Pièce [A-0049](#), p. 20 et 21.

¹⁶² Pièce [A-0044](#), p. 45 et 46.

¹⁶³ Pièce [B-0037](#), p. 7, R.2.2.

Pour le secteur résidentiel, les clients peuvent adhérer au tarif DT qui les incite à utiliser leur système de chauffage électrique en période hors pointe et leur système de chauffage au gaz naturel en période de pointe. Sur le plan tarifaire, pour l'ensemble de la clientèle admissible, ces périodes de pointe sont définies comme des périodes durant lesquelles la température extérieure est inférieure à -12°C ou -15°C, selon les zones climatiques définies par Hydro-Québec (Températures de permutation) [NDBP : Par la suite, seule la Température de permutation de -12°C a été retenue pour l'analyse, car très peu de clients visés par l'Offre sont situés dans les zones pour lesquelles la Température de permutation de -15°C s'applique.] [note de bas de page omise]

En pratique, dans le cas d'appareils de chauffage électriques standards, la permutation de l'électricité vers le gaz naturel sera effective pour la température déterminée au tarif DT. Cependant, la permutation des systèmes pourrait se faire à une température différente dans certaines situations. En effet, dans le cas d'appareils de chauffage électriques efficaces (thermopompe), la capacité de ces appareils pourrait ne pas suffire à assurer un confort au client, car plus la température baisse, plus la capacité des thermopompes diminue. Afin d'assurer le confort des occupants, il pourrait y avoir une consommation de gaz naturel même si la Température de permutation n'est pas atteinte. Cette température d'équilibre varie d'un bâtiment à l'autre, mais peut être estimée à -9°C pour les besoins d'évaluation des volumes de gaz naturel convertissables.

Ainsi, dépendamment du secteur et de la technologie utilisée par les clients, une température de permutation effective de -9°C ou de -12°C a été prise en compte pour le calcul des volumes de chauffage de l'espace convertis »¹⁶⁴.

[216] HQD précise que le système de contrôle des thermopompes, qui déclenche le mode combustible quand elles cessent d'être efficaces, est indépendant du système de contrôle qui fait basculer le tarif d'une tranche à l'autre¹⁶⁵.

[217] HQD explique par ailleurs que depuis 2012, à la demande de la Régie, le cas-type utilisé pour le calibrage du tarif DT est ajusté en fonction de la mise à jour annuelle de la normalisation de la température qui tient compte du réchauffement climatique. Dans le présent dossier, les besoins de chauffe des cas types représentatifs de la clientèle

¹⁶⁴ Pièce [B-0034](#), p. 15 et 16.

¹⁶⁵ Pièce [B-0016](#), p. 57.

résidentielle d'Énergir présentés au Tableau 45 de la pièce B-0005, prennent en compte les conditions climatiques récentes¹⁶⁶.

[218] En réponse à une DDR de l'AHQ-ARQ, les Distributeurs expliquent le choix d'associer le tarif DT à l'Offre de biénergie :

« ...les Distributeurs rappellent que la conversion s'appuie sur les modalités existantes de la biénergie, laquelle a démontré depuis plusieurs décennies, son efficacité en matière d'écrêtement de la pointe »¹⁶⁷.

« Le nombre d'heures moyen utilisé pour estimer le potentiel de conversion est de 573, soit la moyenne historique récente de 2015 à 2019 du nombre d'heures où la température est inférieure à -12°C, mesurée à l'aéroport Montréal-Trudeau.

[...]

Ainsi, HQD soutient que l'effacement basé sur la température dans le tarif DT est appuyé sur une relation forte entre la température, la charge et ses besoins d'approvisionnements, et ceci, dans l'optique d'une diversification de ses moyens »¹⁶⁸.

[219] Les Distributeurs précisent que les consommateurs opportunistes, soit ceux visant à s'équiper d'un nouveau système de chauffage électrique pour ensuite opter pour le TAÉ, seront plutôt rares en raison d'une part, des coûts des équipements requis qui sont substantiellement plus élevés comparativement aux équipements biénergie et, d'autre part, de la période de récupération de l'investissement (PRI) plus longue¹⁶⁹.

[220] Les Distributeurs mentionnent, en réponse à la FCEI, que l'opportunisme est davantage lié aux factures annuelles en fonction des scénarios et de l'équipement sélectionnés, dans la mesure où, pour les maisons unifamiliales, les duplex et triplex (UDT) de petite taille, les factures du scénario TAÉ sont moins élevées comparativement à la biénergie. Par contre, l'analyse globale des factures et des coûts de remplacement des équipements démontre que la PRI est plus faible dans le scénario biénergie. Par conséquent,

¹⁶⁶ Pièce [B-0016](#), p. 32.

¹⁶⁷ Pièce [B-0037](#), p. 2.

¹⁶⁸ Pièce [B-0037](#), p. 7.

¹⁶⁹ Pièce [B-0027](#), p. 46, R.11.6.

le risque d’opportuniste demeure limité¹⁷⁰. De plus, il appert que la majorité des clients possédant des résidences unifamiliales, typiquement un condo ou une petite maison, utilise un système à air chaud et que la plupart de ces systèmes sont compatibles avec une conversion utilisant une thermopompe.

[221] En outre, à l’égard des clients ayant adhéré à la biénergie qui migreraient prématurément vers le TAÉ, HQD rappelle la clause prévue dans ses modalités de programme. Cette clause stipule que le client participant au programme doit adhérer au tarif DT pour une période minimale de 10 ans, faute de quoi il devra rembourser l’appui financier reçu au prorata du nombre d’années résiduel, amenuisant ainsi le risque de migration¹⁷¹. En réponse à une DDR de la Régie, HQD confirme toutefois que l’entente stipulant les modalités de l’Offre biénergie et les obligations qui en découlent n’est pas transférable à un acquéreur subséquent de la résidence où l’équipement visé est installé¹⁷².

[222] Enfin, les Distributeurs précisent :

« [qu’ils] feront un suivi interne régulier des conversions et des caractéristiques de consommation des clients convertis, par exemple la pénétration des équipements efficaces, afin de valider et ajuster au besoin leurs hypothèses quant à l’impact de ces conversions sur leur demande d’énergie respective »¹⁷³.

Positions des intervenants

[223] Aucun intervenant n’a fait de représentation directe sur l’usage du tarif DT.

[224] Plusieurs intervenants ont cependant fait des représentations sur le contrôle du mode combustible qu’ils jugent inefficent. Ces intervenants voudraient réduire l’usage de combustible uniquement aux heures de pointe critique du réseau électrique seulement¹⁷⁴. Cette proposition, en modifiant les volumes respectifs d’utilisation du combustible et de l’électricité nécessiterait une recalibration majeure du tarif DT, un exercice qui ne peut être réalisé que dans le cadre d’une demande tarifaire.

¹⁷⁰ Pièce [A-0047](#), p. 23, lignes 1 à 8 et p. 27, lignes 6 à 14.

¹⁷¹ Pièce [B-0066](#), p. 23.

¹⁷² Pièce [B-0076](#), p. 19, R.5.1.c).

¹⁷³ Pièce [B-0034](#), p. 46.

¹⁷⁴ Ces représentations sont exposées à la section 5.3 de la présente décision qui analyse les différents scénarios de conversion.

[225] La FCEI soumet qu'elle ne dispose pas de l'information nécessaire afin de juger s'il est prudent de viser la clientèle UDT avec chaudière, considérant le risque d'opportunisme et de migration vers le chauffage TAÉ¹⁷⁵. La FCEI indique avoir été partiellement rassurée par les explications des témoins des Distributeurs et qualifie le risque d'opportunisme d'amoindri. Selon elle, le risque persiste toutefois du fait, notamment, que les Distributeurs indiquent que la majorité des clients possédant des résidences unifamiliales utilisent un système à air chaud. Pour la FCEI, « une majorité » est un terme flou qui ne lui permet pas d'exclure qu'un nombre significatif de clients soient incités à l'opportunisme¹⁷⁶.

Réplique des Distributeurs

[226] L'Offre biénergie est associée au tarif DT et donc à ses conditions et mode de contrôle. HQD rappelle que dans le contexte où le nombre d'heures où des achats sont prévus, est de plus en plus important sur l'horizon de planification, l'effacement obtenu par le tarif DT, qui couvre généralement des périodes plus étendues que les périodes de pointe fine, participera au maintien de l'équilibre offre-demande¹⁷⁷.

[227] Selon les Distributeurs, puisqu'ils ne demandent pas dans le présent dossier une modification du tarif DT, non plus qu'une approbation de l'Entente de collaboration, les autres approches de décarbonation envisageables en remplacement de celle proposée ou les modalités d'application tarifaires ne font pas l'objet d'un examen au dossier¹⁷⁸.

« Les Distributeurs rappellent qu'ils ont développé la présente Offre en réponse à l'invitation du Gouvernement, dans le PEV 2030, de contribuer à la réduction de 50 % des émissions de GES issues du chauffage des bâtiments d'ici 2030, par rapport au niveau de 1990, en misant sur la collaboration des deux principaux distributeurs d'énergie du Québec. Le Décret est particulièrement explicite sur la façon de concrétiser cette orientation. Dans ce contexte, les Distributeurs sont d'avis que la biénergie gaz naturel - électricité constitue le scénario qui minimise les coûts pour leurs clientèles comparativement à l'alternative d'électrification complète comme démontré à la section 7 de la pièce HQD-Énergir-1, document 1 révisée »¹⁷⁹.

¹⁷⁵ Pièce [C-FCEI-0011](#), p. 8.

¹⁷⁶ Pièce [A-0050](#), p. 222 à 224.

¹⁷⁷ Pièce [B-0037](#), p. 7, R.2.2.

¹⁷⁸ Pièce [B-0037](#), p. 2, R.1.1.

¹⁷⁹ Pièce [B-0038](#), p. 35.

[228] Tel que mentionné précédemment, selon les Distributeurs, le scénario biénergie qu'ils proposent n'est pas incompatible avec d'autres mesures qui pourraient être mises en place en efficacité énergétique, par exemple. Cependant, ces mesures ne font pas l'objet de la présente demande.

[229] À propos des thermopompes, les Demanderesses précisèrent au cours de l'examen du dossier :

- que cette technologie aura toujours besoin d'une relève lors des périodes de froid extrême¹⁸⁰;
- que la biénergie constitue un support parfait et judicieux à cette technologie¹⁸¹;
- qu'elles souhaitent que le plus grand nombre de thermopompes puisse être installé dans le cadre du Projet biénergie car il s'agit d'une importante mesure d'efficacité énergétique¹⁸²;
- que dans le cas de maisons équipées d'un système de distribution d'air chaud avec une entrée électrique suffisante, le surcoût réel de la conversion à la biénergie se limite à celui de la thermopompe¹⁸³; et
- que HQD ne subventionnera pas les chaudières à résistances électriques pour des systèmes de chauffage à eau chaude et que les seuls appuis financiers prévus par HQD visent l'acquisition de thermopompes centrales ENERGY STAR ou NEEP adaptées pour les besoins de la biénergie. Ces appuis financiers seront intégrés à son budget d'interventions en efficacité énergétique au moment du « *rebasings* », dans sa demande tarifaire 2025-2026¹⁸⁴.

[230] Les Demanderesses précisent que le client qui possède une thermopompe et qui utilise son gaz naturel en appoint constitue le marché visé par l'Offre biénergie. Elles ajoutent que :

*« [...] c'est le plus gros marché visé. Parce que la proportion des clients qui utilisent l'air chaud dans les systèmes centraux est plus grande que tous les autres systèmes, du moins dans le résidentiel unifamilial »*¹⁸⁵.

¹⁸⁰ Pièce [A-0044](#), p. 98.

¹⁸¹ Pièce [A-0044](#), p. 157.

¹⁸² Pièce [A-0044](#), p. 162.

¹⁸³ Pièce [A-0044](#), p. 164.

¹⁸⁴ Pièce [A-0044](#), p. 231 et 232.

¹⁸⁵ Pièce [A-0044](#), p. 188.

[231] Les Demanderesses indiquent également :

« [...] que les clients qui ont un système au gaz actuellement performant et qui ne nécessitent pas de changement puissent justement adhérer à la biénergie grâce à l'installation d'une thermopompe. Et ce cas fait partie des cas qu'on a évalués dans l'ensemble des cas pour nos cas-types. [...], quelqu'un qui aurait mis à jour déjà son système au gaz, je donne un exemple, il y a quatre ans, ne sera pas nécessairement avisé. Nous n'appellerons pas pour changer son système au gaz, mais il va être potentiellement intéressé de venir mettre une thermopompe pour passer à la biénergie, sans nécessairement avoir à investir quoi que ce soit dans son système au gaz. S'il s'agit effectivement d'un des cas qui ont été analysés et dont on a fait l'estimation dans l'ensemble des surcoûts »¹⁸⁶.

Opinion de la Régie

[232] La biénergie combinée au tarif DT ne constitue pas seulement une mesure d'effacement de la pointe pour les 100 heures les plus critiques. En couvrant typiquement 600 à 900 heures parmi les heures les plus froides de l'hiver, elle représente un apport d'énergie d'hiver appréciable alors que la fin des surplus d'HQD se confirme.

[233] Le tarif DT semble donc adapté pour combiner l'usage d'un combustible avec les thermopompes. Il apparaît comme un bon outil pour démarrer l'Offre biénergie, notamment son volet qui encourage l'adoption des thermopompes.

[234] La Régie constate d'ailleurs que l'utilisation d'une thermopompe en mode biénergie représente le principal segment visé par les Distributeurs dans le marché résidentiel. Les thermopompes avec appoint au gaz naturel perdent cependant de leur efficacité énergétique à partir d'une température de l'ordre de -10°C. Par conséquent, la Régie est d'avis :

- qu'il n'est pas possible de restreindre l'usage du gaz naturel aux seules heures de plus forte demande du réseau électrique, tel que suggéré par plusieurs intervenants qui semblent en même temps favorables à l'efficacité énergétique des thermopompes, puisque ces dernières ne sont plus opérationnelles avant l'atteinte du seuil de -12°C;

¹⁸⁶ Pièce [A-0044](#), p. 166 et 167.

- que la structure du tarif DT est donc adaptée à cette combinaison de technologie de biénergie, notamment si les performances de thermopompes arrivent à se rapprocher de la température de bascule du tarif.

[235] Pour ce qui est des chaudières électriques dont l'installation pour les UDT de petite taille sera subventionnée par le SITÉ et non par les Distributeurs, la preuve est à l'effet que le tarif DT n'apparaît pas intéressant *a priori*. En outre, cette situation pourrait représenter un incitatif pour ces clients à adhérer au TAÉ plutôt qu'au mode biénergie.

[236] Les contraintes techniques des thermopompes ne s'appliquent pas aux chaudières électriques. Ces dernières peuvent être dimensionnées à surcoût négligeable pour répondre aux besoins de chauffage des heures les plus froides de l'année. Elles peuvent donc facilement être utilisées pour d'autres options de contrôle et d'autres options tarifaires proposées par certains intervenants pour réduire encore davantage le nombre d'heures d'utilisation du gaz naturel, ce qui milite en faveur d'une réduction accrue des émissions de GES.

[237] La Régie a par ailleurs constaté qu'il existe des problèmes de rentabilité de l'Offre biénergie avec le tarif DT par rapport au TAÉ au tarif D pour les UDT, notamment ceux de petite taille. Cela représente un enjeu potentiel d'opportunisme pour les clients à chaudière électrique qui sont susceptibles d'adhérer au TAÉ après avoir bénéficié de la subvention du SITÉ.

[238] À cet égard, HQD précise que le tarif DT est réajusté périodiquement en fonction des nouvelles normales climatiques. Il n'est donc pas nécessaire de le recalibrer à cette étape-ci. Cependant, un autre aspect est souligné par HQD :

« Le Distributeur tient à rappeler que la Régie, dans sa décision D-2018-025, a accepté la bonification des économies réalisées au tarif DT et la récupération du manque à gagner auprès des autres clients domestiques. Ainsi, depuis le 1er avril 2018, la neutralité entre le tarif DT et le tarif D n'est plus respectée »¹⁸⁷.

[239] Ce manque à gagner au bénéfice des adhérents à l'Offre biénergie sera exacerbé dans la mesure où cette Offre biénergie vise à doubler le nombre de clients actuels au tarif DT.

¹⁸⁷ Pièce [B-0037](#), p. 9.

[240] **En conséquence, la Régie juge que l'utilisation du tarif DT actuellement en vigueur est appropriée pour le déploiement de l'Offre biénergie au secteur résidentiel.**

[241] **Cependant, à la lumière des preuves des intervenants, la Régie demande à HQD de déposer en preuve, dans le cadre de son dossier tarifaire 2025-2026, une analyse visant à confirmer que le tarif DT est toujours bien calibré.**

[242] **La Régie demande également aux Distributeurs de suivre les conversions en fonction de la technologie utilisée et d'identifier, le cas échéant, le nombre de clients biénergie qui auront migré au TAÉ et de déposer un suivi administratif dans lequel ils préciseront ces informations. Elle demande à HQD de déposer ce suivi administratif au même moment que le dépôt des renseignements mentionnés à l'Annexe II de la Loi et à Énergir de le déposer dans le cadre de son rapport annuel.**

6.4 LA STRATÉGIE DE MISE EN MARCHÉ

Position des Distributeurs

[243] Dans un souci d'accompagnement efficace des clients un guichet unique opéré par Énergir sera mis en place. En outre, afin de disposer d'une Offre biénergie disponible rapidement dans le marché, les Distributeurs proposent de déployer sa commercialisation en premier lieu auprès du marché résidentiel. À l'heure actuelle, ce marché présente les meilleures conditions à sa mise en marché, à l'accompagnement des clients avec l'existence du tarif DT et à l'utilisation des technologies existantes.

[244] Comparativement aux bâtiments résidentiels où les configurations technologiques sont plus simples, les Distributeurs soumettent que les bâtiments commerciaux et institutionnels présentent une variété de solutions technologiques et des configurations plus complexes. Par conséquent, des analyses additionnelles sont nécessaires afin d'offrir une offre biénergie optimale à ces marchés. Les Distributeurs poursuivront donc, parallèlement au déploiement de l'offre résidentielle, des travaux pour proposer les solutions technologiques et tarifaires les plus avantageuses pour ces secteurs¹⁸⁸.

¹⁸⁸ Pièce [B-0034](#), p. 55, section 9.5.1.

[245] Les Distributeurs indiquent que la commercialisation de l'Offre biénergie sera déployée de manière coordonnée. Ils mettront en valeur ses avantages environnementaux et économiques, en utilisant plusieurs stratégies de commercialisation-marketing pour établir à la fois la notoriété et encourager l'adhésion à l'Offre biénergie¹⁸⁹.

[246] Les Distributeurs s'affairent également à mettre au point un parcours client optimisé et fluide entre les parties prenantes afin de faciliter les démarches des clients. Ils précisent que lors de la demande d'adhésion au tarif DT, les demandes d'aides financières seront facilitées auprès d'Énergir, de HQD et du SITÉ pour l'acquisition d'équipements ou la couverture de certains frais pour la réalisation de travaux chez les clients. À cet égard, un processus coordonné simplifiant les contacts entre la clientèle et les parties impliquées sera instauré¹⁹⁰.

[247] Les coûts associés à la mise en place de l'Offre biénergie englobent les coûts additionnels encourus par les Distributeurs, ainsi que ceux liés à la mise en place des équipements chez les clients participants. Ces coûts seront assumés par les clients de HQD, par les clients d'Énergir, par la clientèle participante de même que par le Gouvernement¹⁹¹.

[248] Les coûts associés à l'Offre biénergie sont en bonne partie composés, pour HQD, de coûts d'approvisionnement en électricité et, pour Énergir, de pertes de revenus¹⁹². Dans le cas de HQD, au réel, les coûts d'approvisionnement associés aux clients biénergie ne pourront être distingués de l'ensemble des coûts d'approvisionnement. De même, les éventuels investissements sur les réseaux de transport et distribution seront effectués au cours des années à venir afin de répondre à la croissance de l'ensemble de la charge, dont fera partie celle associée à la biénergie.

[249] Afin d'évaluer l'impact de l'Offre biénergie du point de vue des clients, les Distributeurs indiquent avoir analysé les cinq cas types résidentiels les plus représentatifs de l'ensemble de la clientèle résidentielle d'Énergir qui sont visés par l'Offre biénergie, tant sur le plan du profil de consommation que de la taille des clients. Les cinq cas types ont été divisés en deux sous-segments, à savoir les UDT et les multi-habitations. Les Distributeurs soulignent que ces clients sont représentatifs de la majorité de la clientèle,

¹⁸⁹ Pièce [B-0034](#), p. 55, section 9.5.2 et [annexe A](#), section 6.

¹⁹⁰ Pièce [B-0034](#), p. 56, section 9.5.3.

¹⁹¹ Pièce [B-0036](#), p. 11, R.4.1.

¹⁹² Pièce [B-0036](#), p. 12, R.4.2.

mais pas de la totalité. Ils précisent que les trois cas types UDT identifiés représentent 79 % de la clientèle UDT visée par l'Offre biénergie¹⁹³.

[250] Les Distributeurs précisent que le profil et les volumes de consommation des cas types sont fonction du type d'équipement utilisé par bâtiment et des spécificités technologiques de chaque équipement. Dans le cas des UDT, davantage de clients utilisent un générateur d'air chaud plutôt qu'une chaudière pour la chauffe¹⁹⁴.

[251] Les Distributeurs comparent les factures énergétiques des cas types tout au gaz naturel à celles obtenues dans les cas de conversion vers la biénergie ou vers une solution TAÉ, selon l'équipement sélectionné¹⁹⁵. Les factures ont été calculées à partir des volumes de consommation de chacun des cas types. Les Distributeurs constatent que la solution biénergie est avantageuse pour tous les cas de figure par rapport au gaz naturel.

[252] Ils soumettent que l'économie annuelle réalisée dans les scénarios TAÉ et biénergie par rapport au scénario tout gaz est plus importante dans le cas des clients UDT disposant d'un générateur d'air chaud. Cela s'explique principalement par une meilleure efficacité des thermopompes électriques par rapport aux chaudières électriques.

[253] Cependant, ils remarquent que dans certains cas, notamment les UDT avec générateur d'air chaud et les UDT de petite taille avec chaudière, les factures annuelles sont moins élevées dans le scénario TAÉ que celles du scénario tout gaz. Or, le scénario TAÉ présente des factures annuelles plus élevées que celles du scénario biénergie pour la majorité des clients d'Énergir. Ils concluent que la migration vers une électrification totale des usages ne représente pas la solution la plus avantageuse du point de vue de la facture énergétique pour la plupart des clients d'Énergir.

[254] Les Distributeur présentent la comparaison des coûts associés au remplacement des équipements pour chaque cas type en fonction des scénarios et des équipements installés selon le type de bâtiment¹⁹⁶. Pour les clients UDT, ils constatent que le coût de remplacement dans les scénarios TAÉ et biénergie, par rapport au scénario tout gaz, s'avère plus important pour les clients possédant des générateurs d'air chaud. Ils soumettent que

¹⁹³ Pièce [B-0038](#), p. 40, tableau R-20.1.

¹⁹⁴ Pièce [B-0034](#), p. 48.

¹⁹⁵ Pièce [B-0034](#), p. 49, tableau 46.

¹⁹⁶ Pièce [B-0034](#), p. 50, tableau 47.

ces écarts de coût s'expliquent principalement par le coût plus élevé des thermopompes électriques comparativement à celui des chaudières électriques.

[255] Par contre, les Distributeurs notent que les coûts dans le scénario biénergie sont moins élevés que dans le scénario TAÉ puisqu'ils n'incluent que les coûts liés aux équipements et à leur installation, alors que le scénario TAÉ inclut également le coût lié à la mise à niveau électrique. Les Distributeurs précisent que la mise à niveau électrique explique la totalité de l'écart de coûts entre ces deux scénarios.

[256] Les Distributeurs ajoutent qu'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 puisqu'on présume que l'installation d'une thermopompe peut généralement se faire à partir des installations électriques existantes¹⁹⁷.

[257] Enfin, les Demanderesses présentent une analyse de la PRI¹⁹⁸ selon deux cas de figure, soit des subventions permettant de couvrir 50 % ou 80 % du surcoût. Elles constatent 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 types¹⁹⁹.

[258] Les Distributeurs indiquent que dans le cadre du PÉV 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 précisent que cette enveloppe est allouée pour les cinq premières années. Cela équivaut à une moyenne de près de 3 000 \$ par installation. Ils ajoutent qu'ils visent, avec la collaboration du SITE, une utilisation ciblée de l'enveloppe afin de combler les écarts les plus importants pour les investissements requis. Ils indiquent qu'il faut ajouter à cette enveloppe les montants déjà prévus dans les programmes en efficacité énergétique respectifs de chacun des Distributeurs, qui peuvent atteindre plus de 1 000 \$ par installation dans le marché résidentiel²⁰⁰.

[259] 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 qu'ils ont analysés ne prennent pas en compte ces subventions puisque la

¹⁹⁷ Pièce [B-0035](#), p. 24, R.8.2.

¹⁹⁸ Pièce [B-0034](#), p. 52 à 54, tableaux 48 à 52.

¹⁹⁹ Pièce [B-0034](#), p. 51.

²⁰⁰ Pièce [B-0039](#), p. 5, R.3.1.

forme et les montants sont toujours en cours d'analyse. Par conséquent, les Distributeurs indiquent que le coût réel payé par les clients sera moindre que celui utilisé dans leur analyse d'impact de l'Offre biénergie sur ces derniers.

[260] L'ensemble de ces mesures de soutien vise à couvrir une part maximale du surcoût pour favoriser les plus basses PRI possibles pour les clients²⁰¹. Les Distributeurs indiquent que la PRI devra être suffisamment intéressante pour inciter à un geste concret de la part des clients²⁰². Ils visent à réduire la PRI à un niveau qui favorisera la réussite du Projet biénergie.

[261] Les Distributeurs précisent par ailleurs certaines modalités d'application de l'Entente de collaboration :

« L'Entente couvre, dans un premier temps, les cinq premières années de conversion, soit 2022 à 2026. Elle pourra être prolongée si HQD et Énergir le souhaitent pour couvrir les années subséquentes du projet de conversion afin d'atteindre les objectifs fixés par le PEV 2030. Forts des résultats observés au cours des premières années de conversion, les Distributeurs pourront au besoin, discuter des paramètres énumérés à l'article 12.2 de l'Entente »²⁰³.

[262] En termes de suivi administratif annuel auprès de la Régie, les Distributeurs proposent de déposer, un suivi des principaux éléments du Projet biénergie, notamment :

- le nombre de clients convertis, répartis par clientèle;
- le volume de gaz naturel converti;
- les GES évités;
- l'accroissement de la demande d'électricité résultant des conversions;
- le montant de la Contribution GES versée par HQD à Énergir²⁰⁴.

²⁰¹ Pièce [B-0034](#), p. 55.

²⁰² Pièce [A-0044](#), p. 161, lignes 1 à 11.

²⁰³ Pièce [B-0034](#), p. 46 et annexe A, art. 12, p. 11.

²⁰⁴ Pièce [B-0034](#), p. 46.

[263] De plus, au moment du dépôt de son rapport annuel, Énergir présentera les éléments constatés en septembre ayant des impacts sur son revenu requis de chaque année financière²⁰⁵.

Position des intervenants

[264] L'AQP est d'avis que le plan de mise en marché se résume à viser un quinzième des propriétaires à chaque année et leur offrir suffisamment d'argent pour les convaincre d'adhérer à l'Offre biénergie.

[265] Pour la FCEI, il manque de l'information nécessaire pour évaluer notamment le risque d'opportunisme et de migration vers le chauffage TAÉ et recommande une évaluation des coûts et des impacts tarifaires par tonne de GES par sous-segments de clientèle. Selon la FCEI, ces données sont nécessaires afin que l'Offre biénergie, qui sera proposée par les Demanderesses à la clientèle commerciale et institutionnelle, soit conforme aux objectifs énoncés dans les politiques énergétiques, soit une solution de réductions des GES aux meilleurs coûts²⁰⁶.

[266] Le RNCREQ est d'avis que la stratégie des Distributeurs visant une subvention représentant 80 % des surcoûts devrait être envisagée afin de réduire la PRI à un niveau qui favorisera la réussite du Projet biénergie²⁰⁷.

Réplique des Distributeurs

[267] En réponse à la FCEI, les Distributeurs précisent que les écarts de coûts pour la chaudière reflètent la capacité requise totale en TAÉ par rapport à la capacité actuelle du client.

« On m'a précisé que les tailles d'équipements avaient été ajustées en fonction des besoins de chauffage pour la biénergie.

Donc, essentiellement, contrairement à ce que j'avais peut-être avancé ce matin, qui n'était peut-être pas assez précis, l'équipement en biénergie, en mode chaudière, pour l'ensemble des scénarios, a été mis en compte avec la capacité actuelle du client. Donc, une capacité qui va bien dans la plupart des situations, ne

²⁰⁵ Pièce [B-0059](#), p. 19, R.8.1.

²⁰⁶ Pièce [C-FCEI-0011](#), p. 8.

²⁰⁷ Pièce [C-RNCREQ-0014](#), p. 5.

nécessitera pas d'augmentation de la charge électrique puisque les besoins vont être limités aux besoins de la facturation jusqu'à moins douze degrés (-12 C). Ce qui est évidemment à peu près la moitié de la capacité requise pour une capacité requise totale en TAÉ qui, elle, doit se faire jusqu'à moins vingt-cinq (-25 C) ou moins vingt-sept degrés (-27 C), dépendant des zones climatiques québécoises »²⁰⁸.

[268] En réponse au RNCREQ, les Distributeurs ajoutent que :

« Les coûts de mise à niveau qu'on... on peut les résumer en deux grands coûts, donc, et vous l'avez mentionné, c'est les panneaux électriques, mais il n'y a pas seulement les panneaux électriques, des coûts aussi, je vous rappelle qu'entre le mode du client et son panneau électrique, le fil électrique, en bon français, qui se... qui court jusqu'au panneau électrique est aussi la propriété du client et pourrait nécessiter une mise à niveau également.

Donc, il y a, à la fois, les panneaux électriques eux-mêmes, les... ce qu'on appelle le mât ou l'alimentation du client et à ça aussi s'ajoute évidemment l'alimentation d'Hydro-Québec qui, on l'a déjà mentionné, fait l'objet de nos conditions de service.

[...]

En effet, bien effectivement, donc, les coûts supplémentaires pour assurer la présence, par exemple, d'une fournaise électrique, O.K., donc, d'un équipement électrique supplémentaire important et tout le filage requis, font partie des surcoûts importants liés à l'option TAÉ chez le client, donc, une conversion complète dans ces portions-là, surtout dans les systèmes qui nécessitent justement la chaudière et tout ce qui, ou la fournaise qui nécessitent... Donc, ainsi, évidemment, le rehaussement du panneau et des accessoires »²⁰⁹.

Opinion de la Régie

[269] La Régie retient que la stratégie de mise en marché relèvera d'Énergir dans la mesure où elle assumera l'opération du guichet unique de l'Offre biénergie. L'Offre biénergie vise à convertir en mode biénergie la consommation au gaz naturel de plus de 100 000 clients résidentiels. Le taux de conversion est prévu à raison d'un quinzième par année. Sur la

²⁰⁸ Pièce [A-0047](#), p. 189, lignes 6 et suivantes.

²⁰⁹ Pièce [A-0044](#), p. 178 à 180.

durée de l'Entente de collaboration, les Distributeurs anticipent qu'ils réaliseront 9/15 de cet objectif d'ici 2030.

[270] L'analyse démontre que les coûts de conversion en mode biénergie avec thermopompe seront supportés en partie par les Distributeurs à même leurs programmes en efficacité énergétique existants. La disponibilité de ce financement devrait permettre aux consommateurs un retour sur leurs investissements dans un horizon raisonnable.

[271] Il en va autrement pour la conversion en mode biénergie en utilisant une chaudière électrique. La Régie comprend que le surcoût de cette installation sera financé par le SITÉ, à même l'enveloppe de 125 M\$ prévu au PMO 2021-2026 du PÉV 2030. La Régie partage la préoccupation de certains intervenants à l'effet que cette enveloppe est seulement garantie pour cinq ans, ce qui représente une durée nettement inférieure à celle de l'Offre biénergie.

[272] La Régie retient que la stratégie de mise en marché repose notamment sur les considérations suivantes :

- les Distributeurs ont identifié la clientèle ayant le plus grand avantage à adopter la biénergie en se basant sur les solutions technologiques actuellement matures et sur le coût pour les clients d'opter pour la biénergie;
- la couverture visée du surcoût de 80 % pour le client de convertir ses équipements à la biénergie et la PRI favorisée de 5 ans ou moins sont favorables à l'adoption de la biénergie;
- les subventions du SITÉ de 125 M\$ pour « Soutenir la conversion du gaz naturel vers l'électricité, et la biénergie pour la gestion de la pointe » contribuera à réduire le surcoût pour la clientèle visée pour la période 2021-2022 à 2025-2026 ;
- le SITÉ pourrait offrir, après 2026, d'autres subventions nécessaires à l'adoption de la biénergie pour la période 2026-2027 à 2029-2030 ;
- la stratégie de commercialisation de l'Offre biénergie et les efforts concertés entre les Distributeurs pour accélérer les conversions vers la biénergie sont des éléments favorisant leur capacité de rejoindre toute la clientèle visée ;
- les clients UDT de petite taille sont susceptibles de ne pas adhérer à l'Offre biénergie ou de délaisser la biénergie puisque les économies monétaires ne sont pas suffisantes pour les convaincre;

- les hypothèses relatives aux gains en efficacité énergétique prévus dans le secteur institutionnel demeurent valides.

[273] La Régie prend acte de la stratégie de mise en marché des Distributeurs pour le déploiement de l'Offre biénergie au secteur résidentiel et juge qu'elle est appropriée.

[274] Également, la Régie prend acte du fait que les Distributeurs déposeront, chaque année, un suivi administratif qui contiendra notamment les informations suivantes :

- le nombre de clients convertis, répartis par clientèle;
- le volume de gaz naturel converti;
- les GES évités;
- l'accroissement de la demande d'électricité résultant des conversions;
- le montant de Contribution GES versée par HQD à Énergir.

[275] Elle demande à HQD de déposer ce suivi administratif au même moment que le dépôt des renseignements mentionnés à l'Annexe II de la Loi et à Énergir de le déposer dans le cadre de son rapport annuel. Également, la Régie demande aux Distributeurs de déposer, en suivi de la présente décision, les résultats du réexamen de l'Offre biénergie prévu dans 5 ans l'année subséquente à ce réexamen.

7. POUVOIR DE LA RÉGIE

[276] Dans la présente section, la Régie se prononce sur son pouvoir d'inclure la Contribution GES dans les revenus requis des Distributeurs pour leurs tarifs respectifs.

7.1 POSITION DES DISTRIBUTEURS

[277] HQD soumet que la Contribution GES constitue une dépense qu'elle espère que la Régie reconnaîtra comme étant nécessaire pour assumer le coût de la prestation du

service²¹⁰. Selon elle, la Loi permet de considérer une telle dépense aux fins de l'établissement de ses revenus requis pour la fixation de ses tarifs²¹¹.

[278] En ce sens, la Loi doit être interprétée selon la méthode d'interprétation contextuelle moderne, c'est-à-dire qu'il faut interpréter le sens d'une disposition législative à la lumière de son contexte, ce qui a récemment été confirmé dans l'arrêt clé de la Cour suprême du Canada en la matière²¹². Une interprétation dynamique, par opposition à une interprétation statique, doit également être préconisée en regard de la transition énergétique, des changements climatiques et de la volonté du Gouvernement.

[279] HQD ajoute que l'article 5 de la Loi, modifié en 2016, constitue la toile de fond contemporaine de l'exercice des compétences de la Régie et doit la guider dans l'interprétation de sa Loi. Cet article mentionne que la Régie doit favoriser la satisfaction des besoins énergétiques au Québec dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du Gouvernement. Selon HQD, la présente demande respecte en tout point ces éléments en ce que la Demande vise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des politiques énergétiques²¹³.

[280] En ce qui a trait à l'application de l'article 32 (1) (3^o) de la Loi portant sur l'énoncé de principes généraux, il ne s'agit pas d'une nouveauté à la Régie. L'article 32 (1) (3^o) de la Loi est à la base du bon fonctionnement de l'ensemble du processus règlementaire et la Régie a déjà exercé cette compétence dans le passé²¹⁴.

[281] HQD souligne par ailleurs qu'un principe général, même s'il a été reconnu depuis plusieurs années par la Régie, pourrait en tout temps être mis à jour ou être révisé en vertu de l'article 32 (1) (3^o) de la Loi, article qui est attributif de compétence et distinct des articles 49 et 52.1 de la Loi.

[282] HQD insiste sur le fait qu'il n'existe aucun enjeu relatif à la validité de la Demande d'un point de vue de sa légalité. Par ailleurs, le contenu même du principe général dont la reconnaissance est demandée ne pourrait non plus servir d'assise pour conclure à son invalidité²¹⁵.

²¹⁰ Pièce [A-0053](#), p. 12 et 13.

²¹¹ Pièce [A-0053](#), p. 21.

²¹² *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c. Vavilov*, [2019 CSC 65](#).

²¹³ Pièce [A-0053](#), p. 22.

²¹⁴ Pièce [B-0095](#), p. 11.

²¹⁵ *Ibid.*

[283] En ce qui a trait au respect des compétences tarifaires de la Régie, HQD soumet que le présent dossier s'inscrit de façon harmonieuse dans le processus réglementaire, lequel n'est pas statique, mais plutôt continu. Ainsi, la Régie pourra valablement fixer ses tarifs en 2025 et le présent dossier n'a pas pour effet de la limiter dans l'examen qu'elle aura à faire en 2025. D'ailleurs, l'un des objectifs visés par la présente Demande est plutôt de ne pas mettre la Régie devant un fait accompli en 2025²¹⁶.

[284] Elle ajoute que les Distributeurs demandent à la Régie de se prononcer dès maintenant sur le principe général de la Contribution GES. Une fois établi que les conclusions de la Demande se situent au cœur de la compétence de la Régie, cette dernière doit alors déterminer si elle reconnaît le principe général demandé en exerçant son jugement sur la preuve présentée au dossier.

[285] Selon HQD, l'article 73 de la Loi trouve application de façon similaire, par exemple lorsque le Transporteur se présente devant la Régie pour faire approuver des projets spécifiques d'investissements. Lorsqu'elle fixe les tarifs de cette entité, la Régie prend en considération que ces investissements ont déjà été autorisés, mais procédera néanmoins aux vérifications nécessaires pour s'assurer de la conformité des données qui lui sont présentées dans le dossier tarifaire. La mécanique sera semblable pour la Contribution GES²¹⁷.

[286] Énergir²¹⁸ soumet également que la Loi doit être interprétée de façon large et libérale afin de permettre l'accomplissement de son objet. Or, l'accomplissement de l'objet de la Loi doit prendre en considération le contexte actuel. Selon Énergir, ce contexte est la transition énergétique et l'urgence climatique. Par ailleurs, Énergir soumet que la Loi a été adoptée il y a plus de 25 ans et qu'elle doit être lue dans un contexte hautement évolutif. Énergir souligne à cet effet qu'il y a des exemples de décisions qui ont été rendues dans les dernières années où la Régie a été confrontée à des projets qui ne trouvaient pas écho dans des termes spécifiques et exprès de la Loi.

[287] Également, Énergir soumet que l'article 32 de la Loi est de facture et de caractère très généraux et qu'il n'y a pas de façon de lire cet article de manière à conclure que la Demande n'est pas recevable. En outre, le législateur n'a pas précisé le type de principe général visé par cet article et n'a pas circonscrit de contexte particulier ou de moment

²¹⁶ Pièce [B-0095](#), p. 12.

²¹⁷ Pièce [B-0095](#), p. 13.

²¹⁸ Pièce [A-0053](#), p. 108 à 111.

opportun dans lequel un principe général doit être examiné. La discrétion de la Régie à cet égard est entière.

7.2 POSITIONS DES INTERVENANTS

[288] La position des intervenants est partagée en ce qui a trait au pouvoir de la Régie d'inclure la Contribution GES dans les revenus requis des Distributeurs pour la fixation de leurs tarifs respectifs.

[289] L'ACIG²¹⁹ soutient que les principes généraux que la Régie peut énoncer doivent respecter la Loi. Elle plaide qu'en ce qui a trait à Énergir, il est loin d'être clair que la Loi réfère implicitement à une perte de revenus permettant de répondre à des objectifs environnementaux décrétés par le Gouvernement. Selon l'ACIG, la Contribution GES ne peut être associée aux « *activités courantes actuelles* » d'Énergir.

[290] À l'égard d'HQD, l'ACIG plaide que la liste des éléments dont la Régie peut tenir compte lorsqu'elle fixe ou modifie ses tarifs est exhaustive²²⁰. Elle cite la décision D-2019-052²²¹ dans laquelle la Régie indique que l'article 52.1 de la Loi lui laisse peu de marge de manœuvre en matière de fixation des tarifs d'HQD :

« [261] L'exercice de fixation des tarifs du Distributeur est encadré par l'article 52.1 de la Loi. Tel qu'indiqué au premier alinéa de cette disposition, les paragraphes 6 à 10 du premier alinéa de l'article 49 et ses deuxième et troisième alinéas doivent être pris en compte par la Régie lors de cet exercice. Selon ces dispositions, lorsqu'elle fixe ou modifie des tarifs, outre de s'assurer qu'ils sont justes et raisonnables, la Régie doit tenir compte :

- *des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le Distributeur;*
- *des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité;*

²¹⁹ Pièce [C-ACIG-0022](#), p. 2 à 8.

²²⁰ Pièce [C-ACIG-0022](#), p. 2.

²²¹ Dossier R-4045-2018, décision [D-2019-052](#), p. 64 et 65.

- *des montants d'aide financière accordés et versés en vertu de l'article 39.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec, dans la mesure où le Distributeur n'a pas été remboursé de ces montants;*
- *des coûts de service et des risques inhérents à chaque catégorie de consommateurs;*
- *des prévisions de vente, de la qualité de la prestation du service ainsi que des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.*

[262] La Régie partage l'avis de Bitfarms selon lequel le libellé de l'article 52.1 de la Loi lui laisse très peu de marge de manœuvre à l'égard de la méthode à utiliser aux fins de la fixation des tarifs de distribution d'électricité. La liste des éléments dont la Régie doit tenir compte est exhaustive, le législateur n'ayant effectivement pas utilisé le mot « notamment » en matière de distribution d'électricité.

[263] Par ailleurs, contrairement à ce que la Régie a indiqué dans ses ordonnances provisoires, le quatrième alinéa de l'article 49 de la Loi ne lui est pas applicable lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de distribution d'électricité. Ainsi, la Régie ne peut utiliser, en matière tarifaire, toute autre méthode qu'elle estime appropriée. La méthode de fixation des tarifs est prévue à l'article 52.1 de la Loi. La discrétion dont dispose la Régie ne se situe donc pas au niveau du choix de la méthode de fixation des tarifs, mais bien à l'égard de l'appréciation qu'elle fera de chacun des éléments précisés à l'article 52.1 de la Loi. Comme indiqué précédemment, la Régie doit cependant s'assurer que les tarifs de distribution d'électricité qui seront fixés soient justes et raisonnables, tel que prévu au paragraphe 7 de l'article 49 de la Loi ». [note de bas de page omise]

[291] Dans un tel contexte, l'ACIG invite la Régie à faire preuve de prudence afin de ne pas outrepasser sa compétence et en cas de doute, elle devrait s'abstenir de reconnaître le principe général demandé par les Distributeurs. Elle devrait plutôt inviter le législateur à modifier la Loi afin de l'y autoriser, comme ce fût le cas, à titre d'exemple, avec l'adoption en 2018 de l'article 52.1.2 de Loi qui prévoit que la Régie doit tenir compte, lorsqu'elle fixe ou modifie les tarifs d'HQD, des revenus requis de cette dernière pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques²²².

²²² Pièce [C-ACIG-0022](#), p. 3.

[292] L’AHQ-ARQ²²³, quant à elle, soumet qu’il y a une présomption que le législateur ou le Gouvernement connaît la Loi et la respecte. Elle plaide que le Décret doit être considéré comme valide. Aussi, selon l’intervenante, « [...] *ici, nous avons un service utile [...] et donc qui peut être rémunéré ou enfin du moins passé dans les tarifs [...]* »²²⁴.

[293] L’AQCIE-CIFQ²²⁵ partage l’avis de l’ACIG selon lequel la Contribution GES ne peut être incluse au revenu requis d’HQD. Selon l’intervenante, contrairement au préambule de l’article 49 de la Loi qui utilise le mot « *notamment* » en introduisant la liste des éléments pouvant faire partie des revenus requis par un distributeur de gaz naturel, les articles 52.1 et 52.3 de la Loi applicables au distributeur d’électricité contiennent une liste exhaustive des éléments pouvant faire partie des revenus requis.

[294] L’intervenante soumet qu’HQD n’a pas démontré que la Loi permet d’inclure la Contribution GES dans ses revenus requis aux fins de la fixation de ses tarifs et que l’article 51 de la Loi précise qu’un tarif ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu’il n’est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d’exploitation, de maintenir la stabilité du distributeur et le développement normal de son réseau de distribution, ou d’assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification.

[295] De plus, l’AQCIE-CIFQ plaide que la Contribution GES est un transfert de fonds entre les Distributeurs et n’est pas relié à un coût identifié à la Loi comme pouvant faire partie des revenus requis des Distributeurs. Elle ne constitue pas un coût de prestation d’un service, ni une dépense de décarbonation, ni un coût d’approvisionnement, ni une dépense d’investissement, ni un programme commercial, non plus qu’une mesure d’efficacité énergétique. Ainsi, selon l’intervenante, pour que la Régie puisse accueillir la Demande, le législateur doit modifier la Loi. L’article 5 de la Loi, le Décret et les politiques énergétiques ne permettent pas à la Régie d’aller à l’encontre de la Loi.

[296] L’AQP²²⁶ partage les conclusions de certains intervenants quant au fait que la Loi ne permet pas à la Régie d’inclure la Contribution GES dans les revenus requis des Distributeurs. Elle est d’avis que la Contribution GES constitue un transfert de fonds entre les Distributeurs. Or, selon l’intervenante, la Loi repose sur le principe clé de la causalité des coûts et ce transfert de fonds qui, ultimement, provient des clients, n’est associé à aucun

²²³ Pièce [A-0057](#), p. 114.

²²⁴ Pièce [A-0057](#), p. 115 et 116.

²²⁵ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0030](#), p. 6 à 11.

²²⁶ Pièce [C-AQP-0020](#), p. 15 et 16.

coût servant à rendre un service de distribution d'électricité. Ainsi, ce transfert ne peut juridiquement être alloué par la Régie dans la colonne des coûts pour la prestation du service de distribution d'HQD.

[297] L'AQP ajoute que la Régie n'a aucune juridiction ni pouvoir dans sa loi constitutive pour permettre à HQD de prendre des montants, de les colorer comme s'ils étaient des coûts ou des dépenses ayant servis à rendre le service et de constituer ainsi ce qu'on appelle la Contribution GES. En effet, selon l'intervenante, ces sommes ne servent à rendre aucun service par le distributeur d'électricité à sa clientèle, mais sont transmises à un autre distributeur pour alléger ses hausses tarifaires et éponger les pertes de ses actionnaires.

[298] OC²²⁷ est d'avis que la Demande n'est pas conforme au cadre réglementaire établi dans la Loi. La Contribution GES n'est pas un coût de transport, ni un coût de fourniture, ni un coût pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité. Selon OC, une telle inclusion ne serait pas plus conforme à l'article 49 de la Loi en ce qui concerne Énergir. Un changement réglementaire ou législatif serait ainsi requis pour permettre à la Régie d'accueillir la Demande.

[299] OC soumet que le transfert de fonds d'un distributeur d'énergie à un autre, comme prévu à l'Entente de collaboration, est sans précédent et qu'il aurait fallu que le Gouvernement le prévoit dans un règlement comme il l'a fait pour l'inclusion des coûts du SPEDE dans les tarifs d'Énergir (*Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*²²⁸) et comme il l'a fait relativement aux transferts à Transition Énergétique Québec (*Règlement sur la quote-part annuelle payable au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles*²²⁹) en vertu de l'article 17.1.11 de la *Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune*.

[300] Selon OC, alternativement, le Gouvernement aurait pu ajouter une disposition dans la Loi comme il l'a fait pour l'aide financière accordée par HQD pour l'électrification des services de transport collectif (art. 52.1 de la Loi et art. 39.0.1 de la *Loi sur Hydro-Québec*²³⁰) et l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques (article 52.1.2 de la Loi et art. 22.0.2 de la *Loi sur Hydro-Québec*). En effet,

²²⁷ Pièce [C-OC-0029](#), p. 9 à 14.

²²⁸ [RLRQ, c. Q-2, r. 46.1.](#)

²²⁹ [RLRQ, c. R-6.01, r. 5.1.](#)

²³⁰ [RLRQ, c. H-5.](#)

dans ces deux cas, le législateur a indiqué à la Régie qu'elle devait tenir compte de ces coûts qui ne sont pas requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution proprement dit.

[301] OC ajoute que même si la Régie est d'avis qu'elle doit tenir compte du Décret, elle n'est aucunement liée par dernier. L'intervenante rappelle que si la Régie évalue que le Décret lui demande de faire quelque chose qui n'est pas permis par la Loi, elle a l'obligation de l'écarter. Finalement, OC estime que HQD demande à la Régie de faire une « *pré-tarifaire* » alors que cela n'est pas conforme à l'intention du législateur en vertu du Projet de loi 34.

[302] Le RNCREQ²³¹ plaide, quant à lui, qu'il manque un pouvoir à la Régie pour ajouter un intrant aux revenus requis. Il ajoute que la Contribution GES ne sert pas à réduire les GES. Cette contribution vise simplement un transfert financier annuel entre HQD et Énergir. L'intervenant propose l'appellation suivante pour la Contribution GES : « *Chèque fait par HQD à Énergir* ». Payer un tiers pour compenser sa perte de revenu n'est pas une activité règlementée, selon le RNCREQ.

[303] Par ailleurs, le RNCREQ soumet que le principe que les Demanderesses demandent à la Régie de reconnaître en vertu de l'article 32 (1) (3^o) de la Loi vise une proposition précise plutôt qu'un principe général. Ceci devrait, selon le RNCREQ, être suffisant pour inciter la Régie à rejeter la Demande. Or, même si le principe recherché n'était pas lié à la proposition des Demanderesses, le RNCREQ soumet que la Régie ne pourrait ajouter un intrant aux revenus requis via la reconnaissance d'un principe général. Il ajoute que les articles 49 et 52.1 de la Loi sont exhaustifs. Selon l'intervenant, pour arriver à la finalité recherchée par les Distributeurs, la Loi doit être modifiée.²³²

[304] Le ROEÉ soumet, pour sa part, que l'énonciation par la Régie du principe général relatif à la Contribution GES, aurait pour effet d'encadrer l'exercice des compétences tarifaires de la Régie en 2025, pour ce qui est des tarifs d'HQD. Selon l'intervenant, en plus d'un tel encadrement, HQD demande explicitement à la Régie de l'appliquer pour les tarifs qu'elle devra fixer au 1^{er} avril 2025 et, par la suite, tous les cinq ans, conformément aux articles 48.2 et 48.3 de la Loi.

²³¹ Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 3 à 7.

²³² Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 13 et 14.

[305] Le ROEÉ²³³ se questionne, dans le cas où la Régie accueillerait la Demande des Distributeurs d'énoncer le principe général, si celui-ci la mènera automatiquement ou par nécessité, à considérer la contribution GES comme une dépense justifiée lors de la détermination des revenus requis d'HQD, ce qui motiverait un ajustement tarifaire. Selon l'intervenant, les termes généraux de l'article 32 de la Loi et du principe général lui-même exigent que cette question reçoive une réponse négative.

[306] À son avis, l'emploi du mécanisme de l'article 32 de la Loi ne pourrait avoir pour effet de pré-approuver un résultat tarifaire sans l'examen intégral du dossier tarifaire en 2025. Un tel raccourci serait visiblement contraire à la volonté du législateur lorsqu'il a modifié la Loi en 2019 afin de prévoir notamment l'article 48.2 de la Loi.

[307] Le RTIEÉ, quant à lui, soumet que la reconnaissance de « principes généraux, traitements comptables et réglementaires tarifaires » selon l'article 32 (1) (3^o) de la Loi ne comporte pas en elle-même la reconnaissance des montants et modalités de la Contribution GES envisagée entre HQD et Énergir, ni des prévisions et hypothèses sur lesquelles elle se fonde pour les périodes et échéances visées en 2022-2026, ni du calendrier de leur révision en 2026. Tous ces aspects ne tombent pas sous la définition de « principes généraux, traitements comptables et réglementaires tarifaires »²³⁴. De ce fait, HQD et Énergir ont insuffisamment qualifié leur demande en Phase 1 et les sources législatives des pouvoirs et juridictions qu'ils demandent à la Régie d'exercer. Ainsi, c'est l'objet véritable de la Demande que la Régie doit examiner.

[308] Selon le RTIEÉ, la Demande comprend également une demande à la Régie d'exercer sa juridiction d'approbation d'une partie des plans d'approvisionnement pluriannuels d'HQD et d'Énergir selon l'article 72 de la Loi²³⁵. Il plaide également que la Contribution GES constitue une activité réglementée d'HQD. En effet, afin d'être qualifiée d'activité réglementée, la Contribution GES doit être une dépense nécessaire à l'activité réglementée ou encore un actif réglementaire.

[309] En ce qui a trait au caractère nécessaire, celui-ci doit être apprécié de manière très large, en fonction du mandat de la Régie. Le caractère « *nécessaire* » de la dépense ou le caractère « *prudemment acquis et utile* » s'apprécie en fonction de la notion de «

²³³ Pièce [C-ROEÉ-0021](#), p. 6.

²³⁴ Pièce [C-RTIEÉ-0019](#), p. 4.

²³⁵ Pièce [C-RTIEÉ-0019](#), p. 6.

développement normal du réseau » de l'article 51 de la Loi, une telle « *normalité* » étant celle du contexte de la société québécoise en 2022²³⁶.

[310] Le RTIEÉ soumet que la Contribution GES qui serait payée par HQD à Énergir s'inscrit dans le contexte où le PÉV 2030 et son PMO 2021-2026 vise un recours optimal à l'électricité et au gaz naturel pour décarboner le chauffage des bâtiments. Selon l'intervenant, la Contribution GES vise donc à réduire de façon optimale « *le coût qu'auraient à assumer les clients d'HQD pour des économies de GES relativement faibles durant la période de pointe si l'électrification s'effectuait par la conversion du chauffage des bâtiments des clients gaziers au TAÉ plutôt qu'en gardant la pointe au gaz naturel pour ne convertir à l'électricité que la période hors pointe* ». Aussi, les notions de « *dépense nécessaire* » à l'activité réglementée d'HQD et d'actif « *prudemment acquis et utile* », lorsqu'interprétées à la lumière des critères de l'article 5 de la Loi et du Décret permettent, selon l'intervenant, de conclure que la Contribution GES constitue bel et bien une activité réglementée d'HQD.

[311] Il ajoute qu'il est « *normal* » en 2022 que chaque entreprise et chaque individu fassent leur part dans l'atteinte des objectifs dont la société s'est dotée. C'est, selon le RTIEÉ, le principe de la responsabilité sociale des entreprises²³⁷.

[312] Par ailleurs, le RTIEÉ soumet que la Contribution GES doit être reconnue par la Régie comme étant un actif réglementaire qui devrait être amorti sur une période de 10 ans ou plus, plutôt qu'une dépense. L'intervenant est d'avis que la Contribution GES est qualitativement de la même nature que les Programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (PUEÉ-RA) et que les programmes de transition, innovation et efficacité énergétiques du PGEÉ d'HQD visant à réduire la demande en chauffage électrique ou que tous les « *programmes commerciaux* », que l'article 49 de la Loi qualifie d'actifs réglementaires²³⁸.

²³⁶ Pièce [C-RTIEÉ-0019](#), p. 13.

²³⁷ Pièce [C-RTIEÉ-0019](#), p. 16.

²³⁸ Pièce [C-RTIEÉ-0019](#), p. 20.

7.3 RÉPLIQUE DES DISTRIBUTEURS

[313] En réplique, Énergir²³⁹ indique que l'ACIG se campe dans une interprétation de la Loi qui est rigide, hermétique et figée dans le temps. Elle note une distance importante entre la preuve en chef de l'ACIG et sa plaidoirie. Elle rappelle que le témoin de l'ACIG a précisé, notamment, que le concept d'Offre biénergie est une initiative innovante qui permet une optimisation des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel.

[314] Selon Énergir, l'ACIG propose un retour en arrière en termes d'application des règles d'interprétation. Elle ajoute ce qui suit :

« [...] Et, donc, on retourne à des années en arrière, en termes d'application de règles d'interprétation.

[...]

Et ce que j'en comprends, c'est que l'ACIG s'oppose à une interprétation de la Loi qui nous permettrait de faire profiter la Contribution GES aux clients d'Énergir.

Donc, Énergir reçoit de l'argent et elle ne pourrait pas faire profiter à sa clientèle, en réduction de son revenu requis, ce montant-là parce que la Loi ne le prévoit pas précisément. C'est ce que je retiens des représentations de maître Dubé. Et c'est ça la position des consommateurs industriels de gaz naturel. C'est ça la lecture moderne qu'ils font de la Loi sur la Régie de l'énergie parce que la Loi ne dit pas précisément qu'on peut prendre en considération dans le revenu requis d'Énergir cette Contribution GES là, bien, ce n'est pas conforme au terme de la Loi. Ça ne peut pas être ça le résultat d'une lecture moderne de la Loi sur la Régie de l'énergie »²⁴⁰.

[315] Énergir soumet qu'une lecture large et libérale de la Loi ne peut donner le résultat proposé par l'ACIG. De plus, donner raison à l'ACIG ne permettrait pas à la Régie d'assurer une conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et le traitement équitable des Distributeurs.

[316] En réplique au RTIEÉ, HQD soumet que, selon l'analyse des normes comptables, la Contribution GES se qualifie de charge d'exploitation et non d'actif réglementaire.

²³⁹ Pièce [A-0057](#), p. 278 à 283.

²⁴⁰ Pièce [A-0057](#), p. 281.

[317] HQD constate qu'OC a une compréhension erronée de l'interprétation des lois lorsqu'elle affirme qu'on n'interprète une loi que lorsqu'il y a une ambiguïté. Cette approche nous amène des années en arrière, selon HQD, et jette un doute sur la valeur des argumentations de plusieurs intervenants.

[318] Elle soumet que :

« [...] Plusieurs positions des intervenants se résument essentiellement à vous dire, en parlant de l'article 49 principalement et les autres articles qui font le pont pour la distribution d'électricité, que ce qui n'est pas expressément identifié ou permis dans la Loi devrait être interdit. Et cette position-là, avec égard, elle a très peu de fondement. Et elle est difficile à concilier avec la jurisprudence de la Régie »²⁴¹.

[319] HQD fait référence à la décision D-2019-052 rendue dans le dossier du tarif CB où la Régie, par un exercice d'interprétation conforme à la méthode moderne, a modulé l'obligation de desservir prévu à l'article 76 de la Loi par l'adoption d'un tarif dissuasif et par un bloc dédié réservé à la clientèle visée. Cette modulation a été apportée par la Régie, bien que l'article 76 de la Loi ne souffre pas d'exceptions autres que celles qui sont spécifiquement identifiées.

[320] HQD cite le paragraphe 170 de cette décision où la Régie précise qu' : « [170] *Étant donné le contexte particulier du présent dossier, notamment la présence de surplus disponibles, la Demande doit être examinée dans le respect de l'esprit de la Loi et la Régie doit exercer sa compétence en conformité avec son article 5* »²⁴². En tenant compte de ce contexte, la Régie a jugé prudent de limiter l'énergie dédiée à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs à 668 MW. Selon HQD c'est exactement l'approche qui doit être suivie dans le présent dossier. Le contexte est ici l'urgence climatique, la décarbonation et le PÉV 2030.

[321] HQD rappelle que, dans la décision D-2003-110, la Régie a tenu le même genre de raisonnement au sujet de son premier PGEÉ. La Régie précisait dans cette décision :

« Le PGEÉ contribue aussi à la mission générale de la Régie qui exerce ses fonctions dans une perspective de développement durable. En effet, outre la clientèle du Distributeur, toute la société, actuelle et future, bénéficie d'un tel plan.

²⁴¹ Pièce [A-0057](#), p. 295.

²⁴² Dossier R-4045-2018, décision [D-2019-052](#), p. 43, par. 170.

[...]

L'article 49 permet cette flexibilité dans le traitement réglementaire »²⁴³.

[322] HQD ajoute qu'en 2003, il n'y avait aucune mention spécifique dans la Loi selon laquelle la Régie pouvait inclure le coût des programmes d'efficacité énergétique dans ses revenus requis. En appliquant la méthode moderne d'interprétation, la Régie a considéré les dépenses du PGEÉ comme étant des dépenses nécessaires en vertu de l'article 49 de la Loi.

[323] Selon HQD, dans le présent dossier, la Régie doit suivre la même « *démarche raisonnée, cohérente, fondée sur des précédents, sur la jurisprudence et sur les textes des auteurs d'interprétation des lois* »²⁴⁴. Ainsi, dans la mesure où le principe général demandé n'entre pas en conflit avec les articles 49, 52.1 et 52.3 de la Loi suivant la méthode moderne d'interprétation des lois, la Régie a la compétence de l'énoncer.

[324] En réplique à l'ACIG ainsi qu'aux autres intervenants qui considèrent que la Contribution GES n'est pas une dépense, HQD précise ce qui suit :

« Là, je veux résumer notre position le plus clairement possible, ici. Et je veux m'assurer d'avoir été cité correctement parce que je pense qu'il y a eu une erreur.

Donc, ici, nous sommes d'avis, nous, et ce qu'on a plaidé que c'est une dépense. J'ajoute qu'Énergir, en vertu de l'offre conjointe biénergie, va faire la promotion du produit d'Hydro-Québec au lieu de son propre produit à la hauteur des transferts des volumes de soixante-dix pour cent (70 %).

Et, ensuite, on décide, les deux Distributeurs ensemble, par entente, l'idée dans le PEV d'équilibrer les impacts tarifaires pour les clientèles respectives. On sépare les coûts de la décarbonation, les coûts de l'Offre biénergie pour que les clientèles aient le même impact tarifaire, que ça soit dans une optique d'équilibre.

Évidemment, le même, on s'entend. Ça n'a pas nécessairement la même valeur précise, mais une zone d'équilibre.

²⁴³ Dossier R-3473-2001, décision [D-2003-110](#), p. 9.

²⁴⁴ Pièce [A-0057](#), p. 304 et 305.

Cette participation-là d'Énergir, elle est essentielle et elle n'est pas à sens unique. C'est légitime, c'est conforme à la Loi qu'il y ait la Contribution GES.

La Contribution GES permet la décarbonation, elle vient avec des volumes additionnels d'électricité et les coûts qui viennent avec, vous le savez, les coûts d'approvisionnement, les coûts de transport et distribution et les coûts de la Contribution GES »²⁴⁵.

[325] Finalement, HQD mentionne qu'il n'y a aucune indication que le texte introductif du premier alinéa de l'article 49 devrait être exclu. Il est nécessaire pour introduire les paragraphes qui suivent et cet alinéa comprend le mot « *notamment* ». Il n'y a aucune indication dans la Loi selon laquelle l'énumération devrait être exhaustive pour la distribution d'électricité mais non pour le gaz naturel ou pour le transport d'électricité. Cependant, HQD est d'avis que la Régie, dans le présent dossier, n'a même à trancher cette question.

7.4 OPINION DE LA RÉGIE

[326] Pour déterminer si la Régie a le pouvoir, en vertu de la Loi, d'inclure la Contribution GES dans les revenus requis des Distributeurs pour la fixation de leurs tarifs, elle doit procéder à l'interprétation des dispositions législatives portant sur les pouvoirs que le législateur lui a accordés pour lui permettre d'exercer sa compétence en matière tarifaire, soit de fixer ou de modifier les tarifs de distribution d'électricité et de gaz naturel.

Méthode moderne d'interprétation

[327] Conformément aux enseignements de la Cour suprême du Canada²⁴⁶, la Régie applique le principe moderne d'interprétation des lois, telle que précisé notamment dans sa décision D-2019-101 :

²⁴⁵ Pièce [A-0057](#), p. 305 et 306.

²⁴⁶ Voir notamment les arrêts suivants de la Cour suprême du Canada : *Bell Express Vu Limited Partnership c. Rex*, [\[2002\] 2 RCS 559](#), par. 26 à 30; *Katz Group Canada Inc. c. Ontario*, [\[2013\] 3 RCS 810](#), arrêt rendu le 22 novembre 2013; *Chieu c. Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration)*, [\[2002\] 1 RCS 84](#) et *Glykis c. Hydro-Québec*, [\[2004\] 3 RCS 285](#).

« [79] Pour son interprétation quant à sa compétence en regard de la désignation du Coordonnateur, la Régie applique le principe moderne d'interprétation qui fait maintenant autorité dans la jurisprudence canadienne. La Cour suprême du Canada favorise depuis longtemps ce principe qui oblige l'interprète à lire les termes d'une loi dans leur contexte global.

[80] Par ailleurs, la Cour suprême du Canada a réitéré à nouveau sur ce sujet dans l'arrêt *Ostiguy c. Allie* :

« [...] La méthode moderne d'interprétation des lois requiert du reste de rechercher l'intention du législateur, ce qui implique de tenir compte non seulement du libellé des articles concernés mais également de leur contexte, dont les réformes législatives et les débats y afférents (*Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Re)*, [1998] 1 R.C.S. 27, par. 21) ».

[81] Selon le professeur Pierre-André Côté, la méthode moderne d'interprétation fait l'objet d'un large consensus :

« 1112. En conclusion, on peut dire qu'actuellement il se dégage malgré tout un large consensus à la Cour suprême du Canada autour de l'idée que l'interprétation ne saurait jamais se confiner au texte de la loi, qu'il s'agisse d'établir le sens de la règle légale ou de justifier le sens retenu au terme du processus d'interprétation.

[82] Dans un jugement récent, le juge Granosik de la Cour supérieure, après avoir fait un long historique des principes d'interprétation, précise ce qui suit :

« En somme, il faut conclure que la méthode d'interprétation littérale ne doit pas être utilisée de manière exclusive pour interpréter une disposition législative [...], et ce, même en présence d'un texte en apparence clair. Il faut non seulement rechercher le sens courant des termes, mais aussi l'objet, l'esprit de la loi et l'intention du législateur »²⁴⁷. [note de bas de page omise] [nous soulignons]

[328] Il importe de noter que le législateur a retenu ce principe moderne d'interprétation en adoptant les articles 41 et 41.1 de la *Loi d'interprétation*, rédigés comme suit :

²⁴⁷ Dossier R-3996-2016 Phase 2, décision [D-2019-101](#), p. 26 et 27, par. 79 à 82.

« 41. Toute disposition d'une loi est réputée avoir pour objet de reconnaître des droits, d'imposer des obligations ou de favoriser l'exercice des droits, ou encore de remédier à quelque abus ou de procurer quelque avantage.

Une telle loi reçoit une interprétation large, libérale, qui assure l'accomplissement de son objet et l'exécution de ses prescriptions suivant leurs véritables sens, esprit et fin.

41.1 Les dispositions d'une loi s'interprètent les unes par les autres en donnant à chacune le sens qui résulte de l'ensemble et qui lui donne effet »²⁴⁸.

[nous soulignons]

[329] Cette méthode moderne d'interprétation a également été décrite par la Régie dans sa décision D-2020-057²⁴⁹ en considérant la récente décision de la Cour suprême du Canada dans *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c. Vavilov*²⁵⁰.

[330] La Cour suprême y énonce, notamment, qu'un texte rédigé en termes généraux confère au décideur administratif de vastes pouvoirs, ce qui est d'autant plus vrai lorsque les décisions d'un organisme administratif sont sans appel, comme c'est le cas pour la Régie :

« [68] La norme de la décision raisonnable ne permet pas aux décideurs administratifs d'interpréter leur loi habilitante à leur gré et ne les autorise donc pas à élargir la portée de leurs pouvoirs au-delà de ce que souhaitait le législateur. Elle vient plutôt confirmer que le régime législatif applicable servira toujours à circonscrire les actes ainsi que les pouvoirs des décideurs administratifs. Même dans les cas où l'interprétation que le décideur donne de ses pouvoirs fait l'objet d'un contrôle selon la norme de la décision raisonnable, un texte législatif formulé en termes précis ou étroits aura forcément pour effet de restreindre les interprétations raisonnables que le décideur peut retenir — en les limitant peut-être à une seule. À l'inverse, lorsque le législateur confère au décideur de vastes pouvoirs au moyen d'un texte législatif rédigé en termes généraux, et ne prévoit aucun droit d'appel devant une cour de justice, il y a lieu de donner effet à son

²⁴⁸ [RLRQ c. I-16](#).

²⁴⁹ Dossier R-4008-2017, décision [D-2020-057](#), p. 34 à 39, par. 130 à 134.

²⁵⁰ *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c. Vavilov*, [2019 CSC 65](#), p. 128 et 129, par. 117 et 118.

intention d'accorder une plus grande latitude au décideur sur l'interprétation de sa loi habilitante. [...] »²⁵¹ [nous soulignons]

[331] Cependant, selon la Cour suprême du Canada : « [...] lorsque le libellé d'une disposition est « précis et non équivoque », son sens ordinaire joue normalement un rôle plus important dans le processus d'interprétation [...] »²⁵². Par contre, même en présence d'un texte clair, la Régie doit tout de même procéder à l'interprétation de la Loi en tenant compte du contexte et de ses autres dispositions.

[332] Par exemple, la Régie, dans sa décision D-2019-052²⁵³, a procédé à l'interprétation de l'article 76 de la Loi. Suivant le premier alinéa de cet article et, à moins qu'HQD puisse se prévaloir de l'exception prévue au deuxième alinéa, cette dernière est tenue de fournir l'électricité à toute personne qui le demande dans le territoire où s'exerce son droit exclusif. La Régie a interprété cette obligation de desservir à la lumière des autres dispositions de la Loi et en appliquant le principe de la cohérence interne, de manière à ce que chaque disposition de la Loi puisse s'appliquer sans entrer en conflit avec une autre. La Régie précise à ce sujet :

« [170] Étant donné le contexte particulier du présent dossier, notamment la présence de surplus disponibles, la Demande doit être examinée dans le respect de l'esprit de la Loi et la Régie doit exercer sa compétence en conformité avec son article 5. Ainsi, la Régie doit assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et le traitement équitable du Distributeur. Elle doit également favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité, tant au plan individuel que collectif.

[171] Selon la Régie, pour les motifs qui précèdent, il est justifié de limiter l'obligation de desservir du Distributeur en autorisant la création d'un bloc dédié pour l'usage visé, au présent dossier. De plus, le fait de limiter la quantité de mégawatts disponibles pour répondre à la demande liée à cet usage permet d'atteindre un équilibre entre les besoins individuels et collectifs, notamment en raison de l'importance de la demande, de la nécessité de procéder à de nouveaux achats en énergie et en puissance pour y répondre et de la nature incertaine de cette nouvelle industrie. Ne pas imposer cette limitation à l'obligation de desservir pourrait avoir un impact sur la disponibilité des approvisionnements et les coûts

²⁵¹ Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c. Vavilov, [2019 CSC 65](#), p. 98, par. 68.

²⁵² Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c. Vavilov, [2019 CSC 65](#), p. 130, par. 120.

²⁵³ Dossier R-4045-2018, décision [D-2019-052](#), p. 42 à 45.

de l'électricité pour l'ensemble des consommateurs »²⁵⁴. [note de bas de page omise] [nous soulignons]

[333] Dans cette décision, par un exercice d'interprétation conforme à la méthode moderne d'interprétation des lois, la Régie a appliqué le principe de la cohérence interne en tenant compte de diverses dispositions de la Loi dont l'article 5 pour interpréter l'article 76 de la Loi et moduler l'obligation de desservir par l'adoption d'un tarif dissuasif et d'un bloc dédié réservé pour l'usage cryptographique.

[334] La Régie est d'avis que la méthode moderne d'interprétation implique non seulement de tenir compte du libellé des dispositions de la Loi, mais également de son contexte, afin de permettre l'accomplissement de son objet et l'exécution de ses prescriptions selon son véritable sens, esprit et fin. Elle juge également nécessaire d'appliquer le principe de la cohérence interne de manière à ce que chaque disposition de la Loi puisse s'appliquer sans entrer en conflit avec une autre. En application de ce principe, les interprétations qui rendent certains articles de la Loi inutiles doivent être évitées.

[335] En conséquence, les pouvoirs mis à la disposition de la Régie par le législateur, doivent être interprétés de manière large et libérale, sauf disposition contraire de la Loi, et non par une lecture littérale et restrictive. Ses pouvoirs doivent être interprétés en tenant compte du contexte dans lequel la Demande s'inscrit ainsi qu'en ayant en toile de fond les prescriptions de l'article 5 de la Loi.

Interprétation des pouvoirs accordés à la Régie pour l'exercice de sa compétence en matière tarifaire

[336] La Loi confère des pouvoirs étendus à la Régie afin de mettre en œuvre efficacement sa compétence exclusive en matière tarifaire. Cependant, tel que la Régie le soulignait à juste titre dans sa décision D-2005-38, « [...] *si la Régie a des pouvoirs implicites en vertu de la Loi, ils ne peuvent être incompatibles avec les autres dispositions de la Loi* »²⁵⁵. Cette règle de base d'interprétation est conforme à celle énoncée à l'article 41.1 de la *Loi d'interprétation* qui précise que « [l]es dispositions d'une loi s'interprètent les unes par les autres en donnant à chacune le sens qui résulte de l'ensemble et qui lui donne effet ».

²⁵⁴ Dossier R-4045-2018, décision [D-2019-052](#), p. 43 et 44, par. 170 et 171.

²⁵⁵ Dossier P-210-38R, décision [D-2005-38](#), p. 17.

[337] La Régie doit ainsi interpréter les diverses dispositions de la Loi à l'égard des pouvoirs que le législateur lui a accordés pour exercer sa compétence en matière tarifaire les unes par rapport aux autres. Tel que souligné dans sa décision D-2019-052²⁵⁶, la Régie doit lire et interpréter ses pouvoirs en appliquant le principe de la cohérence interne, de manière à ce que chaque disposition de la Loi puisse s'appliquer sans entrer en conflit avec une autre :

« La professeur Ruth Sullivan a justifié ainsi le principe de cohérence tel qu'il s'applique entre les différentes dispositions d'une loi :

[Traduction] Les dispositions d'une loi sont présumées opérer de concert, tant logiquement que téléologiquement, comme les diverses parties d'un tout. Les parties sont donc présumées s'assembler logiquement pour former un cadre rationnel, intrinsèquement cohérent; et parce que ce cadre a un but, les parties sont également présumées opérer de concert d'une façon dynamique, chacune contribuant à la réalisation de ce but (référence omise) »²⁵⁷.

[338] La lecture formaliste et littérale de ses pouvoirs proposée par certains intervenants ne permet pas à la Régie d'exercer sa compétence en matière tarifaire en conformité avec l'article 5 de la Loi et en tenant compte du contexte d'urgence climatique. Il faut rappeler qu'en vertu de l'article 5 de la Loi, la Régie doit assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et le traitement équitable du Distributeur. Elle doit également favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du Gouvernement, dont les objectifs poursuivis par le PÉV 2030 en complémentarité avec la *Politique énergétique 2030*, et dans une perspective de développement durable et d'équité, tant au plan individuel que collectif.

[339] Tel qu'enseigné par la Cour suprême du Canada notamment dans l'affaire *Bell Canada c. Canada (Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes)*, il faut éviter d'interpréter la Loi de façon trop formaliste :

« Les pouvoirs d'un tribunal administratif doivent évidemment être énoncés dans la loi habilitante, mais ils peuvent également découler implicitement du texte de la loi, de son économie et de son objet. Bien que les tribunaux doivent s'abstenir de trop élargir les pouvoirs de ces organismes de réglementation par législation

²⁵⁶ Dossier R-4045-2018, décision [D-2019-052](#), p. 42, par. 166.

²⁵⁷ André Émond, *Introduction au droit canadien*, 2^e éd., Montréal, Wilson & Lafleur, 2016, p. 305.

judiciaire, ils doivent également éviter de les rendre stériles en interprétant les lois habilitantes de façon trop formaliste »²⁵⁸. [nous soulignons]

[340] Dans cette optique, la Régie fait sienne le point de vue d'HQD lorsqu'elle affirme, en référence à l'arrêt *Vavilov*²⁵⁹, que :

« La Loi doit être interprétée selon la méthode d'interprétation contextuelle moderne, c'est-à-dire qu'il faut interpréter le sens d'une disposition législative à la lumière de son contexte. Ce qui a été récemment confirmé dans l'arrêt clé de la Cour suprême du Canada en la matière. Une interprétation dynamique par opposition à une interprétation statique à la lumière de la transition énergétique, des changements climatiques et de la volonté du Gouvernement doit également être préconisée »²⁶⁰. [note de bas de page omise] [nous soulignons]

[341] Également, les auteurs Issalys et Lemieux, dans leur ouvrage de droit administratif, précisent à l'égard des pouvoirs dont disposent les organismes de régulation économique, que :

« Du fait de leur mission de surveillance continue d'un secteur d'activité économique, les organismes de régulation disposent de pouvoirs beaucoup plus étendus que les tribunaux administratifs. Cette mission déborde largement le cadre de la fonction juridictionnelle, comme le montre de manière partie (voir 7.6). [...]. Il est appelé à décider de question plus « ouvertes », en tenant compte d'un contexte factuel plus large et plus mobile, sur la base de règles qui ne sont pas toutes des normes juridiques et qui, même lorsqu'elles en sont, demeurent souvent très souples. L'encadrement des pouvoirs discrétionnaires de l'organisme est donc, dans bien des cas, assez faible »²⁶¹. [nous soulignons]

[342] Ainsi, la Régie interprète les pouvoirs que lui accorde le législateur pour exercer sa compétence tarifaire de façon dynamique par opposition à une interprétation statique en tenant compte d'un contexte factuel large, mobile et évolutif. Également, elle les interprète en appliquant le principe de la cohérence interne en conformité avec la méthode moderne d'interprétation enseignée par la Cour suprême du Canada, tel qu'indiqué précédemment.

²⁵⁸ *Bell Canada c. Canada (Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes)* [1989] 1 R.C.S. 1722, p. 1756.

²⁵⁹ *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c. Vavilov*, 2019 CSC 65.

²⁶⁰ Pièce [B-0095](#), p. 10.

²⁶¹ Pierre Issalys et Denis Lemieux, *L'action gouvernementale*, Précis de droit des institutions administratives, 4^e édition, Éditions Yvon Blais, Cowansville, 2020, p. 521.

[343] Les articles déterminant les pouvoirs de la Régie en matière de tarification se retrouvent essentiellement au chapitre IV de la Loi intitulé *Tarification*. Ces dispositions s'appliquent lorsque la Régie exerce sa compétence d'attribution en matière tarifaire qui est énoncée à l'article 31 (1) (1⁰) de la Loi. D'ailleurs, la Régie note que l'AQCIE-CIFQ précise, à juste titre, que le chapitre IV de la Loi contient les paramètres de l'exercice de la compétence exclusive de la Régie de fixer ou modifier les tarifs des Distributeurs²⁶².

[344] En matière de fixation ou de modification des tarifs de livraison de gaz naturel, les pouvoirs de la Régie se retrouvent notamment aux articles 48, 49, 50 à 53 de la Loi. L'article 49 de la Loi se lit comme suit :

« 49. Lorsqu'elle fixe ou modifie [...] un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie doit notamment :

1° établir la base de tarification [...] d'un distributeur de gaz naturel en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation [...] d'un réseau de distribution de gaz naturel ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces réseaux;

2° déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service notamment, pour tout tarif, les dépenses afférentes aux programmes commerciaux, [...];

3° permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification;

4° favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance [...] d'un distributeur de gaz naturel et la satisfaction des besoins des consommateurs;

5° s'assurer du respect des ratios financiers;

6° tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs;

²⁶² Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0030](#), p. 2 et 3, par. 3.

7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables;

8° tenir compte des prévisions de vente;

9° tenir compte de la qualité de la prestation du service;

10° tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret;

11° maintenir, sous réserve d'un décret du gouvernement à l'effet contraire, l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité;

12° tenir compte, pour un tarif de transport de gaz naturel, de la marge excédentaire de capacité de transport prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 3° du premier alinéa de l'article 72.

Lorsqu'elle fixe un tarif de livraison de gaz naturel, la Régie doit également tenir compte du montant total annuel qu'un distributeur de gaz naturel alloue à la réalisation des programmes et des mesures dont il est responsable en vertu du plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques.

La Régie peut, pour un consommateur ou une catégorie de consommateurs, fixer un tarif afin de financer les économies d'énergie non rentables pour un distributeur de gaz naturel mais rentables pour ce consommateur ou cette catégorie de consommateurs.

Elle peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée ».

[nous soulignons]

[345] En vertu de l'alinéa 4 de cet article, la Régie dispose d'une discrétion à l'égard du choix de la méthode qu'elle estime appropriée pour fixer les tarifs d'Énergir. Elle dispose également d'une discrétion lorsqu'elle fait le choix d'appliquer la méthode du coût de service considérant, entre autres, le terme « *notamment* » mentionné au premier alinéa de l'article 49 de la Loi. Cependant, comme le souligne l'ACIG, cette discrétion n'est pas absolue : « [...] les éléments qui peuvent être ajoutés à une énumération non-exhaustive doivent être de la même nature que ceux qui sont énumérés dans la liste »²⁶³.

²⁶³ Pièce [C-ACIG-0022](#), p. 12, par. 28.

[346] En ce qui a trait aux tarifs de distribution d'électricité, les pouvoirs de la Régie se retrouvent notamment aux articles 52.1 à 54 de la Loi. Les articles 52.1, 52.2 et 52.3 réfèrent aux article 49, 50 et 51 de la Loi, compte tenu des adaptations nécessaires.

« 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.

[...]

52.2 Les coûts de fourniture d'électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

[...]

52.3 Les revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité sont établis en tenant compte des dispositions des paragraphes 1° à 10° du premier alinéa de l'article 49, du dernier alinéa de ce même article et des articles 50 et 51, compte tenu des adaptations nécessaires ».

[347] Tel que précisé dans sa décision D-2019-052²⁶⁴, le libellé de l'article 52.1 de la Loi laisse très peu de marge de manœuvre à la Régie à l'égard de la méthode à utiliser aux fins

²⁶⁴ Dossier R-4045-2018, décision [D-2019-052](#), p. 64 à 72, par. 260 à 293.

de la fixation des tarifs de distribution d'électricité. La Régie mentionne, aux paragraphes 260 à 263 de cette décision, ce qui suit :

« [260] La Régie tient d'abord à rappeler qu'en vertu des paragraphes 1 et 2.1 du premier alinéa de l'article 31 de la Loi, elle a compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est distribuée par le Distributeur et pour surveiller les opérations de ce dernier afin que les consommateurs paient selon un juste tarif.

[261] L'exercice de fixation des tarifs du Distributeur est encadré par l'article 52.1 de la Loi. Tel qu'indiqué au premier alinéa de cette disposition, les paragraphes 6 à 10 du premier alinéa de l'article 49 et ses deuxième et troisième alinéas doivent être pris en compte par la Régie lors de cet exercice. Selon ces dispositions, lorsqu'elle fixe ou modifie des tarifs, outre de s'assurer qu'ils sont justes et raisonnables, la Régie doit tenir compte :

- des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le Distributeur;*
- 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, dans la mesure où le Distributeur n'a pas été remboursé de ces montants;*
- des coûts de service et des risques inhérents à chaque catégorie de consommateurs;*
- des prévisions de vente, de la qualité de la prestation du service ainsi que des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.*

[262] La Régie partage l'avis de Bitfarms selon lequel le libellé de l'article 52.1 de la Loi lui laisse très peu de marge de manœuvre à l'égard de la méthode à utiliser aux fins de la fixation des tarifs de distribution d'électricité. La liste des éléments dont la Régie doit tenir compte est exhaustive, le législateur n'ayant effectivement pas utilisé le mot « notamment » en matière de distribution d'électricité.

[263] Par ailleurs, contrairement à ce que la Régie a indiqué dans ses ordonnances provisoires, le quatrième alinéa de l'article 49 de la Loi ne lui est pas applicable lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de distribution d'électricité. Ainsi, la Régie ne peut utiliser, en matière tarifaire, toute autre méthode qu'elle estime appropriée.

La méthode de fixation des tarifs est prévue à l'article 52.1 de la Loi. La discrétion dont dispose la Régie ne se situe donc pas au niveau du choix de la méthode de fixation des tarifs, mais bien à l'égard de l'appréciation qu'elle fera de chacun des éléments précisés à l'article 52.1 de la Loi. Comme indiqué précédemment, la Régie doit cependant s'assurer que les tarifs de distribution d'électricité qui seront fixés soient justes et raisonnables, tel que prévu au paragraphe 7 de l'article 49 de la Loi ». [note de bas de page omise] [nous soulignons]

[348] Certains intervenants ont affirmé, avec raison, que la Régie a peu de marge de manœuvre en matière de fixation des tarifs d'HQD à l'égard du choix de la méthode. Ils ont cependant omis de mentionner, tel que précisé au paragraphe 262 de la décision D-2019-052, que la Régie dispose d'une discrétion à l'égard de l'appréciation qu'elle fera de chacun des éléments précisés à l'article 52.1 de la Loi. La Régie considère que le fondement sur lequel repose la Demande a trait à un des éléments précisés à cette disposition soit les « *revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution* » d'électricité.

[349] La Régie se réfère à l'article 52.3 de la Loi pour apprécier le niveau de discrétion dont elle dispose pour établir les « *revenus requis permettant d'assurer l'exploitation du réseau de distribution* » d'électricité d'HQD. Cette disposition fait référence aux paragraphes 1^o à 10^o du premier alinéa de l'article 49 de la Loi, du dernier alinéa de ce même article et des articles 50 et 51, compte tenu des adaptations nécessaires.

[350] En vertu de l'article 52.3 de la Loi, les revenus requis doivent permettre d'assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité. En vertu de l'article 51 de la Loi, un tarif de distribution d'électricité ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il est nécessaire pour permettre notamment le développement normal du réseau de distribution d'électricité.

[351] La Régie a ainsi le pouvoir d'inclure, éventuellement, dans les revenus requis d'HQD le coût d'un projet découlant de l'exploitation du réseau de distribution et qui est nécessaire pour permettre son développement normal. Ce pouvoir doit toujours s'exercer en s'assurant que les tarifs de distribution d'électricité soient justes et raisonnables, tel que prévu au paragraphe 7 du premier alinéa 1 de l'article 49 de la Loi.

[352] L'article 2 de la Loi définit la notion de réseau de distribution d'électricité. Cette définition se lit comme suit :

« 2. Dans la présente loi, à moins que le contexte n'indique un sens différent, on entend par :

[...]

“ réseau de distribution d'électricité ” : l'ensemble des installations destinées à la distribution d'électricité à partir de la sortie des postes de transformation, y compris les lignes de distribution à des tensions de moins de 44 kV ainsi que tout l'appareillage situé entre ces lignes et les points de raccordement aux installations des consommateurs, et, dans le cas des réseaux autonomes de distribution d'électricité du distributeur d'électricité, l'ensemble des ouvrages, des machines, de l'appareillage et des installations servant à produire, transporter et distribuer l'électricité;

[...] ».

[353] Ainsi, en vertu de ces dispositions, la Régie n'a pas le pouvoir d'inclure dans les revenus requis d'HQD, les coûts d'une activité qui ne serait pas reliée à l'exploitation de son réseau de distribution d'électricité. Selon l'article 2 de la Loi, le réseau de distribution débute à la sortie des postes de transformation jusqu'aux points de raccordement aux installations des clients.

[354] Ainsi, la Régie est d'avis que le législateur devait modifier la Loi et adopter l'article 52.1.2 pour l'obliger, lorsqu'elle fixe ou modifie les tarifs, à tenir compte des revenus requis par HQD pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques. Le déploiement des bornes de recharge rapide, soit l'équivalent de grosses prises de courant, est une activité qui n'est aucunement reliée à l'exploitation du réseau de distribution d'électricité.

[355] Ce constat a d'ailleurs été noté en commission parlementaire portant sur le déploiement des bornes de recharge rapide :

« Actuellement, la Loi sur la Régie de l'énergie ne permet pas à Hydro-Québec d'investir dans des activités de recharge rapide et d'obtenir un rendement sur ces investissements puisque la recharge publique n'est pas une activité qui découle de l'exploitation d'un réseau de distribution d'électricité au sens de cette Loi »²⁶⁵.

²⁶⁵ [Journal des débats](#), de la Commission permanente de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles, le mardi 5 juin 2018, vol. 44, n° 123, p. 11.

[nous soulignons]

[356] Le principe général demandé par les Distributeurs est en lien avec le Projet biénergie qui vise la conversion des systèmes de chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels au gaz naturel vers la biénergie. Ce projet permettrait à HQD d'augmenter la consommation d'électricité chez les clients visés, tout en réduisant ses enjeux de puissance à la pointe, alors qu'Énergir perd une part de ses volumes de ventes tout en conservant entièrement ses besoins de pointe. Le principe général que les Distributeurs demandent à la Régie de reconnaître vise ainsi à augmenter la consommation d'électricité chez les clients qui chauffent au gaz naturel, tout en conservant cette dernière source d'énergie à la pointe en vue de réduire les coûts de desserte de cette clientèle. Il encourage donc une utilisation efficace de l'énergie en misant sur la complémentarité des réseaux existants des Distributeurs. Selon la Régie, il s'ensuit que cette activité fait partie intégrante de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité tout comme du réseau de distribution de gaz naturel contrairement à l'activité de déploiement des bornes de recharge rapide.

[357] Considérant cette distinction importante entre les activités découlant du Projet biénergie et celles découlant du déploiement des bornes de recharge rapide, la Régie ne retient pas l'argument invoqué par certains intervenants en lien avec l'article 52.1.2 de la Loi pour justifier qu'un changement législatif est nécessaire pour permettre à la Régie d'inclure la Contribution GES dans les revenus requis d'HQD et d'Énergir pour la fixation de leurs tarifs²⁶⁶.

[358] En vertu de l'article 51 de la Loi, qui s'applique autant à HQD qu'à Énergir, il faut non seulement conclure que le Projet biénergie s'inscrit dans l'exploitation d'un réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel mais qu'il est conforme à la notion de développement normal de tels réseaux.

[359] La Régie constate que le législateur n'a pas défini dans la Loi ce que signifie le développement normal d'un réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel. Il a accordé à la Régie une discrétion en lui permettant d'exercer son jugement quant à l'interprétation à donner à cette notion en application notamment du principe de cohérence interne.

²⁶⁶ Pièces [C-ACIG-0022](#), p. 3, par. 12, [C-AQCIE-CIFQ-0030](#), p. 12, par. 36, [C-OC-0029](#), p. 10 et 11 et [C-RNCREQ-0024](#), p. 14 et 15.

[360] La Régie constate que l'expression « *développement normal d'un réseau de transport ou de distribution* » qui se retrouve à l'article 51 de la Loi est rédigée en termes généraux et non en termes précis et non équivoques ce qui indique, selon les enseignements de la Cour suprême du Canada, que le législateur a accordé à la Régie une souplesse accrue dans son interprétation :

« [110] La question de savoir si une interprétation est justifiée dépendra du contexte, notamment des mots choisis par le législateur pour décrire les limites et les contours du pouvoir du décideur. Si le législateur souhaite circonscrire avec précision le pouvoir d'un décideur administratif de façon ciblée, il peut se servir de termes précis et restrictifs et définir en détail les pouvoirs conférés, limitant ainsi strictement les interprétations que le décideur peut donner de la disposition habilitante. À l'inverse, dans les cas où le législateur choisit d'utiliser des termes généraux, non limitatifs ou nettement qualitatifs — par exemple, l'expression « dans l'intérêt public » — il envisage manifestement que le décideur jouisse d'une souplesse accrue dans l'interprétation d'un tel libellé. D'autres formulations se retrouveront entre ces deux extrêmes. Bref, selon le libellé des dispositions législatives habilitantes, certaines questions touchant à la portée du pouvoir d'un décideur peuvent se prêter à plusieurs interprétations, alors que d'autres questions ne sauraient commander qu'une seule interprétation. Ce qui importe, c'est de déterminer si, aux yeux de la cour de révision, le décideur a justifié convenablement son interprétation de la loi à la lumière du contexte. Évidemment, il sera impossible au décideur administratif de justifier une décision qui excède les limites fixées par les dispositions législatives qu'il interprète »²⁶⁷. [nous soulignons]

[361] Également, la Régie est d'avis que cette notion doit être interprétée de façon dynamique et non statique en tenant compte notamment du contexte évolutif de la transition énergétique incluant le contexte d'urgence climatique et en assurant une cohérence avec les autres dispositions de la Loi dont son article 5. Cette notion doit donc être interprétée en tenant compte de l'intérêt public, du Décret et des objectifs des politiques énergétiques du Gouvernement énoncés au PÉV 2030 et à son PMO 2021-2026 en tant que compléments à la *Politique énergétique 2030*.

[362] Il ne s'agit aucunement ici de tenir compte de l'article 5 de la Loi et de ces éléments de contexte pour élargir la compétence d'attribution de la Régie en matière tarifaire prévue à l'article 31 (1) (1^o) de la Loi. Il s'agit plutôt de tenir compte de ces éléments pour déterminer l'étendue du pouvoir discrétionnaire accordé par le législateur quant à la

²⁶⁷ Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c. Vavilov, [2019 CSC 65](#), p. 124, par. 110.

définition à donner à la notion de « *développement normal d'un réseau* » de distribution d'électricité et de gaz naturel.

[363] La Régie partage les propos tenus par plusieurs intervenants à l'effet que le Décret ne doit pas être incompatible avec les dispositions de la Loi. Cette approche respecte le principe énoncé dans la décision de la Cour supérieure du Québec dans l'affaires *Action Réseau Consommateur c. Québec (Procureur général)* au sujet d'une directive alors donnée par le Gouvernement en vertu des articles 110 et 111 de la Loi qui peut lier la Régie :

« [...] en autant que la directive n'ait pas pour effet d'abroger un pouvoir de décision ou un pouvoir discrétionnaire accordé explicitement ou exclusivement par le législateur à la Régie »²⁶⁸.

[364] Tel que mentionné précédemment, le Projet biénergie favorise l'atteinte des cibles prévues au PÉV 2030 soit une réduction de 50 % des émissions de GES liées au chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels. Ce projet constitue une mesure de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments qui est prévue au Plan de mise en œuvre du PÉV 2030 et est basée sur une approche complémentaire entre les deux sources d'énergie que sont l'électricité et le gaz naturel. En vertu du Décret, le Gouvernement demande notamment à la Régie de reconnaître cette approche de complémentarité entre les deux réseaux de distribution permettant de favoriser l'atteinte des cibles du PÉV 2030 et de son PMO 2021-2026.

[365] Autant les objectifs de la *Politique énergétique 2030* que ceux du PÉV 2030 et de son PMO 2021-2026 témoignent d'une urgence d'agir en matière de réduction des émissions de GES. Dans un contexte de crise climatique, il est tout à fait normal et dans l'intérêt public que les entreprises réglementées assument leurs responsabilités en contribuant à la décarbonation de l'économie. À ces fins, les Demanderesses, à l'invitation du Gouvernement et à titre d'entreprises réglementées et engagées dans ce processus, choisissent d'agir dans le but de mettre en œuvre une solution qui a comme résultat de réduire les émissions de GES tout en minimisant les coûts pour leurs clientèles respectives. Le RTIEÉ précise, à juste titre :

« [...] qu'il est « normal » en 2022 que chaque entreprise et chaque individu fassent leur part dans l'atteinte des objectifs dont la société s'est dotée (qu'il s'agisse de

²⁶⁸ *Action Réseau Consommateur c. Québec*, [REJB 2000-18701](#), p. 11, par. 34.

la réduction des GES ou d'autres dépenses à caractère sociétal [...]. C'est le principe de la responsabilité sociale des entreprises »²⁶⁹.

[366] Dans le contexte où la décarbonation de l'économie passe nécessairement par une augmentation de la consommation de l'électricité pour le chauffage des bâtiments et une réduction de la consommation des énergies fossiles, il est dans l'intérêt public que la notion de développement normal d'un réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel soit interprétée de manière à tenir compte de cette réalité.

[367] La Loi a été adoptée il y a maintenant plus de 25 ans et il est impératif qu'elle soit lue et interprétée en tenant compte du contexte évolutif de la transition énergétique. La Régie a d'ailleurs reconnu le changement de paradigme qu'entraîne la transition énergétique dans son Avis 2019-01²⁷⁰ :

« [41] L'évolution des politiques énergétiques et de l'encadrement législatif qui en découle constituent donc un véritable nouveau paradigme que la Régie se doit de considérer dans ses propres actions et décisions ».

[368] En ayant en toile de fond l'article 5 de la Loi et en appliquant la méthode moderne d'interprétation de même que le principe de cohérence interne, la notion de « *développement normal* » des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel doit recevoir une interprétation dynamique par opposition à une interprétation statique en tenant compte de la transition énergétique, des changements climatiques et des objectifs des politiques énergétiques du Gouvernement qui favorisent l'électrification de l'économie lorsque cela est souhaitable et optimal. La notion de « *développement normal* » du réseau de distribution doit être conforme au contexte de la société québécoise en 2022, tel que plaidé par le RTIEÉ.

[369] À cet égard, la Régie rappelle les propos de la juge Abella de la Cour suprême du Canada dans l'arrêt *Bell Canada c. Bell Alliant* portant sur le pouvoir du CRTC de créer des comptes de report pour l'expansion du service à large bande en conformité avec les objectifs de la politique canadienne des télécommunications :

« [54] [...] Bien que le CRTC ait peut-être fait preuve d'innovation avec la création et l'utilisation des comptes de report pour l'expansion du service à large bande et

²⁶⁹ Pièce [C-RTIEÉ-0019](#), p. 26, par. 32.

²⁷⁰ Dossier R-4043-2018, Avis [A-2019-01](#), p. 24, par. 41.

le versement de crédits aux consommateurs, ces mesures étaient parfaitement compatibles avec les dispositions de la Loi sur les télécommunications.

[...]

[57] [...] Il n'est pas contesté que le CRTC ait le droit d'imposer à un fournisseur de services de télécommunication, en lui prescrivant l'ouverture d'un compte de report, l'obligation éventuelle d'effectuer des dépenses qu'il se réserve de lui ordonner ultérieurement. Il s'ensuit par voie de conséquence nécessaire que le CRTC a le droit de rendre une ordonnance actualisant cette obligation et prescrivant des dépenses déterminées, à condition que l'on puisse plausiblement justifier celles-ci par un ou plusieurs des objectifs de la politique de télécommunication énumérés à l'article 7 de la Loi sur les télécommunications »²⁷¹.

[nous soulignons]

[370] En raison de ce qui précède, la Régie est d'avis que la collaboration entre HQD et Énergir constitue une approche concertée innovante qui leur permet de contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de GES dans le chauffage des bâtiments prévus à la *Politique énergétique 2030* et au PÉV 2030 ainsi que d'accélérer le déploiement de l'Offre biénergie dans le cadre du « *développement normal* » de leur réseau de distribution. Le Projet biénergie favorise ainsi la satisfaction des besoins énergétique dans le respect des politiques énergétiques du Gouvernement conformément à l'article 5 de la Loi. Cette interprétation, basée sur la méthode moderne d'interprétation, tient compte de l'intention du législateur et du contexte de transition énergétique en évolution. Également, elle permet de respecter le principe de la cohérence interne et d'assurer que chaque disposition de la Loi puisse s'appliquer sans entrer en conflit avec une autre. Également, cette interprétation est en lien avec les modifications apportées à l'article 5 de la Loi en 2016, est conforme aux propos tenus en Commission parlementaire par le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles lors de ces modifications²⁷² et donne effet au Décret édicté par le Gouvernement en vertu de l'article 49 (1) (10⁰) de la Loi qui est, par ailleurs, présumé valide.

²⁷¹ *Bell Canada c. Bell Aliant Communications régionales* [2009] 2 R.C.S. 764, p. 790 et 791, par. 54 et 57.

²⁷² [Journal des débats de la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles](#), le 19 août 2016 – vol. 44, n° 84 et [Journal des débats de la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles - Assemblée nationale du Québec](#), le 25 octobre 2016 – vol. 44, n° 89.

Nature de la Contribution GES

[371] La Régie doit maintenant déterminer si la Contribution GES est une dépense nécessaire pour assumer le coût de la prestation du service d'HQD au sens de l'article 49 (1) (2^o) de la Loi. La Régie doit également déterminer si la Contribution GES, qui constitue un revenu pour Énergir, doit être prise en compte lorsqu'elle fixe un tarif de distribution de gaz naturel au sens de l'article 51 de la Loi.

[372] Les Distributeurs, de même que l'AHQ-ARQ et le RTIÉÉ, sont d'avis que la Contribution GES constitue une dépense nécessaire pour assumer le coût de la prestation du service et, par conséquent, qu'elle peut être intégrée aux revenus requis des Distributeurs pour la fixation de leurs tarifs respectifs.

[373] L'AHQ-ARQ plaide qu'il y a des coûts associés au Projet biénergie et que la Contribution GES permet d'équilibrer ces coûts entre les deux Distributeurs conformément au Décret. L'intervenant ajoute que la Régie doit présumer de la validité du Décret et considérer que la Contribution GES est nécessaire à la prestation du service²⁷³.

[374] Le RTIÉÉ soumet que le caractère « *nécessaire* » de la dépense et le caractère « *prudemment acquis et utile* » doivent s'interpréter de manière très large. Ils doivent s'apprécier en outre en fonction de la notion de « *développement normal du réseau* » prévue à l'article 51 de la Loi. Aussi, selon l'intervenant, les notions de « *dépense nécessaire* » à l'activité réglementée d'HQD et d'actif « *prudemment acquis et utile* », lorsque interprétés à la lumière des critères de l'article 5 de la Loi et du Décret permettent de conclure que la Contribution GES est reliée à une activité réglementée d'HQD²⁷⁴.

[375] Le RTIÉÉ ajoute que la Contribution GES qui serait payée par HQD à Énergir s'inscrit dans le cadre des objectifs gouvernementaux et vise à réduire de façon optimale le coût qu'auraient à assumer les clients d'HQD si l'électrification s'effectuait par la conversion du chauffage des bâtiments des clients gaziers au TAÉ, plutôt qu'en gardant la pointe au gaz naturel pour ne convertir à l'électricité que la période hors pointe.

²⁷³ Pièce [A-0057](#), p. 112 et 114.

²⁷⁴ Pièce [C-RTIÉÉ-0019](#), p. 15.

[376] Certains intervenants ont plutôt plaidé que la Contribution GES ne peut être considérée comme une dépense nécessaire pour assumer le coût de la prestation du service des Distributeurs.

[377] C'est le cas de l'ACIG qui soutient que puisque la Contribution GES, en ce qui a trait à Énergir, se compose essentiellement de pertes de revenus afin de permettre au Gouvernement d'atteindre ses cibles de réduction des émissions de GES, on ne peut affirmer qu'elle est directement associée aux « *activités courantes actuelles* » d'Énergir. L'intervenante est d'avis que la Contribution GES est essentiellement un mécanisme permettant le partage des coûts pour atteindre la décarbonation du secteur du bâtiment. Cette contribution n'est pas mentionnée, expressément ou implicitement, dans la Loi, même en l'interprétant de façon large, libérale et évolutive²⁷⁵.

[378] L'AQCIE-CIFQ indique que la Contribution GES est un transfert de fonds et non un coût associé à la réduction des GES, ni même une dépense de décarbonation²⁷⁶. L'intervenant plaide qu'il ne s'agit pas d'un coût d'approvisionnement en électricité, d'une dépense d'investissement pour le réseau d'électricité, d'une dépense dans le cadre d'un programme commercial, non plus que la composante d'un programme ou d'une mesure dont les distributeurs sont responsables en vertu du *Plan directeur en transition, innovation et efficacité* énergétique. En conclusion, l'intervenante précise que la Contribution GES n'est pas reliée à un coût identifié à la Loi pouvant faire partie des revenus requis²⁷⁷. L'AQP et OC partagent l'avis de l'AQCIE-CIFQ²⁷⁸.

[379] Le RNCREQ mentionne que « *payer un tiers pour le compenser de sa perte de revenus (et indirectement « équilibrer des impacts tarifaires ») n'est pas une activité réglementée et à ce titre, la Contribution GES ne peut être qualifiée d'actif réglementaire* ». À son avis, ce versement d'HQD à Énergir devrait être comptabilisé comme une « *Dépense* », si la Loi en permet effectivement la comptabilisation²⁷⁹.

[380] Pour les motifs suivants, la Régie ne retient pas la définition donnée à la Contribution GES non plus que l'interprétation restrictive de la Loi proposée par ces intervenants pour conclure que la Régie n'a pas le pouvoir d'inclure la Contribution GES dans les revenus requis des Distributeurs pour la fixation de leurs tarifs.

²⁷⁵ Pièce [C-ACIG-0022](#), p. 8.

²⁷⁶ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0030](#), p. 6.

²⁷⁷ Pièce [A-0057](#), p. 176.

²⁷⁸ Pièces [C-AQP-0020](#), p. 16 et [C-OC-0029](#), p. 9.

²⁷⁹ Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 5.

[381] En vertu des articles 52.3 et 49 (1) (2^o) de la Loi, la Régie possède un pouvoir discrétionnaire pour déterminer les montants globaux des dépenses nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service. La discrétion de la Régie s'exprime dans la reconnaissance du caractère nécessaire d'une dépense reliée à une activité qui fait partie intégrante de l'exploitation normale d'un réseau de distribution.

[382] La Régie note également que le paragraphe 2^o du premier alinéa de l'article 49 de la Loi est rédigé en termes généraux, ce qui lui accorde une plus grande latitude dans son interprétation, tel qu'enseigné par la Cour suprême du Canada dans l'arrêt *Vavilov*. À cette disposition, le législateur n'a pas identifié une liste précise et non équivoque de dépenses nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service. Ainsi, la Régie ne partage pas la lecture restrictive que font certains intervenants de cette disposition.

[383] Dans ses décisions antérieures, la Régie a interprété la notion de « *dépenses nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service* » de manière large et libérale, en tenant compte notamment du contexte et de l'intérêt public. Elle a ainsi inclus dans les revenus requis des entreprises réglementées pour la fixation des tarifs des dépenses qui ne sont pas spécifiquement identifiées dans la Loi mais qui ont été considérées nécessaires pour assumer le coût de la prestation de service.

[384] À titre d'exemple, HQD constate que, dans sa décision D-2003-110²⁸⁰, la Régie a appliqué la méthode moderne d'interprétation et conclu que le PGEÉ d'HQD peut être considéré comme une forme de prestation de service et être traité selon l'article 49 de la Loi. Elle a alors considéré que le PGEÉ contribuait à la mission générale de la Régie qui exerce ses fonctions dans une perspective de développement durable et dont, outre la clientèle d'HQD, toute la société actuelle et future, bénéficiait. La Régie précise dans cette décision que l'article 49 de la Loi permet cette flexibilité dans le traitement réglementaire. Il faut noter, qu'à cette époque, aucune disposition dans la Loi indiquait à la Régie qu'elle devait tenir compte du montant total annuel d'un PGEÉ lorsqu'elle fixe un tarif²⁸¹.

²⁸⁰ Dossier R-3473-2001, décision [D-2003-110](#), p. 9 et 10.

²⁸¹ C'est en 2006 que le législateur a ajouté un alinéa à l'article 49 de la Loi qui se lisait comme suit à l'époque : « Lorsqu'elle fixe un tarif de livraison de gaz naturel, la Régie doit également tenir compte du montant total annuel qu'un distributeur de gaz naturel doit allouer à l'efficacité énergétique et aux nouvelles technologies énergétiques. » Il a également modifié l'article 52.1 de la Loi en conséquence. [Loi concernant la mise en oeuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives](#), LQ 2006 c. 46, p. 16. Depuis 2011, l'alinéa 2 de l'article 49 de la Loi se lit comme suit : « Lorsqu'elle fixe un tarif de livraison de gaz naturel, la Régie doit également tenir compte du montant total annuel qu'un distributeur de gaz naturel alloue à la réalisation des programmes et des mesures dont il est responsable en vertu du plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques ».

[385] Dans sa décision D-2014-077²⁸², la Régie a accepté la demande d'Énergir visant la mise en place du programme-pilote de soutien aux ménages à faible revenu en difficulté de paiement. Elle a octroyé un budget annuel de 250 000 \$ à ces fins pour les années 2015 et 2016. Ce budget permettait de couvrir les pertes radiées, les exemptions aux frais de remise en service, la qualification d'admissibilité soumise par OC ainsi que les coûts de formation spécifique aux agents de recouvrement. Cette dépense a ainsi été jugée nécessaire par la Régie pour assumer le coût de la prestation de service. Par ailleurs, la mise en place de ce programme-pilote faisait appel à la responsabilité sociale d'Énergir.

[386] Considérant le décret 841-2014 portant sur les préoccupations économiques, sociales et environnementales du Gouvernement²⁸³, HQD a proposé à la Régie, dans le cadre de son dossier tarifaire 2015-2016, de bonifier son offre de service auprès de ses clients à faible revenu. La Régie a alors approuvé un budget de 25,8 M\$²⁸⁴ pour la stratégie d'HQD visant les ménages à faible revenu. La totalité du soutien financier approuvé en 2016 représentait un montant global de 50,7 M\$²⁸⁵. Également, dans sa décision D-2017-022²⁸⁶, la Régie a approuvé le maintien d'un soutien financier total pour les ménages à faible revenu de près de 50 M\$. Il faut noter que ces montants ont été accordés par la Régie notamment en application du décret 841-2014 et sans qu'un test de neutralité tarifaire (TNT) soit appliqué.

[387] Dans sa décision D-2010-022, la Régie concluait que les dépenses en dons et commandites d'HQD constituaient des dépenses nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service au sens de l'article 49 de la Loi. Elle indiquait ce qui suit :

« [289] La Régie juge que les dons et commandites font partie des dépenses nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service au sens de l'article 49 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi). Elle accepte le montant de 7,5 M\$ en dons et commandites pour l'année tarifaire 2010 »²⁸⁷. [note de bas de page omise]

[388] Dans sa décision D-2010-032²⁸⁸, la Régie concluait dans le même sens, en précisant que le Transporteur, en tant que citoyen engagé dans sa collectivité, versait des dons et

²⁸² Dossier R-3837-2013 Phase 3, décision [D-2014-077](#), p. 84 à 87.

²⁸³ [Décret 841-2014](#).

²⁸⁴ Dossier R-3905-2014, décision [D-2015-018](#), p. 24, 25 et 152.

²⁸⁵ Dossier R-3933-2015, décision [D-2016-033](#), p. 125 à 128 et 135.

²⁸⁶ Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), p. 113, 114 et 121.

²⁸⁷ Dossier R-3708-2009, décision [D-2010-022](#), p. 72.

²⁸⁸ Dossier R-3706-2009, décision [D-2010-032](#), p. 71 et 72.

commandites dans le cadre d'une mission sociale, afin d'améliorer ses relations avec le milieu :

« [292] La FCEI juge que la preuve n'a pas établi de lien de causalité entre les dépenses de dons et commandites incluses dans les « Frais corporatifs » et la prestation de service du Transporteur. Pour cette raison, l'intervenante demande à la Régie de ne pas reconnaître ces coûts au revenu requis du Transporteur. EBMI s'interroge également sur le lien de causalité entre les dépenses en dons et commandites et le coût de service qui doit être supporté par la clientèle du Transporteur.

[293] La Régie comprend que les frais corporatifs correspondent aux coûts de fonctionnement engagés par les unités corporatives dans le cadre d'activités dont l'objectif n'est pas de desservir une ou des unités d'affaires en particulier, mais les intérêts d'Hydro-Québec en général. La quote-part du Transporteur des frais corporatifs d'Hydro-Québec a été reconnue à plusieurs reprises dans son revenu requis lors des dossiers tarifaires précédents.

[294] La Régie retient qu'Hydro-Québec, en tant que société citoyenne engagée dans sa collectivité, verse des dons et commandites à divers organismes dans le cadre d'une mission sociale ayant pour but, notamment, d'améliorer ses relations avec le milieu.

[295] La Régie juge que les dépenses en dons et commandites constituent des dépenses nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service au sens de l'article 49 de la Loi ». [nous soulignons]

[389] Finalement, dans sa décision D-2008-019²⁸⁹, la Régie a reconnu un budget spécifique au Transporteur pour la réalisation de travaux liés à l'efficacité énergétique.

[390] En tenant compte de l'article 5 de la Loi, des éléments de contexte du présent dossier, de la preuve présentée par les Distributeurs et en application notamment du principe de cohérence interne, la Régie conclut qu'au sens du paragraphe 2 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi, la Contribution GES est une dépense nécessaire pour assumer le coût de la prestation du service soit une dépense qui permet d'assurer le succès d'une collaboration innovante entre les Distributeurs et qui assure le déploiement rapide du Projet biénergie. En conséquence, la Régie rejette les arguments de certains intervenants qui

²⁸⁹ Dossier R-3640-2007, décision [D-2008-019](#), p. 41 à 43.

considèrent que la Contribution GES représente un intrant non prévu à l'article 49 de la Loi.

[391] Pour conclure que la Contribution GES constitue une dépense nécessaire pour assumer le coût de la prestation du service au sens de l'article 49 (1) (2⁰) de la Loi, La Régie retient notamment les extraits suivants de la plaidoirie des Distributeurs qui fait référence à leur preuve portant sur les coûts du Projet biénergie :

« Donc, je résume. Nous avons mis en preuve les coûts de l'Offre biénergie, ainsi que la manière dont ces coûts seront répartis. De quelle façon? Bien c'est en vertu de l'entente, de manière à équilibrer les impacts tarifaires. Ce n'est pas une subvention, c'est un élément de coût. Je le répète, ça... ce sont... c'est une rubrique de coûts du point de vue du Distributeur d'électricité. C'est une dépense qui est nécessaire pour assurer la prestation du service »²⁹⁰.

« Donc, ici, nous sommes d'avis, nous, et ce qu'on a plaidé que c'est une dépense. J'ajoute qu'Énergir, en vertu de l'offre conjointe biénergie, va faire la promotion du produit d'Hydro-Québec au lieu de son propre produit à la hauteur des transferts des volumes de soixante-dix pour cent (70 %).

Et, ensuite, on décide, les deux Distributeurs ensemble, par entente, l'idée dans le PEV d'équilibrer les impacts tarifaires pour les clientèles respectives. On sépare les coûts de la décarbonation, les coûts de l'Offre biénergie pour que les clientèles aient le même impact tarifaire, que ça soit dans une optique d'équilibre. Évidemment, le même, on s'entend. Ça n'a pas nécessairement la même valeur précise, mais une zone d'équilibre.

Cette participation-là d'Énergir, elle est essentielle et elle n'est pas à sens unique. C'est légitime, c'est conforme à la Loi qu'il y ait la Contribution GES. La Contribution GES permet la décarbonation, elle vient avec des volumes additionnels d'électricité et les coûts qui viennent avec, vous le savez, les coûts d'approvisionnement, les coûts de transport et distribution et les coûts de la Contribution GES »²⁹¹. [nous soulignons]

[392] Les Distributeurs ajoutent que la Contribution GES vise dans les faits à prendre en compte une rubrique de dépenses aux fins d'établir leurs revenus requis :

²⁹⁰ Pièce [A-0053](#), p. 62.

²⁹¹ Pièce [A-0057](#), p. 305 et 306.

« Cela dit, la prise en compte d'une rubrique de coûts aux fins de fixer un revenu requis, ça, c'est moins innovant. Ça, c'est le contexte que vous connaissez habituellement lorsque vous faites un exercice tarifaire. Vous allez déterminer un revenu requis, vous allez fixer des tarifs que vous allez vouloir être justes et raisonnables.

Alors ici, le résultat concret de l'entente, le résultat concret de l'Offre biénergie quand on met tout ça ensemble va prendre plusieurs formes, mais l'une des formes va être la rubrique de coûts, la rubrique de dépenses qui va être la Contribution GES que, on le souhaite, vous allez reconnaître en vertu éventuellement de l'article 49.2 de la loi comme étant une dépense qui est nécessaire à la... qui est pour assurer la prestation du service. Alors, une dépense nécessaire pour assurer la prestation du service, ce sont les mots de la Loi »²⁹². [nous soulignons]

[393] Les Distributeurs mentionnent qu'Énergir fera la promotion du produit d'HQD plutôt que de son produit, ce qui représente un des aspects innovants du Projet biénergie :

« Donc, ici, nous sommes d'avis, nous, et ce qu'on a plaidé que c'est une dépense. J'ajoute qu'Énergir, en vertu de l'offre conjointe biénergie, va faire la promotion du produit d'Hydro-Québec au lieu de son propre produit à la hauteur des transferts des volumes de soixante-dix pour cent (70 %).

Et, ensuite, on décide, les deux Distributeurs ensemble, par entente, l'idée dans le PEV d'équilibrer les impacts tarifaires pour les clientèles respectives. On sépare les coûts de la décarbonation, les coûts de l'Offre biénergie pour que les clientèles aient le même impact tarifaire, que ça soit dans une optique d'équilibre. Évidemment, le même, on s'entend. Ça n'a pas nécessairement la même valeur précise, mais une zone d'équilibre.

Cette participation-là d'Énergir, elle est essentielle et elle n'est pas à sens unique. C'est légitime, c'est conforme à la Loi qu'il y ait la Contribution GES. La Contribution GES permet la décarbonation, elle vient avec des volumes additionnels d'électricité et les coûts qui viennent avec, vous le savez, les coûts d'approvisionnement, les coûts de transport et distribution et les coûts de la Contribution GES »²⁹³. [nous soulignons]

²⁹² Pièce [A-0053](#), p. 12 et 13.

²⁹³ Pièce [A-0057](#), p. 305 et 306.

[394] Cette approche complémentaire des réseaux de distribution électrique et gazier permettant de favoriser une utilisation optimale des sources d'énergie de façon à gérer les pointes de consommation et à minimiser les coûts pour l'ensemble des consommateurs d'énergie est reprise dans le Décret par lequel le Gouvernement demande à la Régie, dans le contexte de la transition énergétique, de favoriser l'atteinte des cibles du PÉV 2030 et de son PMO 2021-2026. Contrairement à ce qu'affirme l'AQCIE-CIFQ, la Régie est d'avis qu'il existe une relation logique entre la Contribution GES et la gestion de la pointe²⁹⁴.

[395] Certains intervenants considèrent, sur la base de l'article 7.1 de l'Entente de collaboration, que la Contribution GES, à titre de compensation d'HQD à Énergir pour sa perte de revenus, ne peut constituer une dépense nécessaire à la prestation de service au sens de l'article 49 de la Loi. La Régie est d'avis que les termes de l'Entente de collaboration ne peuvent être considérés en vase clos, notamment en ce que, tel qu'il a été mentionné à plusieurs reprises, il s'agit d'une entente innovante²⁹⁵ qui n'a donc pas de précédent devant la Régie et dans le cadre de laquelle Énergir s'engage à réduire de 70 % les volumes distribués dans les marchés ciblés par l'Offre biénergie²⁹⁶ :

« Donc, le contexte est innovant. C'est vrai qu'une collaboration formelle, formalisée dans une entente sophistiquée, comme vous l'avez vue, c'est innovant. C'est vrai que pour Énergir, et maître Sigouin-Plasse vous en parlera peut-être un peu plus en détail, mais de renoncer à commercialiser son produit qui est le tout gaz pour plutôt commercialiser la biénergie, oui, c'est innovant. Que deux Distributeurs s'allient pour décarboner le Québec en écho, en réponse aux orientations du Plan d'économie verte du gouvernement, le PEV, oui, c'est innovant »²⁹⁷.

[396] Aussi, le Décret permet de comprendre que l'Offre biénergie découlant de l'Entente de collaboration s'inscrit dans le cadre de préoccupations associées à la réduction des émissions de GES, mais également dans le cadre de préoccupations en matière d'approvisionnement en pointe et de coûts pour les clients :

« Attendu que le Québec s'est doté, dans le Plan pour une économie verte 2030, d'une cible de réduction de 50% des émissions de gaz à effet de serre issues du chauffage des bâtiments à l'horizon 2030, par rapport au niveau de 1990.

²⁹⁴ Pièce [A-0057](#), p. 172.

²⁹⁵ Pièces [A-0044](#), p. 20, [A-0053](#), p. 12, 119 et 253 et [A-0057](#), p. 72.

²⁹⁶ Pièces [B-0096](#), p. 3, par. 12 et [B-0034](#), p. 15 et 16, tableaux 6 et 7.

²⁹⁷ Pièce [A-0053](#), p. 12.

Attendu que dans le Plan pour une économie verte 2030, le gouvernement a indiqué que l'électrification à 100 % du chauffage ne constituerait pas une utilisation de l'électricité optimale pour le Québec, qu'une telle approche occasionnerait un important enjeu de pointe, à certaines heures de l'hiver, quand la consommation électrique atteint un niveau maximal, et qu'elle aurait également un effet négatif sur les coûts pour l'ensemble des clients;

Attendu que dans ce contexte, le gouvernement a également indiqué dans le Plan pour une économie verte 2030 que la complémentarité des réseaux électrique et gazier du Québec sera un vecteur de réussite pour l'atteinte de la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le chauffage des bâtiments à l'horizon 2030 »²⁹⁸. [nous soulignons]

[397] Le Gouvernement indique dans le Décret avoir fixé une cible de réduction de 50 % des émissions de GES issues du chauffage des bâtiments à l'horizon 2030 et, pour l'atteindre, l'électrification à 100 % du chauffage n'est pas une utilisation optimale de l'électricité. Une telle approche occasionnerait un important enjeu de pointe et aurait des effets négatifs sur les coûts pour l'ensemble des clients, selon les termes du Décret, mais également selon la preuve des Distributeurs.

[398] Les Distributeurs soumettent que dans le scénario TAÉ, HQD ferait face, en 2030, à des besoins supplémentaires de 3 TWh en énergie et à une augmentation de la demande en puissance de plus de 2000 MW²⁹⁹. Un tel scénario entraînerait l'acquisition de nouveaux approvisionnements coûteux. Or, dans un scénario où l'Offre biénergie serait en place, la demande supplémentaire en énergie se chiffrerait à environ 1,8 TWh et la demande en puissance serait plutôt de 60 MW. Ainsi, HQD indique que les coûts associés à la Contribution GES demeurent significativement inférieurs à ceux d'un scénario TAÉ :

« Donc, la contribution GES, ce qu'elle permet de faire, c'est d'atténuer les points de divergence afin de faire primer l'objectif commun qui est la décarbonation et permettre la conclusion d'une entente. Sans cette contribution-là, il n'y aurait pas d'équilibre comme c'est souhaité par le PEV. [...]

Je vous rappelle que pour Hydro-Québec, ça demeure inférieur au coût auquel elle devrait faire face dans un scénario tout électrique. Quand on regarde le dernier scénario, avec la contribution, on peut voir que deux cent dix-neuf millions

²⁹⁸ Pièce [B-0016](#), p. 59, annexe Q-1.1.

²⁹⁹ Pièce [A-0044](#), p. 27.

(219 M\$) pour Hydro-Québec, c'est bien en deçà du coût de quatre cent soixante-trois millions de dollars (463 M\$) qu'on peut voir dans le scénario TAE »³⁰⁰. [nous soulignons]

[399] Il faut noter que, selon l'Entente de collaboration³⁰¹, Énergir et HQD conviennent de collaborer étroitement afin de faire la promotion du Projet biénergie :

« 6.3 Dans le cadre de la réalisation du Projet, chaque Partie s'engage à ce qui suit :

i) Faire la promotion du Projet par ses outils (ex: service à la clientèle, site internet, campagne publicitaire, médias sociaux, etc.) pour démontrer les bénéfices d'adhérer à la Biénergie;

ii) Informer ses clients du soutien financier offert par le Gouvernement dans le cadre du PMO 2026 pour faciliter l'achat, l'installation et la mise à niveau d'appareils de chauffage; et

6.4 Dans le cadre de la réalisation du Projet, en plus des autres obligations prévues à la présente Entente, Énergir s'engage à ce qui suit: i) Inciter ses partenaires certifiés en gaz naturel à faire la promotion du Projet auprès de la clientèle actuelle et future d'Énergir; et [...] ». [nous soulignons]

[400] En incitant ses partenaires certifiés en gaz naturel à promouvoir l'Offre biénergie, dont le but est de décarboner le chauffage des bâtiments aux fins d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES énoncés au PÉV 2030 au meilleur coût, Énergir accepte de travailler en collaboration avec HQD afin de favoriser la conversion des volumes de gaz naturel vers la biénergie. En contrepartie de cette diminution des volumes de ventes, correspondant à 70 % de la consommation de gaz naturel dans les marchés ciblés par l'Offre biénergie³⁰², HQD s'engage à partager les coûts de la décarbonation en versant à Énergir la Contribution GES, qui est calibrée de façon à permettre d'équilibrer les impacts tarifaires.

[401] La Régie constate que la réalisation du Projet biénergie occasionne pour HQD une dépense additionnelle en termes de coûts d'approvisionnement pour satisfaire les nouveaux besoins en électricité de la clientèle qui adhérera à l'Offre biénergie. Quant à la Contribution GES, elle représente le versement d'un montant par HQD à Énergir en vue d'équilibrer les impacts tarifaires entre leur clientèle respective et d'assurer le succès de

³⁰⁰ Pièce [A-0044](#), p. 38.

³⁰¹ Pièce [B-0030](#), annexe A, p. 5.

³⁰² Pièces [A-0044](#), p. 73.

leur collaboration et le déploiement rapide de l'Offre biénergie. La Contribution GES permet également de réduire les coûts d'approvisionnement à la pointe par rapport au scénario TAÉ, tel qu'illustré à la section 5 de la présente décision. Selon la Régie, la Contribution GES représente ainsi une dépense nécessaire associée à la réalisation du Projet biénergie.

[402] En outre, la Régie constate que la preuve démontre de façon prépondérante que c'est grâce à l'Entente de collaboration et à la commercialisation conjointe qu'il y aura une accélération des conversions et que les objectifs de réduction des émissions de GES visés par le Projet biénergie pourront se réaliser. Tel que souligné par les Distributeurs, sans l'Entente de collaboration qui prévoit une Contribution GES, les volumes de conversions ne seront pas à la hauteur des prévisions mises en preuve au présent dossier :

« Le premier point c'est que la preuve est claire, donc c'est grâce à l'entente et à la commercialisation conjointe qu'il y aura des conversions à la hauteur, on l'espère, des prévisions qu'on vous a présentées. Sans l'entente, sans la contribution GES, la preuve indique et c'est les témoignages, je pense, très crédibles que vous avez entendus de la part des deux Distributeurs, il n'y aura pas de conversion.

[...]

« Si on n'a pas d'entente et la commercialisation conjointe, on n'aura pas de conversion, on n'aura donc pas de changement dans la façon dont les besoins énergétiques pour le chauffage des bâtiments sont satisfaits aujourd'hui. Alors vous me voyez venir, vous entendez ici les mots de l'article 5 de la loi, je vais y revenir tantôt, mais on n'aura pas ce changement-là dans la satisfaction des besoins énergétique. Il n'y aura pas de volume significativement augmenté pour l'électricité, il n'y aura donc pas de service supplémentaire rendu par HQD et donc aucune demande... aucune dépense supplémentaire nécessaire pour assurer la prestation du service »³⁰³. [nous soulignons]

[403] Les Distributeurs ajoutent ce qui suit :

« La contribution et l'entente, en général, c'est vraiment le fruit d'une négociation qui s'est étalée sur plusieurs mois, en fait, sur presque un an.

³⁰³ Pièce [A-0053](#), p. 13 à 15.

Je peux vous dire que chaque aspect a été réfléchi et pesé, et ça a permis d'en arriver à un tout cohérent pour les deux parties. Et ce tout là, il inclut le montant qui va être versé par Hydro-Québec à Énergir »³⁰⁴. [nous soulignons]

[404] Considérant la preuve probante au dossier, la Régie est d'avis que sans la Contribution GES, la collaboration entre les Distributeurs en vue de réaliser le Projet biénergie ne serait pas possible. Ainsi, elle est d'avis que le Projet biénergie ne pourrait atteindre les objectifs visés de conversion dans les délais prévus sans la reconnaissance du principe général selon lequel la Contribution GES et sa méthode d'établissement doivent être considérées aux fins de l'établissement du revenu requis des Distributeurs pour la fixation des tarifs.

[405] De plus, la preuve est à l'effet qu'historiquement, on observe un faible taux de conversion à la biénergie électricité – gaz naturel. Selon les Distributeurs, sans la mise en place de l'Offre biénergie, cette situation risque de demeurer inchangée³⁰⁵. La Contribution GES constitue, selon la Régie, une composante essentielle de l'Offre biénergie.

[406] Aussi, tel que mentionné par HQD lors de l'audience, il y a un coût nécessaire pour assurer le succès de la transition énergétique au Québec et la seule option pour éviter tout impact tarifaire est de ne rien faire :

« [60] Tel que mentionné précédemment, les Distributeurs ont démontré qu'il y a un coût nécessaire pour assurer le succès de la transition énergétique au Québec. Les augmentations tarifaires présentées au présent dossier sont raisonnables à la lumière de l'objectif de société dans lequel ils s'inscrivent et respectent la volonté exprimée par le Gouvernement voulant que ceux-ci soient équilibrés.

[61] Les témoins ont été clairs : la seule autre option permettant d'éviter tout impact tarifaire est de ne rien faire pour réduire les GES, ce qui signifie ne pas participer à la transition énergétique du Québec. Ce n'est toutefois pas une alternative qui soit souhaitable ni même envisageable »³⁰⁶.

[407] La Régie souscrit aux propos des Demanderesses, lorsqu'elles affirment que l'Offre biénergie permet la décarbonation efficace, rapidement et au moindre coût :

³⁰⁴ Pièce [A-0044](#), p. 32 et 33.

³⁰⁵ Pièces [B-0095](#), p. 15, par. 57 et 58, [B-0035](#), p. 15, R.4.1 et [A-0049](#), p. 74 et 75.

³⁰⁶ Pièces [B-0095](#), p. 16, par. 60 et 61.

« Comme je l'ai mentionné il y a quelques secondes, nous sommes dans une urgence climatique, donc une nécessité d'agir rapidement pour réduire l'émission de GES. Hydro-Québec et Énergir, la décarbonisation, on y croit. Ce sont des valeurs pour les deux entreprises. Nous avons déjà divers projets de chacun des côtés, qui bénéficient directement à la décarbonisation actuellement, mais on veut débiter rapidement de nouvelles approches structurantes pour accélérer cette transition énergétique.

Lorsqu'on parle d'une décarbonisation efficace, on ne vise pas des règlements dans des scénarios cent pour cent (100 %) électrique, le tout électrique qu'on appelle. On préconise beaucoup la bonne énergie au bon endroit. Et l'approche biénergie va nous permettre de le faire rapidement, et ce, au moindre coût »³⁰⁷. [nous soulignons]

[408] Par ailleurs, un autre élément permet à la Régie de conclure que la Contribution GES est une dépense au sens de l'article 49 (1) (2^o) de la Loi. En effet, les traitements comptable et réglementaire qui seront implantés par les Distributeurs sont jugés conformes aux principes comptables généralement reconnus, tel qu'indiqué à la section 12 de la présente décision. Pour HQD, il s'agit d'une charge d'exploitation et la contrepartie est un compte à payer. Pour Énergir, il s'agit d'un revenu et la contrepartie est un compte à recevoir. La Régie est d'avis qu'il est dans l'intérêt de la clientèle d'Énergir que ce revenu soit éventuellement pris en compte lorsqu'elle fixe un tarif de livraison de gaz naturel au sens de l'article 51 de la Loi.

[409] La Régie juge que les objectifs visés par le Projet biénergie sont directement en lien avec ceux visés par le PÉV 2030 et son PMO 2021-2026 en compléments de la *Politique énergétique 2030*. Ils sont dans l'intérêt public et s'inscrivent, notamment, dans un contexte de transition énergétique et de gestion des approvisionnements d'HQD à l'horizon 2030. En fait, le Projet biénergie favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le chauffage des bâtiments dans le respect des politiques énergétique du Gouvernement, tel que prévu à l'article 5 de la Loi.

[410] La Régie est également d'avis que l'article 49 (1) (2^o) de la Loi permet de considérer la Contribution GES comme une dépense nécessaire à la réalisation du Projet biénergie dont les activités font partie intégrante du développement normal d'un réseau de distribution d'électricité. L'article 49 de la Loi permet cette flexibilité dans le traitement réglementaire. En application de la méthode moderne d'interprétation et du principe de

³⁰⁷ Pièce [A-0044](#), p. 22.

cohérence interne, la Régie interprète ainsi cette disposition, en tenant compte du contexte de transition énergétique et de manière à ce qu'elle puisse s'appliquer sans entrer en conflit notamment avec l'article 5 de la Loi ou avec le Décret.

Conclusion

[411] En conséquence de ce qui précède, la Régie considère qu'elle a le pouvoir d'inclure la Contribution GES dans les revenus requis des Distributeurs aux fins de la fixation de leurs tarifs.

[412] Cependant, ce n'est pas parce que la Régie détient ce pouvoir qu'elle a l'obligation de reconnaître le principe général demandé par les Distributeurs. La Régie doit maintenant déterminer si les impacts tarifaires du Projet biénergie pour les clients respectifs des Distributeurs sont équilibrés et raisonnables. Cet examen est fait à la section suivante de la présente décision.

8. CONTRIBUTION GES ET IMPACTS TARIFAIRES

8.1 POSITION DES DISTRIBUTEURS

[413] Tel que démontré à la section 5 de la Décision, les Distributeurs évaluent que le scénario TAÉ occasionne des coûts nettement supérieurs au scénario biénergie sur la période cumulative 2022-2030.

[414] Le tableau 4 de la section 5 de la présente décision illustre l'estimation des Distributeurs à l'égard des économies du scénario biénergie par rapport au scénario TAÉ, pour les années 2025 et 2030 et reprend les coûts cumulatifs de 2022 à 2030.

[415] La conversion à l'électricité d'une partie de la charge de chauffage de l'espace et de l'eau présentement alimentée au gaz naturel occasionne des coûts pour les Distributeurs. Aux fins de partager ces coûts, ils ont convenu d'un montant qui serait versé par HQD à

Énergir en présumant que, dans le scénario biénergie, les conversions de volumes du gaz naturel vers l'électricité prévues en 2030 se réalisent³⁰⁸.

[416] Le montant convenu, soit 85 M\$ en 2030, est le fruit d'une négociation entre les Distributeurs, appuyée sur leur volonté d'équilibrer l'impact tarifaire du scénario biénergie entre leurs clients. La Contribution GES couvre environ 80 % des pertes de revenus d'Énergir associées aux volumes perdus³⁰⁹.

[417] HQD considère que la contribution GES qui assure le partage des coûts entre les Distributeurs résulte en une dépense qui peut être récupérée par l'entremise des tarifs³¹⁰.

[418] Le tableau suivant présente les impacts tarifaires estimés par les Distributeurs des scénarios TAÉ et biénergie, avant et après la Contribution GES.

TABLEAU 9
IMPACTS TARIFAIRES CUMULÉS DES SCÉNARIOS TAÉ ET BIÉNERGIE

	2025		2030	
	TAE	Biénergie	TAE	Biénergie
Clients				
AVANT Contribution GES				
HQD	0,9 %	0,1 %	3,0 %	0,9 %
Énergir	2,2 %	2,0 %	5,0 %	4,5 %
APRÈS Contribution GES				
HQD		0,3 %		1,4 %
Énergir		0,4 %		0,9 %

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0034](#), p. 27, 39 et 42, tableaux 20, 39, 41 et 42.

[419] L'Offre biénergie, incluant la Contribution GES, occasionne une hausse tarifaire cumulative de 0,9 % pour les clients d'Énergir et de 1,4 % pour ceux d'HQD à l'horizon 2030. Les Demanderesses précisent que puisque le montant de la Contribution GES ne découle pas d'un calcul précis, elles ne sont pas en mesure de quantifier les composantes de l'écart de 0,5 % entre ces impacts tarifaires à l'horizon 2030³¹¹.

³⁰⁸ Pièce [B-0034](#), p. 40 et 41.

³⁰⁹ Pièce [B-0041](#), p. 15, R.3.1.2.

³¹⁰ Pièce [B-0095](#), p. 14.

³¹¹ Pièce [B-0016](#), p. 4, R.2.1.

[420] En réponse à une DDR de la Régie sur le fait que l'impact tarifaire « Avec la Contribution GES » est supérieur pour la clientèle d'HQD, les Distributeurs soulignent que le Décret énonce une volonté d'équilibrer l'impact tarifaire et non pas que cet impact soit égal entre les Distributeurs³¹².

[421] Les Distributeurs sont d'avis qu'il n'y a aucun enjeu émanant du fait que la Demande occasionne des impacts tarifaires différents. Le scénario biénergie est celui qui comporte le moins d'impacts financiers pour les deux clientèles. Il constitue donc le scénario qui permet le mieux de répondre à l'objectif gouvernemental de réduire les émissions de GES tout en réduisant les coûts pour les différentes clientèles concernées. Le PÉV 2030, le Décret et, de façon générale, les préoccupations émises par le Gouvernement quant à la réduction des émissions de GES au meilleur coût, pour les clients comme pour l'ensemble de la collectivité, ne pourraient être valablement interprétés comme devant correspondre à une baisse ou à une neutralité tarifaire pour les clientèles des Distributeurs³¹³.

[422] Pour HQD, les coûts associés à l'Offre biénergie seront intégrés aux revenus requis lors du prochain dossier tarifaire 2025-2026³¹⁴. C'est ce qui explique que l'impact tarifaire pour sa clientèle, illustré au tableau suivant, ne se fera sentir qu'à ce moment.

TABLEAU 10
IMPACT DE L'OFFRE BIÉNERGIE SUR LES REVENUS REQUIS D'HQD

M\$ courants		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2022-2030
Revenus requis	Avant Offre biénergie ¹	13 036	13 297	13 563	13 834	14 110	14 393	14 681	14 974	15 274	127 160
	Manque à gagner	2	5	7	10	16	84	100	116	134	474
	Contribution GES ²	8	16	25	34	44	53	64	74	85	404
	Après Offre biénergie	13 046	13 318	13 595	13 878	14 170	14 530	14 844	15 165	15 492	128 038
Revenus prévus	Avant ajustement tarifaire ³	13 036	13 297	13 563	13 834	14 110	14 393	14 681	14 974	15 274	127 160
	Ajustement tarifaire ⁴	-	-	-	44	45	46	47	48	219	448
	Après ajustement tarifaire	13 036	13 297	13 563	13 878	14 155	14 438	14 727	15 022	15 492	127 608

³¹² Pièce [B-0027](#), p. 4, R.2.1.

³¹³ Pièce [B-0040](#), p. 4, R.1.3.

³¹⁴ Pièce [B-0006](#), p. 8.

Montant non récupéré dans les tarifs	10	21	32	-	15	91	117	143	-	430
Impact tarifaire annuel	-	-	-	0,32%	-	-	-	-	1,11%	s/o
Impact tarifaire cumulé	-	-	-	0,32%	0,32%	0,32%	0,32%	0,32%	1,43%	s/o

Source : Pièce [B-0094](#), p. 2.

¹ Revenus requis de 12 289 M\$₂₀₁₉, indexés à 2 % annuellement;

² Progression proportionnelle au volume converti;

³ Égaux aux revenus requis;

⁴ Indexés à 2 % annuellement, car intégrés dans les revenus requis.

[423] Ainsi, pour un logement 5½, l'impact tarifaire estimé serait nul jusqu'en 2025. La hausse annuelle devrait se situer à 2,84 \$ en 2025 pour ensuite s'établir à 12,71 \$ en 2030.

TABLEAU 11
IMPACT ESTIMÉ DES HAUSSES TARIFAIRES D'HQD ASSOCIÉES À LA CONTRIBUTION
GES ET À L'OFFRE BIÉNERGIE POUR UN LOGEMENT 5½

\$		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2022-2030
Facture annuelle avant ajustement tarifaire ¹		888,48	888,48	888,48	888,48	888,48	888,48	888,48	888,48	888,48	7 996,32
Contrib. GES	Ajustement tarifaire ²	-	-	-	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	4,89	15,99
	Après ajustement tarifaire	888,48	888,48	888,48	890,70	890,70	890,70	890,70	890,70	893,37	8 012,31
Offre biénergie	Ajustement tarifaire ³	-	-	-	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	12,71	26,92
	Après ajustement tarifaire	888,48	888,48	888,48	891,32	891,32	891,32	891,32	891,32	901,19	8 023,24
Impact sur la facture mensuelle		-	-	-	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	1,06	2,24

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0094](#), p. 3.

¹ Facture mensuelle de 74,04 \$ × 12;

² Hausse de 0,25 % en 2025 et 0,30 % additionnel en 2030;

³ Hausse de 0,32 % en 2025 et 1,11 % additionnel en 2030.

8.2 POSITION DES INTERVENANTS

[424] Le RTIÉE recommande à la Régie d'approuver la Contribution GES d'HQD à Énergir de 85 M\$ pour 2030 et de 403 M\$ pour la période de 2022 à 2030, puisque cette contribution permettrait d'atteindre un coût de 404,82 \$₂₀₃₀ / t. de CO₂ éq. pour le scénario de biénergie, ce qui représente une économie de plus de 66 % par rapport à un scénario TAÉ (qui aurait un coût de 617,33 \$₂₀₃₀ / t. de CO₂ éq.). Pour l'ensemble de la période 2022 à 2030, la contribution de 403 M\$ permettrait d'atteindre un coût de 373,15 \$₂₀₃₀ / t. de CO₂ éq. ce qui représenterait une économie de 52 % par rapport au scénario TAÉ (714,81 \$₂₀₃₀ / t. de CO₂ éq.)³¹⁵.

[425] L'ACIG se dit préoccupée par l'impact que l'Offre biénergie pourrait avoir sur le coût de l'équilibrage d'Énergir³¹⁶. Selon elle, le présent dossier intervient avec la mise en place du nouveau cadre conceptuel approuvé par la Régie dans la phase 2 du dossier R-3867-2013. L'ACIG est d'avis que la question de l'impact sur l'équilibrage doit être soulevée pour que son traitement soit clairement identifié lors du prochain dossier réglementaire qui traitera de cet enjeu.

[426] L'AHQ-ARQ constate que l'équilibre de l'impact tarifaire n'est pas respecté par les Distributeurs³¹⁷. Le déséquilibre persiste et est significativement désavantageux pour HQD à partir de 2027.

³¹⁵ Pièce [C-RTIÉE-0009](#), p. 40.

³¹⁶ Pièce [C-ACIG-0012](#), p. 11.

³¹⁷ Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 26.

TABLEAU 12
CALCUL DE L'AHQ-ARQ D'UNE CONTRIBUTION GES QUI ÉQUILIBRE L'IMPACT
TARIFAIRE ENTRE LES CLIENTS DES DISTRIBUTEURS

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Manque à gagner HQD (M\$)	(1)	2	5	7	10	16	84	100	116	134
Revenus requis 2019 HQD (M\$2022)	(2)	13036								
Manque à gagner Énergir (M\$)	(3)	10	20	31	43	54	67	79	92	106
Revenus requis 2022 Énergir (M\$2022)	(4)	2020								

Avec Contribution GES pour équilibre

Contribution GES recalculée	(5)	8	17	26	36	45	47	55	64	74
Impact tarifaire HQD	(6)	0,08%	0,17%	0,25%	0,35%	0,46%	1,00%	1,19%	1,38%	1,59%
Impact tarifaire Énergir	(7)	0,08%	0,17%	0,25%	0,35%	0,46%	1,00%	1,19%	1,38%	1,59%
Déséquilibre des impacts tarifaires	(8)	0,00%								

Source : Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 28.

(1) à (4) Tableau AHQ-ARQ-7;

(5) = ((1) + (3)) x (2) / ((2) + (4)) - (1);

(6) = ((1) + (5)) / (2);

(7) = ((3) - (5)) / (4);

(8) = (6) = (7).

[427] Afin d'équilibrer cet impact entre les clients des deux Distributeurs, l'AHQ-ARQ recommande, notamment, à la Régie de fixer le montant de base de la Contribution GES pour les trois premières années, en ajustant les grilles de calcul de la compensation en conséquence³¹⁸. L'intervenante recommande que les valeurs proposées soient ajustées pour tenir compte du retrait de la conversion à l'électricité du chauffage de l'eau de la clientèle résidentielle et de l'utilisation appropriée des valeurs marginales³¹⁹.

[428] Selon l'AQCIE-CIFQ, il est erroné d'affirmer que l'impact tarifaire pour l'ensemble des clients des Distributeurs serait encore plus élevé en l'absence de leur effort conjoint. Elle comprend que cette affirmation réfère à la comparaison de l'impact tarifaire entre un

³¹⁸ Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 31.

³¹⁹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 31.

scénario TAÉ et un scénario biénergie. Or, une telle comparaison n'est pas valable puisqu'un scénario TAÉ n'est pas réaliste³²⁰. En outre, l'impact tarifaire des mesures de soutien doit être évalué et pris en compte pour la détermination de la Contribution GES. Ainsi le montant de la Contribution GES ne peut être établi avant de connaître l'appui financier qui sera requis pour les clientèles commerciale et institutionnelle³²¹.

[429] L'intervenant considère que la contribution de 85 M\$ en 2030, telle qu'évaluée à l'Entente de collaboration, n'est pas équitable car elle ne prend pas en considération, d'une part, les appuis financiers que chacun des Distributeurs devront offrir pour assurer la réalisation des conversions et, d'une part, parce que l'impact tarifaire résultant du versement de cette contribution n'est pas le même pour Énergir et HQD³²².

[430] Selon la FCEI, puisque la Contribution GES couvre environ 80 % de l'impact tarifaire subi par Énergir, son expiration après l'année 15 aura un impact tarifaire quatre fois plus important durant les années 16 à 30 suivant la conversion d'un client que durant les années 1 à 15. Ainsi, cela aurait pour effet d'atténuer l'impact tarifaire aujourd'hui pour en créer un autre quatre fois plus important plus tard. La FCEI comprend mal comment un tel effet pourrait être raisonnable d'un point de vue économique. De plus, la FCEI n'a pu retracer cette intention d'atténuation de l'impact tarifaire au cours d'une période de transition dans le PÉV 2030, son Plan de mise en œuvre ou le Décret. Au contraire, le Décret mentionne qu'il faut équilibrer les effets sans y attribuer de limite dans le temps³²³.

[431] Selon la FCEI, l'atteinte de l'objectif d'équilibre des impacts tarifaires nécessite que la Contribution GES soit permanente, c'est-à-dire qu'elle soit versée tant que le client demeure au tarif DT. Le versement permanent de la Contribution GES permettrait de mitiger l'impact tarifaire subit par la clientèle d'Énergir et serait cohérent avec l'effet de la biénergie sur la réduction des émissions de GES qui perdure tant que la biénergie est maintenue.

[432] Le GRAME est d'avis que l'approche favorisant une hausse tarifaire moindre pour les clients au gaz naturel que pour les clients à l'électricité s'inscrit à l'encontre non seulement de l'équilibre de l'impact tarifaire recherché, mais crée un avantage concurrentiel supérieur pour le gaz naturel³²⁴.

³²⁰ Pièce [C-AOCIE-CIFQ-0013](#), p. 21.

³²¹ Pièce [C-AOCIE-CIFQ-0021](#), p. 8.

³²² Pièce [C-AOCIE-CIFQ-0021](#), p. 20.

³²³ Pièce [C-FCEI-0011](#), p. 12.

³²⁴ Pièce [C-GRAME-0011](#), p. 27.

[433] Pour le GRAME, l'équilibre de l'impact tarifaire entre les Distributeurs devrait idéalement tenir compte de critères plus précis, comme l'avantage concurrentiel du gaz naturel par rapport à l'électricité. La proposition de Contribution GES permet d'accentuer l'avantage concurrentiel du gaz naturel puisque l'impact tarifaire sera plus important pour les clients d'HQD que pour les clients d'Énergir. Le GRAME recherche donc des solutions pour équilibrer cet impact, à savoir des ajustements à la Contribution GES basés sur :

- la prise en compte des améliorations en efficacité énergétique mises en place à la suite de la conversion à la biénergie;
- la prise en compte d'un facteur d'ajustement reflétant l'impact de la biénergie sur la rétention de clients. Selon le GRAME, cet élément n'a pas été pris en compte dans l'estimation des pertes de volumes de gaz naturel.

[434] Selon le RNCREQ, l'impact tarifaire d'HQD omet les coûts importants associés aux subventions et appuis financiers nécessaires à l'Offre biénergie. Pour l'intervenant, il s'agit d'un « snapshot » de l'année 2030, plutôt qu'un portrait global de la période de l'Entente de collaboration, laquelle s'étale jusqu'en 2041³²⁵. L'intervenant juge 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 biénergie³²⁶.

8.3 RÉPLIQUE DES DISTRIBUTEURS

[435] Les Distributeurs rappellent que la Contribution GES ne s'appuie pas sur le coût de l'Offre biénergie exprimé par tonne de réduction des émissions de GES. Il s'agit d'une réponse à une mesure contenue dans le PÉV 2030 et son PMO 2021-2026 et qui a fait l'objet d'une réflexion en amont du présent dossier³²⁷.

[436] À propos des impacts tarifaires, les Distributeurs soulignent que les témoins ont été clairs :

« [...] la seule autre option permettant d'éviter tout impact tarifaire est de ne rien faire pour réduire les GES, ce qui signifie ne pas participer à la

³²⁵ Pièce [C-RNCREQ-0014](#), p. 19.

³²⁶ Pièce [C-RNCREQ-0014](#), p. 28.

³²⁷ Pièce [B-0095](#), p. 17.

transition énergétique du Québec. Ce n'est toutefois pas une alternative qui soit souhaitable ni même envisageable »³²⁸.

8.4 OPINION DE LA RÉGIE

Contribution GES

[437] Tel que souligné aux paragraphes 391 à 412 de la présente décision, la Régie considère que la Contribution GES est déterminante dans le cadre du Projet biénergie. Cette dernière est établie en considération de la réduction des émissions de GES résultant de l'adhésion au mode biénergie des clients résidentiels, commerciales et institutionnelles d'Énergir.

[438] De façon générale, et tel que mentionné précédemment, la réduction des émissions de GES se situe au cœur de la transition énergétique en s'inscrivant dans une perspective de développement durable. Il s'agit dans les faits d'un bénéfice non énergétique qui est dans l'intérêt public.

[439] La détermination du montant de la Contribution GES qu'HQD versera à Énergir a été négociée entre les Distributeurs. Il importe de rappeler le contexte de la négociation. En tenant compte de l'objectif du PÉV 2030, les Distributeurs ont élaboré pour fins de comparaison deux scénarios de conversion, soit le TAÉ et la biénergie. La preuve des Distributeurs démontre clairement que le scénario TAÉ n'est pas souhaitable car il présente un impact net sur le revenu requis fortement supérieur au scénario biénergie. Qui plus est, le scénario biénergie favorise l'atteinte de la cible de réductions des émissions de GES prévue au PÉV 2030.

[440] La mise en place du Projet biénergie affecte directement Énergir en raison de la perte de volume de gaz naturel résultant de l'adhésion de ses clients au mode biénergie. Pour sa part, il est dans l'intérêt des clients d'électricité qu'HQD évite de mettre en place des capacités de puissance et d'énergie pour répondre aux besoins de pointe du réseau en raison de leurs coûts élevés.

³²⁸ Pièce [B-0095](#), p. 16.

[441] Dans le but d'éviter les coûts d'approvisionnement à la pointe de son réseau, HQD a intérêt à verser une Contribution GES à Énergir en vue d'équilibrer les impacts tarifaires entre leurs clientèles respectives, d'assurer leur collaboration et la réussite du Projet biénergie. En fait, tant et aussi longtemps que la Contribution GES demeure inférieure à la valeur des coûts évités estimés dans le scénario TAÉ, un espace favorable à la négociation se dégage entre les Distributeurs pour la mise en place du Projet biénergie.

[442] Dans ce contexte, la Régie considère que la Contribution GES devient un intrant qui est requis pour les activités de distribution d'HQD et d'Énergir relatives au Projet biénergie. En outre, la Contribution GES, établie en fonction du volume de gaz naturel effectivement converti, permet également la prise en compte d'un bénéfice non énergétique dans le cadre de la satisfaction des besoins des clients des Distributeurs.

[443] **La Régie prend acte que, pour chaque client ayant adhéré au mode biénergie, la Contribution GES sera versée pendant 15 ans sur la base du volume effectivement converti.** Il s'agit d'un engagement de long terme entre les deux Distributeurs qui dénote une pérennité certaine dans leur objectif de réduire les émissions de GES.

[444] En conséquence, la Régie ne retient pas les prétentions de certains intervenants à l'effet que la contribution représente un chèque en blanc qui vise seulement à compenser Énergir pour ses pertes de revenus.

[445] La Régie ne retient pas non plus les prétentions de certains intervenants selon lesquelles le Projet biénergie pourrait être mis en place sans la contribution GES. Les démonstrations à cet égard ne sont pas probantes. Elles ne permettent pas d'assurer que les objectifs de réduction des émissions de GES seraient atteints à l'horizon 2030 en laissant les forces du marché agir. Au contraire, la Régie est d'avis qu'un incitatif est nécessaire pour favoriser l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES, incitatif qui se manifeste à travers la collaboration entre les deux Distributeurs.

[446] **La Régie prend acte du montant de la Contribution GES négocié par les Distributeurs, soit 85 M\$ en 2030.**

Impacts tarifaires

[447] Le montant négocié de la Contribution GES, soit 85 M\$ en 2030, est en lien avec la détermination de l'équilibre des impacts tarifaires en favorisant un partage des coûts entre les Distributeurs liés au Projet biénergie.

[448] Pour la Régie, le Décret énonce une volonté d'équilibrer l'impact tarifaire et non que cet impact soit égal entre les Distributeurs.

[449] Pour les clients d'Énergir, le montant de la Contribution GES couvre 80 % du manque à gagner d'Énergir, soit un impact tarifaire cumulé de l'ordre de 0,9 % sur la facture de ses clients à l'horizon 2030.

[450] Pour les clients d'HQD, l'impact tarifaire cumulé sur leur facture s'élève à 1,43 % à l'horizon 2030, soit :

- 0,55 %, attribuable au montant de la Contribution GES³²⁹;
- 0,88 %, attribuable à l'ajout de charge sur le réseau.

[451] Il importe de préciser que les clients d'HQD n'assumeront explicitement une hausse tarifaire attribuable au Projet biénergie qu'en avril 2025 et en avril 2030. À l'exclusion de ces deux périodes, selon le cadre législatif actuel, les tarifs d'HQD augmenteront annuellement au rythme de l'inflation, incluant implicitement le montant de la Contribution GES versée à Énergir.

[452] Lors de l'audience, HQD a répondu à un engagement en identifiant, notamment, les impacts tarifaires pour les clients, en distinguant l'impact de la Contribution GES de celui attribuable à l'Offre biénergie soit l'impact de la Contribution GES et du manque à gagner relié à l'ajout de volume d'électricité sur le réseau. Le tableau suivant résume ces impacts pour un logement 5 ½ et un grand client ayant une facture annuelle de 40 M\$.

³²⁹ Pièce [B-0090](#), p. 4.

TABLEAU 12
IMPACT DES HAUSSES TARIFAIRES ASSOCIÉES À LA CONTRIBUTION GES ET À L'OFFRE BIÉNERGIE POUR UN LOGEMENT 5 ½ ET UN GRAND CLIENT D'HQD

Impact tarifaire pour les clients HQD	Logement 5 ½ En \$			Grand client En 000 \$		
	2025	2030	2022-2030	2025	2030	2022-2030
Facture avant ajustement	888,48	888,48	7 996,32	40 000	40 000	360 000
Contribution GES	2,22	4,89	15,99	100	220	720
Offre biénergie	2,84	12,71	26,92	128	572	1 212
Impact tarifaire total	2,84	12,71	26,92	128	572	1 212
Facture après ajustement	891,32	901,19	8 023,24	40 128	40 592	361 212

Source : Pièce [B-0094](#), p. 3.

[453] L'impact tarifaire annuel estimé en 2025 pour un logement 5 ½ est de l'ordre de 2,84 \$. Ce montant est de 12,71 \$ en 2030. Pour le grand client ayant une facture annuelle de 40 M\$, l'impact est de 128 000 \$ en 2025 et de 572 000 \$ en 2030. Il faut cependant préciser que c'est lors du prochain dossier tarifaire d'HQD que la Régie procèdera à l'allocation des coûts de l'Offre biénergie entre les différentes catégories de clientèle.

[454] **La Régie considère que ces impacts tarifaires pour la clientèle d'HQD sont raisonnables dans la perspective de réduire de 2,7 M de tonnes les émissions de GES d'ici 2030.**

[455] Par ailleurs, si les coûts d'approvisionnement d'HQD étaient plus faibles que ceux prévus au présent dossier, toutes choses étant égales, l'impact tarifaire de l'Offre biénergie serait moindre que celui prévu.

[456] Advenant que les volumes convertis soient plus faibles que ceux prévus, l'impact tarifaire de la Contribution GES sera moindre qu'anticipée.

[457] L'incertitude quant au montant final provenant du SITÉ ne pose pas de risque pour la clientèle des Distributeurs. En fait, si les montants s'avéraient insuffisants, peu de conversion se concrétiseront, ce qui impliquerait un impact tarifaire moindre pour les clients des Distributeurs.

[458] En définitive, en réponse à l'objectif du PÉV 2030 de réduire de 50 % les émissions de GES dans le chauffage des bâtiments à l'horizon 2030, la Régie juge que les impacts tarifaires de l'Offre biénergie sont raisonnables. Également, elle juge que l'impact tarifaire de l'Offre biénergie sur les clientèles respectives des Distributeurs est équilibré.

9. MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DE LA CONTRIBUTION GES

9.1 POSITION DES DISTRIBUTEURS

[459] Les Distributeurs présentent à la section 8.2 de leur preuve, les modalités d'application relatives au versement de la Contribution GES³³⁰. Sur la base du montant de la contribution convenue en 2030, soit 85 M\$, les Distributeurs se sont entendus sur une grille de calcul permettant de reproduire ce montant selon le volume de conversion de gaz naturel à l'électricité prévu en 2030.

[460] Les Distributeurs ont élaboré deux grilles de conversion pour le calcul de la Contribution GES. À cet égard, ils remarquent que les clients d'Énergir visés par l'Offre biénergie sont assujettis au tarif D₁ dont la structure est dégressive. Afin que la Contribution GES reflète adéquatement la perte de revenus d'Énergir, les grilles de conversion présentent une structure de taux dégressive en fonction du volume consommé par chacun des clients³³¹.

[461] La première grille, illustrée dans le tableau qui suit, est composée des taux applicables à la consommation de référence. Elle a pour objet de permettre un premier versement semestriel du montant de la Contribution GES à Énergir.

³³⁰ Pièce [B-0034](#), p. 43.

³³¹ Pièce [B-0034](#), p. 43 et 44 (tableau 4) et [annexe 1](#) de l'Entente de collaboration.

TABLEAU 13
TAUX APPLICABLES À LA CONSOMMATION DE RÉFÉRENCE

Palier	Borne inférieure	Borne supérieure	Volume	Taux (€2022/m ³)
1	0	4 380	4 380	19,102
2	> 4 380	14 600	10 220	14,213
3	> 14 600	43 800	29 200	12,784
4	> 43 800	146 000	102 200	10,576
5	> 146 000	438 000	292 000	8,786
6	> 438 000	1 460 000	1 022 000	7,268

Source : Pièce [B-0034](#), p. 44.

[462] La consommation de référence est établie en calculant la moyenne des consommations des trois dernières années précédant la conversion du client existant. Pour les nouveaux bâtiments et les clients ayant un historique de consommation de moins d'une année, la consommation de référence est estimée pour les usages de chauffage de l'espace et de l'eau sanitaire, de même que pour les procédés.

[463] La seconde grille, reproduite ci-après présente les taux applicables au volume converti. Elle sert à établir le montant réel de la Contribution GES versée à Énergir. Ainsi, six mois après le premier versement, le montant de la contribution est ajusté pour tenir compte du volume réellement converti. Ce montant est versé pendant 15 ans et indexé à raison de 2 % par année.

TABLEAU 14
TAUX APPLICABLES AU VOLUME CONVERTI

Palier	Borne inférieure	Borne supérieure	Volume	Taux (€2022/m ³)
1	0	4 380	4 380	28,965
2	> 4 380	14 600	10 220	21,553
3	> 14 600	43 800	29 200	19,385
4	> 43 800	146 000	102 200	16,037
5	> 146 000	438 000	292 000	13,322
6	> 438 000	1 460 000	1 022 000	11,020

Source : Pièce [B-0034](#), p.45.

[464] Les Distributeurs ont déterminé que la Contribution GES annuelle serait versée en deux temps. Un premier versement couvre la période de facturation comprise entre le 1^{er} janvier et le 30 juin de l'année civile en cours alors que le deuxième reflète la conversion réelle des volumes des clients au cours de la dernière année (du 1^{er} janvier au 31 décembre).

[465] En ce qui a trait aux modalités d'application du mécanisme de la Contribution GES, les Distributeurs indiquent qu'il est directement liée au volume de gaz naturel converti à l'électricité. La Contribution GES est donc versée annuellement par HQD selon le volume réellement converti. Ainsi, si aucune conversion ne se réalise, le montant versé par HQD à Énergir sera nul. Si, par contre, la conversion s'avère supérieure à celle anticipée, le montant versé pourrait être supérieur à celui estimé.

[466] Les Distributeurs proposent que la Contribution GES soit versée, pour chacun des clients convertis, pendant 15 ans à compter du moment de sa conversion. Ce versement serait cependant conditionnel au maintien du client converti à un tarif biénergie de HQD, puisque ce tarif permet à HQD de s'assurer de l'effacement du client en période de pointe. Dans l'éventualité où un client délaisserait son tarif biénergie pour adhérer aux tarifs réguliers d'HQD, la portion de la Contribution GES attribuable à ce client ne sera plus payable à compter du moment où l'abonnement du client cesse d'être assujéti à un tarif biénergie applicable³³².

[467] En réponse aux DDR de la Régie, les Distributeurs insistent sur le fait qu'ils ont calculé les taux adaptés à la méthode d'estimation du volume converti qui a été retenue. En d'autres termes, les taux proposés par les Distributeurs tiennent compte du fait que la réduction de la consommation de gaz naturel calculée captera, d'une part, la portion attribuable à la conversion à la biénergie et, d'autre part, celle due à l'amélioration de l'efficacité des équipements au gaz naturel. Les taux proposés assurent le versement d'une Contribution GES uniquement pour le premier élément, mais non pour le second.

[468] Par ailleurs, les Distributeurs mentionnent que le volume converti utilisé aux fins de la détermination des taux de la Contribution GES n'est pas le même que celui utilisé pour calculer la réduction des émissions de GES. Dans ce dernier cas, il s'agit bien de 474 Mm³,

³³² Pièce [B-0034](#), p. 46.

puisque en l'absence de la biénergie, les clients auraient consommé ce volume additionnel (avec leurs nouveaux équipements au gaz naturel)³³³.

[469] Les Distributeurs mentionnent que ce choix répond au besoin de déterminer le volume reflétant le plus adéquatement celui qui sera effectivement mesuré chez les clients convertis. Selon les Distributeurs, une réduction du volume en mètres cubes convertis aux fins du calcul des taux amènerait mathématiquement une augmentation des taux unitaires.

[470] Les Distributeurs précisent également que si les volumes prévus avaient été plus faibles, les taux de la Contribution GES auraient été plus élevés et inversement pour une prévision de volumes plus élevés, pour arriver à un même montant de Contribution de 85 M\$ à l'horizon 2030³³⁴.

[471] Les Distributeurs justifient le choix d'indexer annuellement les taux de conversion à raison de 2 %, car ce pourcentage est utilisé fréquemment dans le cadre de leurs analyses économiques, puisqu'il représente un indicateur de l'indexation prévue de l'indice des prix à la consommation. Ce taux d'indexation sert de variable d'approximation de l'indexation à long terme les tarifs d'Énergir, à défaut d'un meilleur indicateur. Le lien avec ces tarifs est important, puisque la Contribution GES permet de compenser partiellement la perte de revenus d'Énergir, laquelle est directement liée aux tarifs. Les Distributeurs ont choisi une méthode simple dont les résultats sont prévisibles et, à long terme, vraisemblablement très comparables à ceux qui seraient obtenus au moyen d'une autre méthode plus complexe³³⁵.

[472] En réponse aux questions de la Régie, les Distributeurs estiment qu'ils ont démontré la robustesse des grilles de conversion servant au calcul de la compensation GES. Il s'avère que le résultat obtenu est peu sensible aux hypothèses de croissance de la demande de gaz naturel³³⁶.

9.2 POSITIONS DES INTERVENANTS

[473] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ajuster le montant de la Contribution GES pour les trois premières années, soit 8 M\$ en 2022, 17 M\$ en 2023 et 26 M\$ 2024 et

³³³ Pièce [B-0059](#), p. 13, R.5.1.1.

³³⁴ Pièce [B-0059](#), p. 4, R.2.1

³³⁵ Pièce [B-0059](#), p. 20, R.9.1.

³³⁶ Pièce [B-0089](#), p. 11.

d'ajuster les grilles de compensation précisant les taux de la Contribution GES en conséquence. Pour les années subséquentes, elle recommande de réévaluer l'équilibre des coûts de l'Offre biénergie pour les Distributeurs, en tenant compte des paramètres mentionnées aux sections précédentes et d'utiliser cette évaluation pour déterminer la grille des taux de la Contribution GES des dossiers tarifaires d'HQD, au cinq ans³³⁷.

[474] La FCEI propose les modifications suivantes à la méthode de calcul de la Contribution GES :

- que l'Entente de collaboration prévoit un mécanisme de réévaluation des impacts tarifaires périodique et un recalibrage de la Contribution GES;
- que la Contribution GES soit applicable tant que le client demeure au tarif DT;
- qu'une contribution soit calculée pour les migrations prématurées rendues possibles et/ou ayant été causées par l'Offre biénergie.

[475] Pour sa part le RNCREQ précise ce qui suit :

« A priori, le RNCREQ n'est pas contre l'objectif visé par l'Entente ni le paiement (dans une certaine mesure) d'une Contribution GES. S'il le pouvait, le RNCREQ recommanderait à la Régie de faire apporter certaines modifications à l'Entente, notamment :

- a. retirer l'inclusion des "nouveaux bâtiments"; et*
- b. réajuster la méthode de calcul de la Contribution GES de façon à ce qu'elle tienne compte des coûts importants qui seront liés aux programmes de subvention qui demeurent toujours "à venir";*

Toutefois, [...] le RNCREQ ne peut pas recommander à la Régie de reconnaître le principe énoncé par les Distributeurs. Le principe recherché est en effet " spécifique " et non " général ". La prise en compte d'une Contribution GES dans les prochains dossiers tarifaires est peut-être possible, voire souhaitable, mais elle ne peut pas se faire via l'article 32 (3) de LRÉ. Une modification législative s'inspirant de l'article 52.1.2 LRÉ semble être la seule façon d'y arriver »³³⁸.

³³⁷ Pièce [A-0052](#), p. 239 et suivantes.

³³⁸ Pièce [C-RNCREQ-0013](#), p. 32.

[476] Le ROEÉ demande que les pertes additionnelles de volumes qui résulteraient de l'installation de systèmes de chauffage électrique avec accumulateur de chaleur soient prises en compte dans le calcul de la Contribution GES³³⁹.

Quant au GRAME, il mentionne ce qui suit au sujet de la méthode de calcul de la Contribution GES :

« Par ailleurs, les bâtiments visés par l'Exemplarité de l'État seront soumis à l'atteinte des cibles en efficacité énergétique à l'horizon 2030, tout comme ils sont soumis à celles relatives à l'atteinte de la cible de réduction des GES. Ainsi, la méthode de calcul de la Contribution GES devrait tenir compte et prévoir un suivi de l'évolution de cette consommation par client afin d'ajuster la Contribution GES en fonction des volumes qui auraient été consommés au gaz naturel suite aux améliorations en EE »³⁴⁰.

Le GRAME recommande d'inscrire à même la méthode d'évaluation de la réduction des volumes et de la Contribution GES, une clause d'ajustement à l'efficacité énergétique relative à la consommation des clients institutionnels qui se sont convertis à la biénergie.

9.3 RÉPLIQUE DES DISTRIBUTEURS

[477] Les Distributeurs rappellent que les volumes de gaz naturel convertis ne seront pas des hypothèses mais des valeurs mesurées, auxquelles seront appliqués les taux prévus à l'Entente de collaboration. L'utilisation du volume après application du redressement dû à l'efficacité énergétique plutôt que l'inverse, amènerait donc forcément une hausse de la Contribution GES, pour le même volume de gaz naturel puisque ce « choix méthodologique » n'influencerait en rien le volume de consommation qui serait réellement mesuré. L'impact tarifaire pour les Distributeurs serait à l'avenant, soit une hausse de l'impact pour HQD et une baisse pour Énergir³⁴¹.

[478] Ainsi, en réponse à des questions de la Régie, les Distributeurs précisent ce qui suit :

³³⁹ Pièce [C-ROEÉ-0013](#), p. 25.

³⁴⁰ Pièce [C-RNCREQ-0011](#), p. 26 et 27.

³⁴¹ Pièce [B-0059](#), p. 13 et 14, R. 5.1.2.

« À partir du montant de Contribution GES convenu, les Distributeurs ont établi des grilles de Contribution GES permettant, à chaque année, de déterminer les montants à transférer. C'est ce montant transféré qui assure l'équilibre des impacts tarifaires entre les clients des deux Distributeurs. Chaque conversion du gaz naturel vers la biénergie entraînera un versement de HQD vers Énergir, basé sur une grille calibrée de façon à assurer cet équilibre. Ce dernier ne repose pas sur une comparaison annuelle des manques à gagner ou un arrimage périodique des grilles sur la base de l'évolution de ces manques à gagner. La façon dont les Distributeurs tiennent compte de la Contribution GES dans leur tarif respectif est différente, en raison d'un traitement réglementaire différent, notamment en termes de périodicité. Mais cette différence dans le traitement réglementaire n'affecte en rien l'équilibre atteint à la suite de la négociation, dans la mesure où la Contribution GES sera réellement considérée par les Distributeurs au moment de revoir leurs tarifs »³⁴². [nous soulignons]

9.4 OPINION DE LA RÉGIE

[479] La Régie constate que les grilles des taux applicables à la consommation de référence et au volume converti n'ont pas été remises en cause par les intervenants.

[480] Les deux grilles servant au calcul de la contribution présentées plus haut constituent la clé de voûte de la méthode d'établissement et, plus particulièrement, celle relative aux taux applicables au volume converti.

[481] Le GRAME a soulevé le fait que l'estimation des consommations repose sur la connaissance actuelle de l'efficacité des équipements. Or, cette efficacité peut être appelée à changer au cours des années en raison d'améliorations des équipements. Dans un tel contexte, il s'ensuivrait une surestimation des volumes convertis en utilisant la grille de référence.

[482] La Régie note que l'article 2.1 de l'amendement n° 1 à l'Entente de collaboration stipule qu'« au cours de la Première période d'adhésion, les Parties pourront réviser les taux indiqués à l'annexe 4, si une Partie le demande, notamment afin de tenir compte de l'évolution des caractéristiques de consommation des bâtiments et de leur performance énergétique³⁴³ ».

³⁴² Pièce [B-0076](#), p. 12, R.2.4.

³⁴³ Pièce [B-0034](#), Amendement n° 1, p. 2.

[483] La Régie comprend que la grille des taux applicables au volume converti sert à établir le montant réel de la Contribution GES versée à Énergir. Ce versement est conditionnel au maintien du client converti à un tarif biénergie d’HQD. Advenant que le client cesse d’être assujéti au tarif biénergie, la portion restante de la Contribution GES attribuable à ce client ne sera plus payable par HQD.

[484] **La Régie prend acte des grilles de taux applicables à la consommation de référence et au volume converti.**

10. RECONNAISSANCE DU PRINCIPE GÉNÉRAL

[485] Dans la présente section, la Régie détermine si le principe général dont les Distributeurs demandent la reconnaissance est conciliable avec les grands principes applicables en matière tarifaire.

10.1 GRANDS PRINCIPES EN MATIÈRE TARIFAIRE

[486] La considération de différents principes en matière de tarification représente une étape importante lors de la fixation des tarifs d’un distributeur. La Régie conçoit que leur examen relève habituellement de dossiers tarifaires. Cependant, dans la présente phase, la Régie est appelée à reconnaître un principe général pouvant affecter le revenu requis de chacun des Distributeurs qui aura, à terme, un impact sur leurs tarifs. Elle doit ainsi s’assurer, avant de reconnaître le principe général demandé par les Distributeurs, qu’il est compatible avec les grands principes en matière de tarification.

[487] Ces principes peuvent être divisés en deux catégories, soit ceux qui sont exécutoires et ceux couramment reconnus pouvant faire l’objet d’un certain arbitrage. La Régie note que les principes identifiés par certains intervenants se rattachent à ceux qui font partie de la deuxième catégorie.

[488] Les principes en matière tarifaire couramment reconnus font office de référence dans la conception de tarifs et guident la Régie lorsqu’elle alloue les coûts par tarif ou par

catégorie de tarifs. Parmi eux, on retrouve notamment les principes d'une structure tarifaire, définis par James C. Bonbright³⁴⁴ (Bonbright), auteur reconnu en matière de tarification des services publics et régulièrement cité par la Régie³⁴⁵.

[489] Les principes examinés dans la présente section sont : la causalité des coûts (ou principe du pollueur-payeur), l'équité, l'intérêt public et la neutralité tarifaire.

Causalité des coûts

[490] Certains intervenants sont d'avis que l'Offre biénergie, en tout ou en partie, va à l'encontre du principe de causalité des coûts, pour les motifs suivants :

- les membres de l'ACIG ne sont pas visés par l'Offre biénergie, mais pourraient devoir en assumer une partie des coûts³⁴⁶;
- selon l'AQP, la Contribution GES équivaut à demander à ceux qui consomment une énergie verte de payer pour ceux qui ont choisi de consommer une énergie fossile³⁴⁷;
- pour le GRAME, l'Offre biénergie pourrait créer un engouement plus marqué pour les demandes de branchement au réseau d'Énergir, induisant ainsi une situation où la clientèle d'HQD non-émettrice de GES contribuerait financièrement au développement du réseau gazier québécois³⁴⁸;
- de l'avis d'OC, la mise en place de l'Offre biénergie aura, au net, un impact tarifaire à la hausse pour les clients des Distributeurs alors qu'en contrepartie, les bienfaits de la baisse des émissions de GES bénéficieront à l'ensemble des citoyens³⁴⁹.

[491] L'AQCIE-CIFQ soumet que les coûts de l'Offre biénergie devraient être assumés par l'ensemble des contribuables³⁵⁰. Selon le RNCREQ, si la Régie ne reconnaissait pas le

³⁴⁴ J. C. Bonbright, A. L. Danielsen, D. R. Kamerschen, *Principles of Public Utility Rates*, 2^e éd., 1988.

³⁴⁵ Notamment au dossier R-3972-2016, Avis [A-2017-01](#), p. 37.

³⁴⁶ Pièce [C-ACIG-0012](#), p. 10.

³⁴⁷ Pièce [C-AQP-0014](#), p. 18.

³⁴⁸ Pièce [C-GRAME-0011](#), p. 11.

³⁴⁹ Pièce [C-OC-0016](#), p. 4.

³⁵⁰ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0016](#), p. 4 et 5, R.2.1.

principe général, c'est l'actionnaire d'HQD qui devrait alors assumer les coûts de l'Offre biénergie, jusqu'à ce qu'une modification législative permette autre chose³⁵¹.

[492] Quant à l'ACIG, elle soumet qu'il aurait été intéressant que les Distributeurs proposent des modes de financement alternatifs pour réduire l'impact tarifaire³⁵². Subsidiairement, l'ACIG recommande à la Régie de demander aux Distributeurs de proposer une autre méthode afin d'exclure les clients industriels de la socialisation des coûts ou de réduire l'impact tarifaire sur les clients industriels grands-émetteurs non visés par l'Offre biénergie.

[493] Pour les Distributeurs, les tarifs doivent être établis à la lumière des objectifs à atteindre en tant qu'instruments de politique économique ou énergétique. Ils jugent que la simple allégation de non-respect du principe de causalité des coûts ne pourrait servir à elle seule de frein, puisque leur Demande prend en considération des bénéfices collectifs en réduction des émissions de GES et est manifestement dans l'intérêt général de l'ensemble de la société et donc, dans l'intérêt public, à la demande du Gouvernement. Pour les Demanderesses, la Régie ne pourrait à ce stade établir que les principes de neutralité tarifaire, de causalité des coûts ou d'utilisateur payeur commandent le *statu quo*³⁵³.

Équité

[494] L'ACIG et l'AQCIE-CIFQ jugent toutes deux qu'il serait inéquitable que les clients déjà assujettis au SPEDE participent au paiement d'un montant associé à une réduction des émissions de GES des clients du distributeur gazier³⁵⁴. Pour ces intervenants, ces clients participent déjà à la réduction des émissions de GES, soit par le biais du SPEDE ou par des investissements qu'ils réalisent pour mettre en place des procédés émettant moins de CO₂.

[495] Selon l'AQP, le mécanisme de « *compensations de carbone* » favorise indument Énergir au détriment des propaniers qui opèrent en région³⁵⁵. Elle est d'avis que cette iniquité pourrait être au moins partiellement réduite si ces « *compensations de carbone* » étaient offertes aux Québécois se situant à l'extérieur du territoire desservi par Énergir et utilisant des carburants fossiles pour combler leurs besoins de chauffage en partie ou en totalité. Dans la même lignée, OC est d'avis que l'Offre biénergie devrait également être

³⁵¹ Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 16.

³⁵² Pièce [C-ACIG-0012](#), p. 15 et 16.

³⁵³ Pièce [B-0095](#), p. 13 et 14.

³⁵⁴ Pièces [C-ACIG-0012](#), p. 13 et [C-AQCIE-CIFQ-0013](#), p. 22.

³⁵⁵ Pièce [C-AQP-0014](#), p. 20.

offerte dans le territoire desservi par Gazifère ainsi qu'aux autres utilisateurs de combustibles fossiles en dehors des zones de service du gaz naturel³⁵⁶.

[496] Les Distributeurs soumettent que leurs stratégies tarifaires respectives sont présentées dans le cadre de dossiers tarifaires distincts et découlent des hausses tarifaires nécessaires à la récupération des revenus requis, lesquels sont distincts pour chacun d'eux. Ils précisent toutefois que cette récupération devrait refléter l'impact des clients adhérant à l'Offre biénergie. Ainsi, leurs stratégies tarifaires respectives doivent assurer que l'ensemble des tarifs permettent de maintenir l'attrait de l'Offre biénergie³⁵⁷.

[497] Ils précisent que plusieurs moyens sont ou seront mis en place pour ce faire, comme l'instauration des comités de gouvernance et technique prévus à l'Entente de collaboration. De plus, bien que leurs stratégies tarifaires doivent rester indépendantes, la prise en compte de la position concurrentielle de la biénergie dans leur élaboration et la considération des éléments discutés dans les comités conjoints permettront de maintenir le traitement équitable, tant entre les Distributeurs qu'entre leurs différentes clientèles³⁵⁸.

[498] Énergir est d'avis qu'il n'y a pas d'iniquité entre ses différents clients³⁵⁹. Elle rappelle que selon la réglementation sur le SPEDE, le coût attribuable à chaque tonne de GES est assumé par l'émetteur qui en est responsable, qu'il soit grand émetteur ou non. Elle rappelle également que le Gouvernement octroie des allocations gratuites aux grandes entreprises industrielles dans le but de protéger leur compétitivité. Cet avantage n'est pas accessible aux autres clients assujettis indirectement à la réglementation du SPEDE via le service d'Énergir. De plus, elle souligne que c'est l'ensemble des clients qui bénéficieront de l'effet à la baisse sur les tarifs de distribution qu'entraîneront l'Offre biénergie et l'Entente de collaboration avec HQD, comparativement à un scénario TAÉ dans lequel l'Offre biénergie ne serait pas mise en place. Dans ce contexte, la socialisation des coûts ne présente pas d'enjeu d'iniquité.

[499] Selon Énergir, les Distributeurs devront trouver un équilibre et une équité dans la répartition des impacts tarifaires qu'auront à subir leurs clientèles. Afin de s'assurer que cet équilibre est toujours au rendez-vous, ils analyseront les conversions et leurs impacts financiers dans le cadre du *post mortem* prévu en 2026. S'ils s'entendent pour poursuivre leur collaboration, ils détermineront alors si certaines modalités doivent être ajustées³⁶⁰.

³⁵⁶ Pièce [C-OC-0016](#), p. 8.

³⁵⁷ Pièce [B-0059](#), p. 3, R.1.1.

³⁵⁸ Pièce [B-0059](#), p. 3, R.1.2.

³⁵⁹ Pièce [B-0066](#), p. 5, R.2.1.

³⁶⁰ Pièce [A-0044](#), p. 40.

Intérêt public

[500] Le RTIEÉ considère qu'il est normal, en 2022, que chaque entreprise et individu fasse sa part dans l'atteinte des objectifs dont la société s'est dotée, qu'il s'agisse de la réduction des émissions de GES ou d'autres dépenses à caractère sociétal³⁶¹. Il rappelle à cet égard certains principes de Bonbright, dont celui de refléter tous les coûts et bénéfices présents et futurs, privés et sociaux, du service fourni :

« 5. Reflection of all of the present and future private and social costs and benefits occasioned by a service's provision (i.e., all internalities and externalities) »³⁶².

[501] Selon les Distributeurs, leur Demande prend en considération des bénéfices collectifs en réduction des émissions de GES et est manifestement dans l'intérêt général de l'ensemble de la société et donc, dans l'intérêt public, à la demande du Gouvernement³⁶³. Ils ajoutent que, lorsque le Gouvernement a une volonté de décarboner le chauffage des bâtiments ou d'autres activités, c'est certainement dans l'intérêt public, de même que dans une perspective de développement durable et d'équité intergénérationnelle³⁶⁴.

Neutralité tarifaire

[502] OC soumet que la proposition des Distributeurs ne respecte pas le principe fondamental en réglementation économique de la neutralité tarifaire puisqu'elle occasionnera une hausse tarifaire pour les clients des deux Distributeurs³⁶⁵.

[503] Pour les Distributeurs, le PÉV 2030, le Décret et, de façon générale, les préoccupations émises par le Gouvernement quant à la réduction des émissions de GES au meilleur coût, pour les clients comme pour l'ensemble de la collectivité, ne pourraient être valablement interprétées comme devant correspondre à une baisse ou à une neutralité tarifaire pour les clientèles des Distributeurs³⁶⁶.

³⁶¹ Pièce [C-RTIEÉ-0019](#), p. 16.

³⁶² Pièce [C-RTIEÉ-0017](#), p. 3.

³⁶³ Pièce [B-0095](#), p. 14.

³⁶⁴ Pièce [A-0053](#), p. 70.

³⁶⁵ Pièce [C-OC-0016](#), p. 52.

³⁶⁶ Pièce [B-0040](#), p. 4, R.1.3.

[504] Les Demanderesses soulignent que le principe de neutralité tarifaire ne se retrouve pas dans la Loi. Elles signalent à cet égard une incohérence dans la position de certains intervenants. En effet, alors que certains argumentent qu'une notion doit expressément être mentionnée dans la Loi, d'autres plaident très fortement une notion qui ne s'y trouve pas³⁶⁷. Selon les Distributeurs, il faut comprendre que les principes sont plutôt des règles et des guides importants, devant toutefois être sous-pesés à chaque occasion.

[505] Enfin, selon les Distributeurs, la présence d'un manque à gagner est incompatible avec un TNT qui serait neutre. Au présent dossier, ce manque à gagner est composé principalement de coûts marginaux d'approvisionnement et de la Contribution GES. À titre d'exemple, dans le dossier GDP-Affaires, le raisonnement de la Régie est qu'un TNT négatif implique l'existence d'une alternative moins coûteuse à la mesure, soit l'acquisition de nouveaux approvisionnements en électricité. Dans le présent dossier, les Demanderesses soumettent qu'il n'y a pas de telle alternative, la décarbonation de l'économie comportant un coût. Elles comprennent, de la logique proposée par OC, que toute nouvelle vente au Québec devrait être refusée dès qu'un TNT n'est pas neutre, les coûts marginaux d'approvisionnement étant supérieurs au revenu marginal. Ce serait donc le PÉV 2030 en entier qui devrait être mis de côté puisqu'il est basé en très grande partie sur l'électrification³⁶⁸.

Opinion de la Régie

[506] La Régie est d'avis que les grands principes en matière de tarification servent de guides dans la conception des tarifs. Elle doit procéder à un arbitrage entre plusieurs principes tarifaires, dont ceux énoncés précédemment : la causalité des coûts (utilisateur-payeur), l'intérêt public (prise en compte des coûts sociétaux encourus), l'équité et la neutralité tarifaire. Une demande d'une entreprise règlementée ne peut être rejetée sur la seule base qu'elle ne respecte pas intégralement un principe tarifaire pris isolément.

[507] La Régie abonde dans le sens d'HQD lorsqu'il affirme que : « [...] *L'établissement des tarifs est beaucoup plus complexe et raffiné que la simple application d'un principe d'utilisateur-payeur et prend en considération de multiples facteurs* »³⁶⁹.

³⁶⁷ Pièce [A-0057](#), p. 295 et 296.

³⁶⁸ Pièce [A-0057](#), p. 291 et 292.

³⁶⁹ Pièce [B-0095](#), p. 14, par. 46.

[508] Le principe de la causalité des coûts et d'autres grands principes tarifaires ne peuvent être à la fois parfaitement et simultanément appliqués. Au présent dossier, un arbitrage doit notamment être fait avec le principe de l'intérêt public considérant l'objectif de réduction des émissions de GES visé par le Projet biénergie. De plus, l'application intégrale du principe de causalité des coûts n'est pas cohérente avec les objectifs du PÉV 2030 et de son PMO 2021-2026. Ce qui émane du PÉV 2030 c'est que la transition énergétique occasionne un coût pour les clients des Distributeurs. En conséquence, la Régie ne peut conclure que les principes de neutralité tarifaire, de causalité des coûts ou d'utilisateur-payeur commandent automatiquement le *statu quo*.

[509] En ce qui a trait au principe d'équité, la Régie est d'avis que la mise en place des comités de gouvernance et technique par les Distributeurs dénote une volonté de leur part d'assurer l'équité entre leurs clientèles respectives. Bien que leurs stratégies tarifaires doivent demeurer indépendantes, la prise en compte de la position concurrentielle de la biénergie permettra d'assurer un traitement équitable, tant entre les Distributeurs qu'entre leurs différentes clientèles³⁷⁰. De plus, c'est lors des dossiers tarifaires respectifs des Distributeurs que la Régie procédera à l'allocation des coûts de l'Offre biénergie entre les différentes classes tarifaires et tiendra compte du principe d'équité.

[510] En ce qui a trait au principe d'intérêt public, la Régie souscrit au point de vue des Demanderesses et du RTIEÉ selon lequel la réduction des émissions de GES est dans l'intérêt public.

[511] La Régie souscrit ainsi aux propos du RTIEÉ lorsqu'il affirme qu'il est normal que chaque entreprise et individu fasse sa part dans l'atteinte des objectifs dont la société s'est dotée, qu'il s'agisse de la réduction des émissions de GES ou d'autres dépenses à caractère sociétal. Pour Bonbright, une structure tarifaire solide devrait respecter dix attributs dont celui de refléter tous les coûts et bénéfices présents et futurs, privés et sociaux, du service fourni³⁷¹.

[512] Pour les Distributeurs, leur Demande prend en considération des bénéfices collectifs en réduction des émissions de GES. Elle s'inscrit manifestement dans l'intérêt général de l'ensemble de la société et donc, dans l'intérêt public, à la demande du Gouvernement³⁷².

³⁷⁰ Pièce [B-0059](#), p. 3, R.1.1 et R.1.2.

³⁷¹ Pièces [C-RTIEÉ-0019](#), p. 16 et [C-RTIEÉ-0017](#), p. 3 et 4.

³⁷² Pièces [B-0095](#), p. 16, et [A-0053](#), p. 70.

[513] À l'instar des Distributeurs, la Régie constate qu'il n'y a aucune indication dans le Décret ni dans le PÉV 2030, à l'effet que l'Offre biénergie devrait être à impact nul sur les tarifs, bien au contraire. Bien que la Régie doive s'assurer que l'impact tarifaire de l'Offre biénergie soit raisonnable, elle ne peut rejeter la Demande sur la seule base du principe de neutralité tarifaire.

[514] En tenant compte d'un nécessaire arbitrage entre les grands principes tarifaires, la Régie conclut qu'il est possible de les concilier avec le principe général dont la reconnaissance est demandée par les Distributeurs.

10.2 PRINCIPE GÉNÉRAL DEMANDÉ PAR LES DISTRIBUTEURS

[515] Contrairement à ce que soulève certains intervenants³⁷³, la Régie est d'avis que le principe général dont la reconnaissance est demandée par les Distributeurs peut être qualifié de général au sens de l'article 32 (1) (3^o) de la Loi. S'il est énoncé par la Régie, il s'appliquerait à plusieurs marchés cibles en fonction de différents tarifs. De plus, la Régie souscrit aux propos d'Énergir lorsqu'il soumet que l'article 32 de la Loi est de facture et de caractère très généraux. Le législateur n'a pas précisé le type de principe général visé par cet article. En conséquence, la Régie bénéficie d'une discrétion dans son application.

[516] Également, c'est uniquement lors de l'examen d'un dossier tarifaire que le montant précis de la Contribution GES sera établi par la Régie, notamment sur la base des prévisions de volumes convertis qui seront jugées plausibles et raisonnables en conformité, notamment, avec l'article 49 (1) (7^o) de la Loi.

[517] En effet, tel que mentionné par HQD³⁷⁴, la reconnaissance du principe général demandé n'aura pas pour effet de priver la Régie de l'exercice de son jugement lors de l'examen du dossier tarifaire 2025-2026. Elle pourra valablement examiner la demande en s'assurant de fixer des tarifs justes et raisonnables.

³⁷³ Pièces [C-AQCIE-CIFQ-0030](#), p. 19 à 21, [C-ROEÉ-0021](#), p. 6, [C-OC-0029](#), p. 12 et 13, et [C-RNCREQ-0024](#), p. 5 et 6.

³⁷⁴ Pièce [B-0095](#), p. 12, par. 35.

[518] Par ailleurs, la Régie note que l'AHQ-ARQ, la FCEI, le GRAME et le RTIÉ proposent certains ajustements au Projet biénergie mais sont favorables à ce qu'elle reconnaisse le principe général demandé par les Distributeurs.

[519] La Régie comprend des représentations de l'ACIG, outre les enjeux juridiques liés à la Demande, qu'il est favorable au Projet biénergie. L'ACIG précise en effet lors de l'audience qu'elle « [...] *est d'avis que le concept de l'Offre biénergie est une initiative innovante qui permet une optimisation des réseaux d'électricité et de gaz* ». Elle est également d'avis, « [...] *dans le contexte de la transition énergétique, qu'il faille maintenir les volumes de gaz naturel pour sauvegarder la compétitivité du système de distribution de gaz* ». L'ACIG ajoute qu'une « [...] *électrification complète des usages des bâtiments risque de peser sur la compétitivité du système de distribution de gaz naturel* »³⁷⁵.

[520] Le RNCREQ quant à lui mentionne dans son mémoire que la « [...] *prise en compte d'une Contribution GES dans les prochains dossiers tarifaires est peut-être possible, voire même souhaitable, [...]* »³⁷⁶ mais qu'une modification législative est nécessaire, selon cet intervenant. [nous soulignons]

[521] Finalement, le ROÉÉ, bien qu'il soit d'avis que la Régie ne peut reconnaître le principe général demandé par les Distributeurs, il recommande à la Régie d'approuver la Demande tout en proposant certaines modifications³⁷⁷.

[522] L'AQCIE-CIFQ et OC demande quant à eux que la Régie rejette la Demande.

[523] La Régie juge important de rappeler que les paramètres de l'Entente de collaboration seront rediscutés avant le début de la deuxième période d'adhésion en tenant compte de l'expérience de la première période d'adhésion. Tel que précisé précédemment, les Distributeurs devront déposer, en suivi administratif de la présente décision, les résultats de ce réexamen de l'Offre biénergie.

[524] Finalement, la Régie note que le principe général demandé par les Distributeurs consiste essentiellement à reconnaître la Contribution GES et sa méthode d'établissement comme une dépense pour HQD et comme un revenu pour Énergir aux fins de la fixation de leurs tarifs.

³⁷⁵ Pièce [C-ACIG-0021](#), p. 3 et 4.

³⁷⁶ Pièce [C-RNCREQ-0013](#), p. 32.

³⁷⁷ Pièce [C-ROÉÉ-0013](#), p. 23.

[525] Tenant compte du fait que la Régie a le pouvoir d'intégrer la Contribution GES dans les revenus requis des Distributeurs pour la fixation des tarifs, que les impacts tarifaires estimés de l'Offre biénergie sont jugés équilibrés raisonnables et que le principe général, dont la reconnaissance est demandée par les Distributeurs, est compatible avec les grands principes tarifaires généralement reconnus, la Régie juge qu'il est dans l'intérêt public et conforme à son cadre législatif de reconnaître le principe général demandé par les Distributeurs.

[526] **En conséquence, la Régie :**

- **reconnaît le principe général selon lequel la contribution pour la réduction des GES, ainsi que sa méthode d'établissement, telle que détaillée à la section 8.2 de la pièce B-0034³⁷⁸, doivent être considérés aux fins de l'établissement du revenu requis d'HQD pour la fixation de ses tarifs;**
- **reconnaît le principe général selon lequel la contribution pour la réduction des GES, ainsi que sa méthode d'établissement, telle que détaillée à la section 8.2 de la pièce B-0034³⁷⁹, doivent être considérés aux fins de l'établissement du revenu requis d'Énergir pour la fixation de ses tarifs.**

[527] La Régie précise que la valeur du montant de la Contribution GES à inclure dans le revenu requis d'HQD sera déterminée lors de l'examen du dossier tarifaire 2025-2026. Quant à Énergir, cette valeur sera évaluée et intégrée comme compte à recevoir de la part d'HQD dès son dossier tarifaire 2022-2023.

[528] Par ailleurs, la Régie est d'avis que tout changement aux taux applicables à la consommation de référence et au volume converti qui se trouvent dans la méthode d'établissement de la Contribution GES occasionne nécessairement une modification au principe général reconnu dans la présente décision.

[529] **En conséquence, si les Distributeurs désirent appliquer des taux différents à la consommation de référence et au volume converti que ceux prévus aux tableau 43 et 44 de la pièce B-0034, ils devront soumettre une demande à la Régie visant à modifier le principe général reconnu dans le présent dossier.**

³⁷⁸ Pièce [B-0034](#), p. 43 à 46.

³⁷⁹ Pièce [B-0034](#), p. 43 à 46.

[530] **Également, un nouvel examen du principe général de la Contribution GES et de sa méthode d'établissement pourrait avoir lieu si la Régie le juge approprié.**

11. MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICES DES DISTRIBUTEURS

11.1 MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE D'HQD

[531] HQD³⁸⁰ propose de modifier les CS en complémentarité avec les autres mesures de soutien afin d'inciter les clients visés par l'Offre biénergie à adhérer au tarif DT. À cet égard, le client résidentiel pourrait devoir modifier son installation électrique afin qu'elle puisse accueillir la charge supplémentaire liée au chauffage de l'espace en période hors-pointe et du chauffage de l'eau. Dans ces cas, le client devra, par le biais de son maître électricien, présenter une demande d'alimentation à HQD et assumer le coût des travaux requis pour répondre à sa demande, conformément à l'article 8.1 des CS et à la disposition 1.1.1 de la Norme E.21-10 (Livre bleu).

[532] HQD précise ce qui suit :

« Selon la situation, des travaux peuvent être requis au branchement du distributeur ou à la ligne de distribution, ou les deux. Dans tous les cas, les travaux seront calculés conformément aux modalités applicables des chapitres 8 et 9 des CS »³⁸¹.

[533] Ainsi le coût des travaux électriques devant être assumé par le client peut être de plusieurs milliers de dollars, selon le cas, puisqu'il doit assumer les coûts qui ne sont pas inclus dans le service de base.

[534] Afin d'inciter les clients à adhérer à l'Offre biénergie, HQD propose que le client n'assume aucun coût en lien avec les travaux requis.

³⁸⁰ Pièce [B-0093](#), p. 5 à 7.

³⁸¹ Pièce [B-0093](#), p. 6.

[535] HQD demande à la Régie d'approuver les modifications à l'article 8.1 des CS afin d'y ajouter le nouveau bloc suivant :

« Si vous êtes un client existant d'Hydro-Québec et d'Énergir et que votre demande d'alimentation :

- vise la conversion d'un système de chauffage au gaz naturel en un système biénergie utilisant l'électricité et le gaz naturel comme sources d'énergie ; et*
- nécessite des travaux électriques relatifs au branchement du distributeur ou à la ligne de distribution, tous les travaux sont réalisés sans frais, à l'exception des options que vous demandez.*

De plus, les « frais d'intervention sur le réseau » de 360 \$ indiqués dans le tableau I-A du chapitre 20 ne vous sont pas facturés »³⁸².

[536] Ces modifications proposées par HQD à l'article 8.1 des CS occasionnent les conséquences suivantes :

- les frais associés à la modification des installations électriques d'un client qui souhaite adhérer à l'Offre biénergie afin qu'elle puisse accueillir la charge supplémentaire associée à la biénergie ne lui seront pas facturés;
- les frais d'intervention sur le réseau de 360 \$ ainsi que, s'il y a lieu, les coûts de travaux sur le réseau de distribution d'électricité pour permettre l'ajout de la charge liée à la conversion à la biénergie ne seront pas non plus facturés;
- l'impact financier de cette modification aux CS est estimé par HQD à environ 9 M\$ par année³⁸³.

[537] Au soutien de sa demande, HQD invoque les motifs suivants³⁸⁴ :

- La modification permet d'inciter les clients visés à adhérer à l'Offre biénergie;
- Les CS servent notamment à délimiter clairement les coûts assumés par l'ensemble de la clientèle de ceux qui ne le sont pas. Cette délimitation des coûts se base sur un équilibre entre les principes d'équité, d'utilisateur-payeur et de neutralité tarifaire en conjonction avec d'autres éléments, notamment les politiques gouvernementales en vigueur. Comme il n'y a pas d'absolu, c'est un

³⁸² Pièce [B-0093](#), p. 7 et 8.

³⁸³ Pièce [B-0093](#), p. 7.

³⁸⁴ Pièce [B-0093](#), p. 6.

domaine où la Régie doit exercer son jugement pour soupeser différentes considérations³⁸⁵;

- L'impact financier de cette mesure est raisonnable au niveau collectif, dans une perspective d'électrification de l'économie;
- Il existe déjà dans les CS des cas où les frais payables par le client ne représentent pas les coûts réels : travaux d'installation de couvre-conducteurs pour les petits bâtiments et déplacements de branchements qui surplombent les piscines³⁸⁶.

[538] Le GRAME et le RNCREQ appuient les modifications proposés par HQD à ses CS³⁸⁷.

[539] Cependant, l'AHQ-ARQ³⁸⁸ et la FCEI³⁸⁹ s'opposent à la demande d'HQD aux motifs qu'elle ne respecte pas le principe d'utilisateur-payeur ni le principe d'équité entre les clients. Subsidiatement, si la Régie devait approuver la modification demandée par HQD, la FCEI demande qu'un montant plafond soit fixé.

Opinion de la Régie

[540] La Régie constate, tout comme l'AHQ-ARQ et la FCEI, que la demande de modification proposée par HQD à ses CS ne respecte pas le principe d'utilisateur-payeur ni celui de l'équité entre les clients. La Régie peut cependant moduler la façon dont elle applique ces principes, en tenant compte, notamment, de considérations relatives à l'intérêt public ou à des enjeux de sécurité.

[541] Dans sa décision D-2017-118, la Régie mentionnait que le principe utilisateur-payeur doit s'appliquer pour toutes les demandes qui impliquent un avantage au seul demandeur³⁹⁰. La Régie est d'avis que les clients qui adhéreront à l'Offre biénergie, font un choix qui implique un avantage collectif, considérant la réduction des émissions de GES qui en résultera. De plus, la Régie reconnaît le bien-fondé de l'approche d'HQD visant à diminuer les barrières à l'entrée pour l'Offre biénergie.

³⁸⁵ Pièce [A-0053](#), p. 53.

³⁸⁶ Pièce [A-0053](#), p. 54.

³⁸⁷ Pièces [A-0053](#), p. 262, [C-GRAME-0011](#), p. 31 et 32 et [C-RNCREQ-0013](#), p. 5.

³⁸⁸ Pièces [A-0053](#), p. 156 et [C-AHQ-ARQ-0010](#), p.33.

³⁸⁹ Pièce [C-FCEI-0011](#), p. 9 à 11.

³⁹⁰ Dossier R-3964-2016, décision [D-2017-118](#), p. 148, par. 604.

[542] **En conséquence, la Régie approuve les modifications proposées par HQD à l'article 8.1 des CS et lui demande de déposer un nouveau texte des CS reflétant ces modifications en versions française et anglaise, au plus tard le 2 juin 2022 à 12 h.**

11.2 MODIFICATIONS PROPOSÉES AUX *CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR*

[543] Afin de faciliter l'adhésion à l'Offre biénergie sur le marché résidentiel, Énergir demande à la Régie de modifier l'article 15.2.4 de ses CST afin que les clients résidentiels qui adhéreront à l'Offre biénergie soit exempté de son application³⁹¹.

[544] L'article 15.2.4 des CST prévoit que les clients, qui utilisent une autre forme d'énergie que le gaz naturel en dehors des périodes de pointe, doivent payer un supplément de 40,0 ¢/m³ au taux unitaire applicable pour les clients résidentiels, ainsi qu'un supplément variable établi en fonction du coefficient d'utilisation mensuelle et du volume consommé pour les clients des autres segments. Cet article vise à dissuader les clients d'Énergir d'utiliser le gaz naturel uniquement comme énergie de pointe, ce qui a comme conséquence d'augmenter le coût des approvisionnements pour l'ensemble de la clientèle. Il a notamment été adopté dans l'objectif de concurrencer les programmes biénergie qu'HQD mettait en place dans les années 80.

[545] Selon Énergir, cet article va à l'encontre de l'Offre biénergie, laquelle est fondée sur la complémentarité des réseaux électrique et gazier et axée sur l'utilisation du gaz naturel lors des périodes de pointe de consommation hivernale. Énergir ajoute :

« Le souhait des Distributeurs est de faciliter l'adhésion de la clientèle à l'Offre et d'éliminer les mesures pouvant dissuader les clients à se convertir comme le Supplément pour service de pointe »³⁹².

[546] Actuellement, aucun client n'est assujéti au supplément pour service de pointe. Ainsi la modification proposée par Énergir n'occasionnera aucun impact, alors que l'exemption de la clientèle résidentielle de cet article favorisera l'adhésion à l'Offre biénergie.

³⁹¹ Pièce [B-0007](#), p. 11 à 15.

³⁹² Pièce [B-0007](#), p. 11, lignes 29 à 31.

[547] Énergir propose en conséquence d'ajouter la phrase suivante au début de l'article 15.2.4 des CST intitulé *Supplément pour service de pointe* :

« L'article 15.2.4 ne s'applique pas aux clients assujettis au tarif DT d'Hydro-Québec »³⁹³.

[548] Le GRAME, le RNCREQ et le RTIEÉ sont favorables à la modification proposée par Énergir à l'article 15.2.4 des CST pour les motifs invoqués par Énergir³⁹⁴.

Opinion de la Régie

[549] La Régie note que l'Offre biénergie est basée sur la collaboration des Distributeurs aux moments où la consommation de gaz naturel est limitée notamment aux heures de pointe hivernale. Dans ce contexte, l'objectif d'Énergir de concurrencer les programmes biénergie d'HQD par le supplément pour service de pointe n'est plus pertinent pour les clients adhérents à l'Offre biénergie.

[550] La formulation actuelle de l'article 15.2.4 des CST aurait un effet dissuasif pour les clients optant pour l'Offre biénergie. L'exemption proposée permet d'éviter cet effet. La Régie juge qu'elle est pertinente et équitable pour les clients d'Énergir considérant qu'une contribution GES sera versée par HQD à Énergir conformément au principe général reconnu dans la présente décision.

[551] En conséquence, la Régie approuve les modifications proposées par Énergir à l'article 15.2.4 des CST et lui demande de déposer un nouveau texte des CST reflétant ces modifications en versions française et anglaise, au plus tard le 2 juin 2022 à 12 h.

³⁹³ Pièce [B-0007](#), p. 13, ligne 13.

³⁹⁴ Pièces [C-GRAME-0011](#), p. 33, [C-RNCREQ-0013](#), p. 21 et [C-RTIEÉ-0009](#), p. 45 et 46.

12. TRAITEMENTS COMPTABLE ET RÉGLEMENTAIRE

12.1 POSITION DES DISTRIBUTEURS

Traitement comptable

[552] Tel qu'indiqué à la section 8 de la présente décision, le principal objet de la Demande consiste à permettre un partage des coûts découlant de l'Offre biénergie auprès de l'ensemble des clients des Distributeurs³⁹⁵. Ce partage s'opérationnalisera par un transfert financier annuel entre ces derniers, soit la Contribution GES.

[553] En réponse à la DDR n° 1 de la Régie³⁹⁶, les Distributeurs indiquent que le traitement comptable de la Contribution GES serait le même pour une entreprise réglementée qu'une entreprise non réglementée, à moins d'une demande de traitement réglementaire qui diffère de celui prescrit par les principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

[554] Énergir indique s'être appuyée sur la norme 958-605 « *Contribution received* », traitant de la reconnaissance des revenus dans le contexte d'une contribution reçue et qui est applicable pour toutes les entités qui reçoivent des contributions. Selon cette norme, les contributions versées et reçues sont comptabilisées en même temps, à la levée des conditions, soit au moment du transfert du bénéfice économique.

[555] Dans le cas présent, l'événement justifiant le transfert économique résulte de la baisse de consommation en gaz naturel des clients convertis à la biénergie. Ainsi, sur la base de cette baisse de consommation, Énergir est en mesure d'établir mensuellement la contribution à recevoir de HQD et de constater ce revenu à l'état des résultats. La Contribution GES sera calculée selon les modalités prévues à l'Entente de collaboration.

[556] À ces fins, l'Entente de collaboration prévoit une obligation pour HQD, de fournir mensuellement à Énergir, à compter du démarrage du « Volet résidentiel », la liste des adresses de service ayant adhéré au tarif DT dans le cadre de l'Offre biénergie pendant le mois précédent, de même que la date de mise sous tension des appareils³⁹⁷.

³⁹⁵ Pièce [B-0034](#), p. 5.

³⁹⁶ Pièce [B-0027](#), p. 25 à 28, R.7.2 à R.7.4.

³⁹⁷ Pièce [B-0034](#), annexe A, p. 9, article 7.8.

[557] HQD pour sa part appliquera les dispositions de la norme 720-25 « *Other Expenses, Contributions Made* ». En vertu de cette norme, la Contribution GES se définit comme une promesse de transfert conditionnelle dont la condition est levée au fur et à mesure de la constatation par HQD de la baisse de la consommation de gaz naturel d'un client d'Énergir ayant adhéré à l'Offre biénergie et du maintien du client au tarif biénergie.

[558] Dans ses états financiers à vocation générale, HQD comptabilisera une provision trimestrielle de la Contribution GES basée sur la baisse de la consommation de gaz naturel des clients convertis à la biénergie à cette date. La contrepartie de cette provision sera comptabilisée dans les charges d'exploitation à l'état des résultats.

[559] Par ailleurs, afin de faciliter l'établissement de leurs provisions financières respectives, les Distributeurs s'engagent à préparer conjointement un rapport d'avancement du Projet biénergie³⁹⁸ au 31 mars et au 30 septembre de chaque année civile. L'Entente de collaboration prévoit également que les parties pourront nommer conjointement un auditeur externe pour valider la Contribution GES³⁹⁹.

Traitement règlementaire d'Énergir

[560] Énergir demande à la Régie de prendre acte des traitements comptable et règlementaire qui suivent et qui seront implantés à la suite du déploiement de l'Offre biénergie.

[561] Lors des dossiers tarifaires, l'exercice de la prévision de la demande inclura la projection du nombre de clients visés par la biénergie et des volumes convertis à l'électricité. Une nouvelle pièce présentant le calcul du montant de la Contribution GES sur la base des volumes convertis prévus sera créée et déposée dans le cadre du dossier tarifaire 2022-2023, soit le dossier R-4177-2021 Phase 2.

[562] Le revenu requis sera calculé sur la base des volumes nets des effets de l'Offre biénergie et sera réduit du montant projeté de la Contribution GES.

³⁹⁸ Pièce [B-0034](#), annexe A. Dans le préambule de l'Entente de collaboration, l'Offre biénergie est définie comme étant le Projet.

³⁹⁹ Pièce [B-0034](#), annexe A, p. 9 et 10, articles 7.11 et 7.12.

[563] Énergir présente, au tableau suivant, un exemple d'établissement du revenu requis en considérant un volume annuel de conversion de 32 Mm³ et les données du dossier tarifaire R-4151-2021.

TABLEAU 15
EXEMPLE D'ÉTABLISSEMENT DU REVENU REQUIS PRÉVU

Prévisions (en M\$)	Transport	Équilibrage	Distribution
Revenu requis avant Contribution GES ¹	190,8	139,7	664,1
Contribution GES	0,8	1,0	5,4
Revenu requis pour l'établissement des tarifs	189,0	138,7	658,7

Note 1 : Revenu requis prévu au dossier R-4151-2021, pièce B-0169.

Source : Pièce B-0007, p. 8. L'écart de 1 M\$ au service de transport n'est pas expliqué (non significatif).

[564] En ce qui concerne son plan d'approvisionnement, Énergir prévoit que les impacts de l'Offre biénergie devraient rester marginaux sur l'horizon 2022-2025.

[565] Énergir entend également présenter, dans le dossier tarifaire 2022-2023, les facteurs d'allocation des coûts pour la répartition des revenus découlant de la Contribution GES⁴⁰⁰.

[566] Énergir précise que la mise en application de la première phase de l'Offre biénergie ne nécessite aucune modification aux tarifs en vigueur : les clients actuellement au tarif D₁ qui choisiront de se convertir à la biénergie demeureront à ce même tarif pour leur consommation de gaz naturel. De plus, aucune condition n'est fixée par Énergir pour adhérer à l'Offre biénergie pour le volet résidentiel⁴⁰¹.

[567] Dans le cadre de ses rapports annuels, Énergir présentera les volumes réellement convertis à la biénergie pendant la dernière année financière et la Contribution GES associée à ces volumes. Les écarts par rapport aux prévisions pourront être constatés⁴⁰².

[568] Étant donné que l'Offre biénergie découle des objectifs fixés par le PÉV 2030, l'écart financier relatif à la biénergie sur le service de distribution sera intégré au compte

⁴⁰⁰ Pièce [A-0047](#), p. 227 et 228.

⁴⁰¹ Pièce [B-0007](#), p. 11.

⁴⁰² Pièce [B-0069](#), p. 3 et 4, R.1.1. Énergir explique le traitement au rapport annuel des écarts par rapport aux prévisions.

de frais reportés (CFR) de découplage des revenus, pour être remis ou récupéré des clients dans les tarifs futurs.

[569] Énergir soumet que cette mécanique lui permet de ne pas être pénalisé par ses actions pour atteindre les objectifs fixés par le gouvernement en matière d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de GES.

[570] Pour les services de transport et d'équilibrage, les impacts de la biénergie qui se traduiront par des écarts financiers seront comptabilisés dans le CFR de trop-perçus/manques à gagner respectif à chacun de ces services.

[571] Considérant que l'Offre biénergie sera déployée au printemps 2022, Énergir prévoit que la comptabilisation de ses impacts financiers commencera au cours de l'année financière 2021-2022.

[572] De plus, considérant que l'Offre biénergie n'a pas été incluse au dossier tarifaire, il en résultera un manque à gagner qui sera constaté, dans le cadre du rapport annuel 2022, dans les CFR dédiés aux trop-perçus/manques à gagner des services du transport et de l'équilibrage, ainsi que dans le CFR dédié au découplage des revenus de distribution. La récupération de ces montants se fera via les tarifs de l'année 2023-2024.

Traitement règlementaire d'HQD

[573] HQD rappelle que les tarifs de distribution sont présentement indexés chaque année en fonction de la variation annuelle de l'indice moyen des prix à la consommation pour le Québec. De plus, elle ne comptabilise plus de comptes d'écarts et de reports pour les écarts entre le montant réel de certains éléments spécifiques et le montant prévu dans les dossiers tarifaires.

[574] Considérant ces faits, HQD présente le traitement règlementaire de la Contribution GES comme suit :

« [...]

- *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 tarifs »⁴⁰³.*

[575] En cours d'audience, HQD précise que la Contribution GES sera présentée sur une ligne distincte, à titre de dépense, aux fins d'établir le revenu requis⁴⁰⁴. De plus, la stratégie tarifaire liée à l'impact de la Contribution GES sera également présentée dans le cadre du dossier tarifaire 2025-2026⁴⁰⁵.

12.2 POSITIONS DES INTERVENANTS

[576] L'ACIG recommande à la Régie d'accepter la proposition d'Énergir de présenter distinctement les impacts financiers de l'Offre biénergie ainsi que la ventilation de la Contribution GES selon les différentes fonctions.

[577] Le GRAME et le RTIÉÉ recommandent à la Régie de prendre acte des traitements comptable et réglementaire qui seront implantés par Énergir à la suite du déploiement de l'Offre biénergie.

[578] En ce qui concerne le traitement comptable pour HQD, le RTIÉÉ recommande à la Régie de qualifier la Contribution GES qui sera payée à Énergir comme « actif réglementaire » et non comme « dépense ».

[579] L'intervenant soumet que la Contribution GES est qualitativement de la même nature que les PUEÉ-RA et que les programmes de transition, innovation et efficacité énergétiques puisqu'elle vise à réduire la demande en chauffage électrique. Considérant que ces programmes sont traités comme « actifs réglementaires », le RTIÉÉ soumet que la Contribution GES doit donc être qualifiée d'« actif réglementaire ».

⁴⁰³ Pièce [B-0027](#), p. 26, R.7.2.

⁴⁰⁴ Pièce [A-0044](#), p. 68.

⁴⁰⁵ Pièce [A-0047](#), p. 79.

[580] Questionné à cet égard, HQD mentionne que les dépenses en efficacité énergétique et la Contribution GES sont des rubriques de coûts qui ne se qualifient pas de la même façon à des fins comptables en raison de leur nature différente. Les subventions versées pour l'efficacité énergétique visent l'achat d'équipement de la part des clients alors que la Contribution GES vise à compenser Énergir pour la conversion des volumes de gaz naturel à la biénergie. De plus, les subventions en efficacité énergétique sont versées en un seul versement, ce qui n'est pas le cas avec la Contribution GES⁴⁰⁶.

12.3 OPINION DE LA RÉGIE

[581] La Régie juge que les traitements comptable et règlementaire présentés par les Distributeurs sont adéquats. À l'instar d'HQD, la Régie est d'avis que les subventions en efficacité énergétique et la Contribution GES sont de nature différente. La Régie ne retient donc pas la recommandation du RTIEÉ portant sur la création d'un actif règlementaire.

[582] Considérant que les traitements comptable et règlementaire présentés par les Distributeurs sont jugés adéquats pour le partage des coûts découlant de l'Offre biénergie auprès de leurs clients respectifs, la Régie est d'avis que la reconnaissance de la Contribution GES comme étant un compte à recevoir pour Énergir implique sa reconnaissance comme étant un compte à payer par HQD.

[583] La Régie prend acte des traitements comptable et règlementaire qui seront implantés par Énergir à la suite du déploiement de l'Offre biénergie.

13. SUIVIS RÉGLEMENTAIRES

[584] Les suivis règlementaires de la présente décision se déclinent en deux catégories : les suivis administratifs annuels et les suivis dans le cadre des dossiers tarifaires.

[585] Dans le but de faciliter les suivis devant être déposés par les Distributeurs à la suite de la présente décision, la Régie les reproduit dans le tableau suivant :

⁴⁰⁶ Pièce [A-0044](#), p. 69 et 70.

TABLEAU 16
SUIVIS RÉGLEMENTAIRES DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

<p>[193] La Régie demande aux Distributeurs de déposer un suivi administratif dans lequel ils préciseront les ententes qui auront été conclues avec les réseaux municipaux. Elle demande à HQD de déposer ce suivi administratif au même moment que le dépôt des renseignements mentionnés à l'Annexe II de la Loi et à Énergir de le déposer dans le cadre de son rapport annuel.</p>
<p>[214] [...] la Régie demande aux Distributeurs de déposer un suivi administratif dans lequel ils identifieront le taux de pénétration, le nombre et la consommation ainsi que le volume d'émission de GES évité attribuables à la clientèle des nouveaux bâtiments. Elle demande à HQD de déposer ce suivi administratif au même moment que le dépôt des renseignements mentionnés à l'Annexe II de la Loi et à Énergir de le déposer dans le cadre de son rapport annuel.</p>
<p>[242] [...], la Régie demande à HQD de déposer en preuve, dans le cadre de son dossier tarifaire 2025-2026, une analyse visant à s'assurer que le tarif DT est toujours bien calibré.</p>
<p>[243] La Régie demande également aux Distributeurs de suivre les conversions en fonction de la technologie utilisée et d'identifier, le cas échéant, le nombre de clients biénergie qui ont migré au TAÉ et de déposer un suivi administratif dans lequel ils préciseront ces informations. Elle demande à HQD de déposer ce suivi administratif au même moment que le dépôt des renseignements mentionnés à l'Annexe II de la Loi et à Énergir de le déposer dans le cadre de son rapport annuel.</p>
<p>[275] La Régie prend acte du fait que les Distributeurs déposeront à chaque année un suivi administratif qui contiendra notamment les informations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • le nombre de clients convertis, répartis par clientèle; • le volume de gaz naturel converti; • les GES évités; • l'accroissement de la demande d'électricité résultant des conversions; • le montant de Contribution GES versée par HQD à Énergir.
<p>[276] Elle demande à HQD de déposer ce suivi administratif au même moment que le dépôt des renseignements mentionnés à l'Annexe II de la Loi et à Énergir de le déposer dans le cadre de son rapport annuel. Également, la Régie demande aux Distributeurs de déposer en suivi de la présente décision, les résultats du réexamen de l'Offre biénergie prévu dans 5 ans l'année subséquente à ce réexamen.</p>

14. OPINION DISSIDENTE DU RÉGISSEUR FRANCOIS ÉMOND

[586] J'ai lu avec attention l'opinion de mes collègues Rozon et Dupont et, bien que je diverge d'opinion sur les éléments faisant l'objet de la présente dissidence, ce qui m'amène à conclure différemment de mes collègues, je partage certaines de leurs prémisses.

[587] Je suis notamment d'accord avec les conclusions de mes collègues exprimées aux paragraphes 47, 63, 68 et 69 de la présente décision. De façon générale, je suis d'accord avec eux en ce qui a trait à l'importance de la demande examinée, la préséance et la valeur à accorder aux objectifs des politiques énergétiques, en l'occurrence au PÉV 2030, à son PMO 2021-2026 ainsi qu'au Décret et à la méthode d'interprétation législative retenue pour identifier la portée des pouvoirs dont est investie la Régie.

[588] D'emblée, je tiens à signifier que je suis favorable au concept qui sous-tend l'Offre biénergie présentée, de même qu'avec le postulat d'une complémentarité des sources d'énergie distribuées par les deux principaux distributeurs d'énergie québécois, dans un effort concerté pour agir face à un enjeu aussi capital que les changements climatiques, et favoriser la réduction des émissions de GES. En fait, je suis d'avis que le principe d'une entente de collaboration entre les deux Distributeurs s'inscrit totalement dans la continuité du nouveau paradigme énoncé dans l'Avis 2019-01⁴⁰⁷, et plus particulièrement avec le paragraphe suivant :

« [41] L'évolution des politiques énergétiques et de l'encadrement législatif qui en découle constituent donc un véritable nouveau paradigme que la Régie se doit de considérer dans ses propres actions et décisions »⁴⁰⁸.

[589] En conséquence, à l'instar de mes collègues, je suis d'avis qu'il y a lieu d'accueillir les conclusions recherchées suivantes, soit :

- approuver les modifications proposées par HQD à l'article 8.1 des CS;
- prendre acte des traitements comptable et réglementaire qui seront implantés par Énergir à la suite du déploiement de l'Offre biénergie;
- approuver les modifications proposées par Énergir à l'article 15.2.4 des CST;

⁴⁰⁷ Avis [A-2019-01](#) de la Régie de l'énergie relatif à la capacité du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques 2018-2023 à atteindre les cibles définies par le gouvernement du Québec en matière énergétique, p. 24.

⁴⁰⁸ Dossier R-4043-2018, Avis [2019-01](#), p. 24, par. 41.

- demander aux Distributeurs de déposer les suivis réglementaires identifiés au tableau 16 de la présente décision.

Principales conclusions de l'opinion dissidente

[590] Toutefois, je ne partage pas l'avis de mes collègues à l'égard de la qualification de la Contribution GES et des coûts qui y sont associés. Mon opinion dissidente vise donc particulièrement le contenu de la section 7.4, et plus précisément, la conclusion qui est exprimée au paragraphe 411 ainsi qu'à la deuxième conclusion du dispositif de la présente décision.

[591] J'arrive plutôt à la conclusion que la Contribution GES ne peut être considérée, au sens de la Loi, comme une activité réglementée relative à la distribution d'électricité et, en conséquence, que la Régie ne détient pas le pouvoir discrétionnaire requis, en vertu de la section IV de la Loi, pour intégrer de tels coûts aux revenus requis d'HQD pour la fixation de ses tarifs.

[592] Considérant cette conclusion, je juge que la Régie ne peut non plus remédier à ce défaut en énonçant un principe général tarifaire, en vertu de sa compétence incidente prévue à l'article 32 de la Loi, pour ainsi élargir la portée des pouvoirs tarifaires qui lui sont dévolus par sa loi constitutive.

[593] Ainsi, je suis d'avis que la Régie ne peut énoncer un principe général selon lequel la « [C] ontribution pour la réduction des GES, ainsi que sa méthode d'établissement, tel 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 ». Étant en désaccord avec mes collègues sur cette question, je ne peux me prononcer sur les conclusions qui en découlent et qui sont contenues aux sections 5, 6, 8, 9 et 10 de la présente décision.

[594] Enfin, de façon incidente, malgré le fait que je juge qu'il n'est pas possible d'accueillir le principe général demandé par HQD, j'exprime une divergence d'opinion sur l'interprétation à donner à l'expression « *clients actuels* » contenue au Décret, pour laquelle je reviendrai plus en détails à la section 14.4 de la présente décision. Cette divergence sera la seule exception que j'énoncerai, étant donné mon opinion dissidente quant au traitement de la demande principale d'HQD, qui fait en sorte que je n'ai pas à me prononcer sur le contenu des sections précitées au paragraphe précédent.

[595] D'autre part, en ce qui a trait à la conclusion principale recherchée par Énergir, bien que je sois d'avis qu'il n'est pas nécessaire d'énoncer le principe général tarifaire qu'elle demande pour que les revenus découlant de la Contribution GES soient considérés, en réduction de la perte de ses ventes, aux fins de la fixation de ses tarifs, je juge que ce principe général tarifaire ne va pas à l'encontre du cadre législatif applicable pour les motifs que j'explique ci-dessous.

14.1 COMPÉTENCE DE LA RÉGIE À ÉNONCER DES PRINCIPES GÉNÉRAUX

[596] La Demande vise principalement à ce que la Régie énonce deux principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs qu'elle fixe pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution et Énergir, en vertu de l'article 32 de la Loi :

« 32. La Régie peut de sa propre initiative ou à la demande d'une personne intéressée:

[...]

3° énoncer des principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs qu'elle fixe⁴⁰⁹».

[597] **Comme mes collègues⁴¹⁰, je juge que la Régie a compétence pour énoncer des principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs qu'elle fixe, tel que prévu à l'article 32 de la Loi et, en conséquence, qu'elle dispose de la juridiction nécessaire pour se saisir et disposer sur le fond de la Demande.**

[598] **Je partage également l'avis de mes collègues sur l'importance de la discrétion reconnue aux régulateurs dans l'exercice de leurs compétences d'attribution, ainsi que sur la méthode privilégiée par les tribunaux pour interpréter leur loi attributive de compétences⁴¹¹.**

⁴⁰⁹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

⁴¹⁰ Paragraphes 45 à 47.

⁴¹¹ Je réfère à cet égard aux paragraphes 29 à 37 et 47.

[599] Toutefois, il importe de considérer que l'interprétation des pouvoirs discrétionnaires exercés dépend des compétences d'attribution dévolues à la Régie en vertu de la Loi et doivent respecter le cadre législatif établi.

[600] D'emblée, je retiens la position du RNCREQ à l'effet qu'un principe général doit recevoir un examen conceptuel, sans égard aux montants en jeu.

[601] À l'instar du RNCREQ⁴¹², je suis d'avis qu'un principe général doit demeurer général. Toutefois, les principes qui sont demandés par les Demanderesses demeurent trop larges, trop vagues et viennent contraindre la Régie pour l'avenir.

[602] Selon moi, cette position est cohérente avec la position exprimée dans les décisions rendues par la Régie, à l'époque où elle s'est vue octroyer par la Loi la compétence de fixer les tarifs Transporteur et du Distributeur d'électricité.

[603] Dans la décision D-98-88⁴¹³ qui portait sur « *l'établissement des principes généraux en matière réglementaire pour la détermination et l'application de tarifs à être fixés à l'égard du transport d'électricité lors d'audiences ultérieures* », la Régie a indiqué :

« De façon générale, la Régie considère que les principes proposés par les intervenants sont valables et qu'il faudra les traiter en temps opportun. Cependant, pour les besoins de la présente audience, la Régie entend limiter son examen aux principes généraux qu'elle estime nécessaires en vue, entre autres, de l'établissement du coût de service inhérent au transport de l'électricité. En outre, la Régie préconise que l'audience porte sur des principes généraux qui peuvent être discutés sans recourir à l'appui de données quantitatives mais plutôt en termes d'implications réglementaires, étant entendu que les principes nécessitant l'examen de chiffres seront analysés dans le cadre des causes tarifaires dont notamment l'allocation spécifique des actifs entre les fonctions du réseau. Dans ce contexte, la Régie retient pour les fins de l'audience les principes généraux décrits ci-après :

- 1. Utilisation de l'année témoin projetée comme base d'examen de la fixation des tarifs de transport d'électricité;*
- 2. Établissement de la base de tarification et de la structure de capital sur une moyenne de treize soldes mensuels;*
- 3. Reconnaissance des actifs de transport en exploitation et en cours de construction ainsi que des contrats en cours affectant le service de transport;*

⁴¹² Pièce [C-RNCREQ-0024](#), principalement les par. 58 à 63 (p. 13 et 14).

⁴¹³ Dossier R-3405-98, décision [D-98-88](#), p. 8.

4. *Choix de l'exercice financier à être utilisé par Hydro-Québec aux fins tarifaires et réglementaires en regard de l'année financière de l'entreprise;*
5. *Détermination des principaux critères à utiliser pour identifier et séparer les activités réglementées des activités non réglementées* ». [je souligne]

[604] Dans sa décision D-2003-93⁴¹⁴, la Régie a établi les premiers principes généraux applicables à HQD. Elle cadrerait ainsi le contexte et le cadre réglementaire de l'exercice de sa compétence à l'égard du Distributeur d'électricité:

« Il est utile de rappeler que la Régie exerce ses fonctions de régulation économique dans un nouveau cadre juridique découlant de l'adoption de la Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie (projet de loi 116 entré en vigueur le 16 juin 2000). La Loi reflète, entre autres, ce qu'il est convenu d'appeler le « pacte social » québécois en matière de tarification de l'électricité. La Loi fixe d'abord, par catégorie de consommateurs, le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale mise à la disposition des consommateurs québécois par Hydro-Québec (article 52.2). La Loi impose des règles spécifiques que la Régie doit appliquer pour ajuster le coût de l'électricité patrimoniale alloué à ces catégories de consommateurs. La Loi prévoit également que les tarifs de distribution d'électricité ne pourront être modifiés afin d'atténuer l'interfinancement (article 52.1).

[...]

[...] La Loi reconnaît la séparation fonctionnelle des activités d'Hydro-Québec. Elle donne compétence exclusive à la Régie pour réglementer le Distributeur d'électricité, c'est-à-dire Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (article 2). Le Distributeur d'électricité, à l'instar du Transporteur d'électricité, est soumis au mode de régulation économique traditionnel propre aux monopoles, c'est-à-dire que ses tarifs ne peuvent prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour lui permettre, notamment, de couvrir ses coûts du capital et d'exploitation, de maintenir sa stabilité et le développement normal de son réseau ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification (article 51). La juste valeur des actifs du Distributeur est calculée sur la base du coût d'origine soustraction faite de l'amortissement (article 50). Le nouveau cadre juridique fait en sorte que le Distributeur peut se présenter devant la Régie pour faire ajuster ses tarifs afin de récupérer ses coûts et un rendement raisonnable sur les actifs servant spécifiquement à la distribution de l'électricité, lesquels doivent être dissociés des autres actifs d'Hydro-Québec ».

[605] Ainsi, puisque la compétence tarifaire de la Régie et les pouvoirs pour l'exercer émanent de sa loi constitutive, toute la discrétion dont la Régie dispose dans l'exercice de

⁴¹⁴ Dossier R-3492-2002, décision [D-2003-93](#), p. 8 et 9.

cette compétence, notamment à l'égard de l'interprétation des pouvoirs qui lui sont dévolus, doit s'articuler en conformité avec le cadre législatif.

Pouvoirs d'attribution de la Régie

[606] Dans la décision D-2021-038, la Régie rappelle la position du Coordonnateur de la fiabilité à l'égard de ses pouvoirs d'attribution⁴¹⁵ :

« [184] [...] la Régie, en sa qualité d'organisme de régulation économique créé par une loi provinciale, ne détient que les pouvoirs qui lui sont attribués par le législateur, en l'absence de tout pouvoir inhérent.

[185] Cette compétence d'attribution comprend les pouvoirs que la Loi confère expressément à la Régie et ceux, qualifiés d'implicites ou d'ancillaires, qui sont nécessaires à l'accomplissement de son mandat statutaire. À cet égard, le Coordonnateur rappelle les propos des professeurs Macaulay et Garant :

« The powers conferred by legislation include not only such powers that are expressly granted, but also all of those powers which are reasonably necessary for the accomplishment of the mandate which that legislation imposes upon the agency. In other words, when Parliament or a legislature imposes a mandate upon an agency, included implicitly in the imposition of the mandate, are all of the powers that the agency will need in order to accomplish that mandate.

Thus, in determining the extent of an agency's powers one must look to its enabling legislation. It is a question of interpretation. The existence of the grant is thus approached using the regular tools of statutory interpretation »[...].

« Qu'en est-il maintenant de ce que certains ont appelé le pouvoir discrétionnaire implicite? Il peut s'agir aussi d'un pouvoir accessoire. Il s'agit ici d'un problème d'interprétation législative. Dans l'arrêt Bell Canada, la Cour suprême écrit :

Les pouvoirs d'un tribunal administratif doivent évidemment être énoncés dans sa loi habilitante, mais ils peuvent également découler implicitement du texte de la loi, de son économie et de son objet. Bien que les tribunaux doivent

⁴¹⁵ Dossiers R-4103-2019 et R-4107-2019, décision [D-2021-038](#), p. 57 et 58.

s'abstenir de trop élargir les pouvoirs de ces organismes de réglementation par législation judiciaire, ils doivent également éviter de les rendre stériles en interprétant les lois habilitantes de façon trop formaliste.

Il faut tenir compte du contexte global de la disposition, même si, à première vue, le sens de son libellé peut paraître évident. Cette règle permet l'application de " la doctrine de la compétence par déduction nécessaire " : sont compris dans les pouvoirs conférés par la loi habilitante non seulement ceux qui y sont expressément énoncés, mais aussi, par déduction, tous ceux qui sont de fait nécessaires à la réalisation de l'objectif du régime législatif » [...].

[186] Ainsi, les pouvoirs de la Régie sont limités par la Loi et les dispositions attributives de compétence qu'elle contient. On ne peut légalement faire naître une compétence qui n'existe pas ni élargir la portée d'une compétence attribuée au-delà des textes et de l'intention du législateur.

[187] En somme, le Coordonnateur soutient que la Première formation devait fonder ses conclusions et ordonnances sur un pouvoir attribué expressément ou implicitement, ce qu'elle n'a pas fait ni même tenté de faire ». [je souligne]

[607] Dans la décision en révision de la précédente décision, la Formation donnait, à juste titre, raison au Coordonnateur à cet égard⁴¹⁶ :

« [282] La Formation en révision est d'avis que la Première formation a excédé sa compétence et a agi illégalement en confiant au groupe de travail permanent le mandat d'établir la pertinence et les impacts des normes de fiabilité pour les motifs énoncés ci-après.

[...]

[286] La Formation en révision est d'avis que la Première formation ne pouvait attribuer comme mandat à un groupe de travail permanent une fonction du Coordonnateur et que, ce faisant, elle a commis un vice de fond de nature à invalider la Décision.

[287] La Formation en révision est également d'avis que la Première formation a excédé sa compétence et a agi illégalement en imposant au Coordonnateur le devoir de représenter les intérêts du Québec et de défendre les intérêts du modèle québécois et de l'ensemble des entités visées du Québec. Il en est de même lorsque

⁴¹⁶ Dossiers R-4103-2019 et R-4107-2019, décision [D-2021-038](#), p. 77 et 79.

la Première formation a confié au groupe de travail permanent le mandat de représenter le Québec devant la NERC et le NPCC.

[288] La Loi prévoit les rôles et les responsabilités qui incombent au Coordonnateur. Or, la Formation en révision constate à la lecture de la Loi qu'elle n'impose au Coordonnateur aucun devoir de défendre les intérêts du modèle québécois ou ceux d'entités visées par l'article 85.3 de la Loi ni, plus largement, un devoir de représenter les intérêts du Québec devant la NERC ou le NPCC ».

[je souligne]

[608] Je considère que ces mêmes arguments, avec les adaptations nécessaires, doivent trouver application dans le présent dossier, pour éviter que la Régie, en reconnaissant les principes généraux demandés, exerce sa compétence au-delà des pouvoirs discrétionnaires prévus dans la Loi.

[609] Ainsi, pour que la Régie accède à la demande des Distributeurs de reconnaître un principe général en vertu duquel la Contribution GES, ainsi que sa méthode d'établissement, doivent être considérés aux fins de l'établissement de leur revenu requis pour la fixation de leurs tarifs, il faudrait que l'interprétation de la Loi mène à la conclusion que l'inclusion de la Contribution GES au revenu requis des Demanderesses est permise par la Loi.

14.2 PRINCIPE GENERAL DEMANDE PAR HYDRO-QUEBEC DISTRIBUTION

[610] Pour faire droit à la conclusion recherchée par HQD et reconnaître le principe général (le Principe d'HQD) qu'elle soumet, la Régie doit s'assurer qu'il s'inscrit dans le cadre législatif qui prévaut lorsqu'elle exerce ses pouvoirs aux fins de la fixation des tarifs de cette dernière.

[611] Autrement dit, afin de se prononcer sur le Principe d'HQD, la Régie doit déterminer si sa juridiction lui permet d'exercer sa compétence prévue à l'article 32 de la Loi en énonçant un principe tarifaire général à l'égard de la Contribution GES et sa méthode d'établissement dans le cadre du présent dossier, afin qu'elles soient considérées aux fins de l'établissement du revenu requis d'HQD.

Compétence exercée selon l'article 32 de la Loi

[612] Dans la décision D-2013-036⁴¹⁷ citée par mes collègues, portant sur la détermination d'un taux de rendement, la Régie a interprété la compétence qu'elle exerce en vertu de l'article 32 de la Loi :

« [17] Afin d'éviter toute ambiguïté quant à la compétence de la Régie en matière de taux de rendement, il y a lieu de rappeler la distinction entre l'article 32 et le troisième alinéa de l'article 49 de la Loi. [...].

[18] La compétence de la Régie en vertu de l'article 32 de la Loi et celle découlant des articles 48 et 49 de la Loi sont distinctes l'une de l'autre et reçoivent un traitement procédural différent. À cet égard, on peut référer à la décision D-2012-076 :

« [68] Lorsque, de temps à autre, elle procède à cet exercice [de détermination du taux de rendement], généralement en s'appuyant sur des preuves d'expert, la Régie détermine un taux de rendement dit « autorisé ». Par la suite, ce taux autorisé servira d'intrant dans l'exercice d'établissement de tarifs justes et raisonnables. » [...]

[19] Ainsi, dans un premier temps, la Régie détermine le taux de rendement d'un distributeur aux termes de l'article 32 de la Loi. Dans un deuxième temps, selon les articles 48 et 49 de la Loi, lorsque la Régie fixe un tarif, elle s'assure que ce tarif permet un rendement raisonnable sur la base de tarification.

[20] En l'espèce, la Régie est saisie d'une demande pour déterminer le taux de rendement du distributeur en application de l'article 32 de la Loi. La Régie n'exerce pas cette compétence, ni aucune autre compétence, dans l'abstrait ou de manière cloisonnée. De par sa mission, ses pouvoirs et sa connaissance d'office, la Régie possède une expertise et une compétence lui permettant de traiter un dossier en fonction d'un contexte donné et d'établir le mode procédural approprié. De plus, lorsqu'elle exerce l'une ou l'autre de ses compétences, la Régie doit assurer « la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable » du distributeur ». [notes de bas de page omises] [je souligne]

[613] Selon cette interprétation de la Régie, la nature de sa compétence exercée en vertu de l'article 32 de la Loi est à la fois distincte et incidente face à celle qu'elle exerce pour la fixation de tarifs. Le caractère distinct des deux compétences, qui s'exprime par un cadre procédural différent et l'exercice de pouvoirs qui leur sont propres, est notamment reflété par un processus réglementaire en deux étapes.

⁴¹⁷ Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision [D-2013-036](#), p. 9.

[614] Dans le cadre de la présente Demande, la reconnaissance des principes généraux constitue la première étape et est soumise à l'article 32 de la Loi. En second lieu et, le cas échéant, le principe général tarifaire reconnu servira à déterminer un coût qui sera un intrant dans l'exercice d'établissement de tarifs justes et raisonnables, lors du prochain dossier tarifaire.

[615] Le RNCREQ réfère à la nature du lien entre ces deux compétences en soumettant que la Régie ne pourrait ajouter un intrant aux revenus requis, via la reconnaissance d'un principe général, puisque les articles 49 et 52.1 de la Loi sont exhaustifs et que la Régie ne possède pas le pouvoir d'ajouter un intrant aux revenus requis en vertu de ces derniers⁴¹⁸.

[616] La relation étroite entre les deux compétences exercées, telle que notamment énoncée par la décision D-2013-036⁴¹⁹, implique que tout principe général dont la reconnaissance est demandée dans le cadre du dossier actuel, par l'exercice de la compétence incidente, devra s'inscrire en conformité des pouvoirs qui sont dévolus à la Régie dans l'exercice de sa compétence tarifaire, laquelle constitue la compétence principale de la Régie, afin qu'elle puisse le reconnaître ou l'énoncer.

[617] Ainsi, bien que la compétence exercée par la Régie en vertu de l'article 32 de la Loi soit distincte de la compétence tarifaire qui découle des dispositions de l'article 31 de la Loi et qui s'exerce conformément aux articles de sa section IV, je retiens de la décision D-2013-036 que la Loi prévoit que cette compétence s'exerce en ayant comme finalité l'exercice de sa compétence tarifaire.

[618] Au demeurant, je considère que la nature incidente de la compétence exercée en vertu de l'article 32 de la Loi est un des motifs qui justifient la considération du Décret du gouvernement, dès la phase 1 du présent dossier, puisque la Loi stipule qu'un décret de préoccupations du gouvernement peut constituer un des éléments à prendre en compte dans la fixation des tarifs.

[619] Ainsi, ce pouvoir d'énoncer des principes doit être exercé à la lumière et conformément à l'ensemble des dispositions de la Loi, dont, notamment, les articles 49, 52.1, 52.2 et 52.3 de la Loi.

⁴¹⁸ Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 13 et 14.

⁴¹⁹ Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision [D-2013-036](#).

[620] Mes collègues sont plutôt d'opinion que⁴²⁰:

« [390] En tenant compte de l'article 5 de la Loi, des éléments de contexte du présent dossier, de la preuve présentée par les Distributeurs et en application notamment du principe de cohérence interne, la Régie conclut qu'au sens du paragraphe 2 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi, la Contribution GES est une dépense nécessaire pour assumer le coût de la prestation du service soit un des coûts permettant d'assurer le déploiement du Projet biénergie. En conséquence, la Régie ne retient pas les arguments de certains intervenants qui considèrent que la Contribution GES représente un intrant non prévu à l'article 49 de la Loi ».

[621] Suivant l'application qu'ils retiennent du principe moderne d'interprétation législative, ils apprécient certains des éléments factuels de contexte⁴²¹ pour reconnaître à HQD l'intérêt de compenser, dans une certaine mesure, les pertes d'Énergir résultant des volumes de gaz naturel convertis à l'électricité. Ils concluent, par la suite, que *« tant et aussi longtemps que la Contribution GES demeure inférieure à la valeur des coûts évités estimés dans le scénario TAÉ, il se dégage un espace favorable à la négociation entre les Distributeurs pour la mise en place du Projet biénergie »* et ainsi juger que la Contribution GES devient un intrant qui est requis pour l'activité de distribution d'HQD et d'Énergir relative au Projet biénergie⁴²².

[622] Avec respect, je suis en désaccord avec mes collègues. En se servant d'éléments factuels de contexte pour justifier l'intérêt d'HQD à recourir à une compensation au profit d'Énergir et en motivant ensuite, par cet intérêt à compenser des pertes d'un tiers au moyen de la Compensation GES, le caractère d'intrant requis pour l'activité de distribution d'HQD, je suis d'avis qu'ils utilisent des éléments factuels, spécifiques à une demande précise, pour élargir la portée de concepts d'application générale enchâssés dans la Loi, en l'occurrence les notions de « dépenses nécessaires » et d'« activité réglementée ».

[623] Comme l'affirmait la Régie dans la décision D-2013-04⁴²³, visant l'autorisation d'un investissement :

« [76] Gaz Métro présente les équipements du volet A du Projet comme étant des actifs destinés à la distribution puisqu'utiles pour l'exploitation d'un réseau de distribution de gaz naturel au sens de l'article 49 de la Loi. La Régie ne partage pas cette position.

⁴²⁰ Paragraphe 391.

⁴²¹ Paragraphes 437 à 443.

⁴²² Paragraphe 442.

⁴²³ Dossier R-3824-2012, décision [D-2013-041](#), p. 19.

[77] *La présente formation est d'avis que les installations du type volet A sont des installations de production et de commercialisation du biométhane qu'un producteur doit absolument mettre en place s'il veut injecter du biométhane dans le réseau de Gaz Métro. Dans la décision D-2011-108 (paragraphe 24), la Régie a d'ailleurs décidé que ce type d'installations n'était pas réglementé. Le traitement du biométhane par des équipements du type volet A est donc une opération qui ne relève pas du droit exclusif de distribution de Gaz Métro.*

[78] *La question n'est pas de savoir, comme le suggère Gaz Métro, si ces actifs sont utiles à l'exploitation de son réseau de distribution de gaz naturel. L'utilité d'un actif aux fins tarifaires se pose en vertu de l'article 49 de la Loi lorsqu'il s'agit d'un actif réglementé. Tel n'est pas le cas des actifs du volet A du Projet.*

[79] *Ainsi, le fait de vouloir faire assumer par Gaz Métro et les consommateurs de gaz naturel, les coûts d'installations du volet A du Projet qui ne relèvent pas du droit exclusif de Gaz Métro équivaut à faire financer une activité non réglementée par les clients de l'activité réglementée. La Régie est d'avis qu'une telle situation n'est pas appropriée.*

[80] *Dans la situation actuelle où le gaz naturel est disponible à des prix avantageux, il est clair que la sécurité d'approvisionnement des consommateurs de gaz naturel au Québec ne dépend pas de la production et de la distribution du biométhane interchangeable.*

[81] *La valorisation du biométhane relève d'objectifs publics louables mais dont les coûts ne doivent pas être mis à la charge des consommateurs de gaz naturel.*

[...]

[85] *Du point de vue de l'intérêt public et des rôles réciproques des producteurs de gaz et des distributeurs de gaz naturel, la Régie partage la position de l'OEB :*

“ In the Board's view the applicants established the wrong goal for their programs. Their purpose in bringing the applications was expressly to create or enable a market for biomethane in Ontario. With respect, that is an objective which is beyond the scope of the distributor's role. It is appropriate for the distributors to consider the conditions and pricing necessary to accept biomethane into their respective distribution systems, but it is not appropriate for them to use system gas customers as a means of subsidizing a variety of biomethane producers in the hope of developing a viable biomethane supply market. In addition, the companies provided no evidence where such a

program has been successful in stimulating market development, and therefore the achievement of this benefit is almost entirely speculative in any event. The Board concludes that this benefit should have no weight in the assessment of the program” [références omises]

[86] Conséquemment, la Régie est d’avis que les investissements du volet A ne sont pas des actifs destinés à la distribution du gaz naturel aux termes de l’article 73 de la Loi et refuse par conséquent d’autoriser le volet A du Projet ». [je souligne]

[624] Ainsi, je juge que la discrétion exercée par la Régie en vertu de l’article 32 de la Loi ne lui permet pas d’étendre ou de modifier ses pouvoirs tarifaires, en contravention avec la Loi, en ajoutant de nouveaux éléments ou des intrants à être considérés aux fins de l’établissement du revenu requis du Distributeur, tel que la Régie l’énonçait dans sa décision D-2019-052⁴²⁴.

[625] Je reviendrai plus loin sur les considérations relatives au contexte, en application du principe moderne d’interprétation législative, et à l’enjeu de la prise en compte du PÉV 2030 et du Décret dans le cadre réglementaire prévalant pour l’examen de la Demande⁴²⁵.

Inclusion au revenu requis – caractère exhaustif des coûts intégrés au revenu requis

[626] Le régime législatif de fixation des tarifs d’HQD est différent de celui que la Loi prévoit pour les distributeurs gaziers ou même pour le transporteur d’électricité. En effet, ces derniers sont principalement visés par les dispositions prévues à l’article 49 de la Loi.

[627] Les tarifs de distribution d’électricité, quant à eux, sont fixés conformément aux articles 52.1, 52.2 et 52.3 de la Loi. Bien que ces articles réfèrent par renvoi à certaines dispositions spécifiques de l’article 49, ce dernier article ne s’applique pas directement aux tarifs d’HQD⁴²⁶.

[628] Lors de l’audience, certains intervenants ont plaidé que la Contribution GES ne pouvait être incluse au revenu requis des Distributeurs⁴²⁷.

⁴²⁴ Dossier R-4045-2018, décision [D-2019-052](#), p. 64 et 65, par. 262 et 263.

⁴²⁵ Paragraphes 664 et ss.

⁴²⁶ Voir paragraphe 347.

⁴²⁷ Voir, notamment, les pièces [C-AQCIE-CIFQ-0030](#), p. 6; [C-AQP-0020](#), p. 16; [C-OC-0029](#), p. 9 et suivantes; [C-RNCREQ-0024](#), p. 7 et [C-ROEE-0021](#), p. 6.

[629] L'ACIG plaide qu'en ce qui a trait à HQD, il appert que la liste des éléments dont la Régie peut tenir compte est exhaustive⁴²⁸. Elle cite à cet effet la décision D-2019-052⁴²⁹ dans laquelle la Régie indiquait que l'article 52.1 de la Loi lui laisse peu de marge de manœuvre en matière de fixation des tarifs d'HQD.

[630] À l'instar de l'ACIG, de l'AQCIE-CIFQ, du RNCREQ et du ROÉÉ, je suis d'avis que la Loi ne laisse pas une grande marge discrétionnaire à l'égard de la méthode à utiliser aux fins de la fixation des tarifs de distribution d'électricité.

[631] Par ailleurs, tout comme certains intervenants, je tiens à rappeler que la décision D-2019-052, rendue dans le cadre du dossier R-4045-2018, a précisé l'interprétation de la compétence exclusive de la Régie en matière de fixation des tarifs⁴³⁰.

[632] Ainsi, je juge que la Régie ne dispose pas de la juridiction requise pour ajouter de nouveaux éléments à prendre en compte dans la fixation des tarifs d'HQD, en sus de ceux prescrits en vertu de l'article 52.1 de la Loi. La liste des éléments dont la Régie doit tenir compte est exhaustive, le législateur n'ayant effectivement pas utilisé le mot « notamment » en matière de distribution d'électricité

[633] D'ailleurs, je ne peux que souligner qu'il m'apparaît impossible d'adhérer à la suggestion faite en audience⁴³¹ et d'ignorer l'interprétation découlant de la décision D-2019-052 dont je suis moi-même signataire.

[634] Dans le cas particulier d'HQD, je conviens que la Régie dispose d'une certaine marge décisionnelle discrétionnaire dans l'exercice de ses pouvoirs tarifaires. Je retiens le fait qu'elle ne se situe pas au niveau du choix de la méthode servant à la fixation des tarifs, mais plutôt à l'égard de l'appréciation qu'elle fera de chacun des éléments précisés à l'article 52.1 de la Loi. C'est là, à mon avis, une nuance importante.

[635] Cette appréciation discrétionnaire pourra s'exercer, d'une part, sur la qualification de la nature de la Contribution GES et, d'autre part, sur la nature et le quantum des coûts que la Contribution GES génère. Au terme d'un tel exercice discrétionnaire, l'application

⁴²⁸ Pièce [C-ACIG-0022](#), p. 2.

⁴²⁹ Dossier R-4045-2018, décision [D-2019-052](#), p. 64 à 72, par. 260 à 293, et cité aux par. 348 de la présente décision.

⁴³⁰ Précité, par. 348 de la présente décision.

⁴³¹ Pièce [A-0057](#), p. 309.

du cadre réglementaire prévoit si ces coûts peuvent être pris en compte dans l'établissement des revenus requis aux fins de la fixation des tarifs du distributeur d'électricité.

Dépense nécessaire à la prestation de service

[636] En l'instance, la preuve présentée et les représentations d'HQD reposent sur la prémisse que les coûts de la Contribution GES constituent « *une dépense qui est nécessaire pour assurer la prestation du service* »⁴³².

[637] Lors de l'audience, HQD a mis l'emphase sur le fait que sa demande consistait, dans les faits, à reconnaître la Contribution GES à titre de dépense d'exploitation, au sens de l'alinéa 2 de l'article 49 de la Loi, et à permettre une nouvelle rubrique de coûts pour la capter. A cet égard, je réfère aux extraits déjà cités par mes collègues⁴³³.

[638] Si la prémisse présentée par HQD s'avère fondée, la qualification de la Contribution GES et de ses coûts est susceptible de permettre à la Régie d'exercer sa discrétion attribuée, en conformité avec le cadre établi par la Loi.

[639] En somme, la demande d'HQD vise à considérer la Contribution GES comme étant une dépense nécessaire pour assurer la prestation de service, visée par l'exploitation du réseau de distribution d'électricité au sens du paragraphe 2 de l'article 49 de la Loi.

[640] Cette disposition trouve application en matière de fixation des tarifs de distribution d'électricité par le truchement de l'article 52.1 de la Loi, lequel prévoit, aux fins de l'établissement des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, que ces derniers soient établis comme suit, conformément à l'article 52.3 de la Loi :

« 52.3 Les revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité sont établis en tenant compte des dispositions des paragraphes 1° à 10° du premier alinéa de l'article 49, du dernier alinéa de ce même article et des articles 50 et 51, compte tenu des adaptations nécessaires ». [je souligne]

⁴³² Pièce [A-0053](#), p. 62.

⁴³³ Paragraphes 392 et 393.

[641] Ainsi, les revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité sont établis en tenant compte « *des montants globaux des dépenses [que la Régie] juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service* ».

[642] Certains intervenants ont d'ailleurs plaidé que la Contribution GES ne peut être considérée comme une telle dépense⁴³⁴.

[643] Je retiens notamment de leurs représentations que :

- l'inclusion de la Contribution GES dans le revenu requis n'est pas conforme à l'article 52.1 de la Loi applicable à HQD, car ce n'est pas un coût de transport, ni un coût de fourniture, ni un coût pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité.
- la Contribution GES ne peut être associée aux « activités courantes actuelles » des Distributeurs et n'est pas prévue, expressément ou implicitement, dans la Loi, même en adoptant une interprétation large, libérale et évolutive.
- le transfert de fonds d'un distributeur d'énergie à un autre, comme prévu à l'Entente de collaboration, est sans précédent.
- il aurait fallu que le gouvernement prévoie ce type de transfert dans un règlement⁴³⁵ ou que le législateur ajoute une disposition dans la Loi⁴³⁶.
- le fait de « [p]ayer un tiers pour le compenser de sa perte de revenus », tel que la clause 7.1 de l'Entente le prévoit, n'est pas une activité réglementée et, à ce titre, la Contribution GES ne peut être qualifiée d'actif réglementaire.
- bien que ce versement d'HQD à Énergir pourrait être comptabilisé comme une « Dépense », la Loi prévoit que les dépenses admissibles et pouvant être incluses au revenu requis doivent servir à assumer le « *coût de la prestation du service* » de distribution d'électricité. N'ayant rien à voir avec le service fourni par HQD, la Contribution GES ne peut être une dépense découlant de ce service.

⁴³⁴ Pièces [C-ACIG-0022](#), p. 8, [C-AQP-0020](#), p. 16, [C-OC-0029](#), p. 9 et [C-RNCREQ-0024](#), p. 5 et 20.

⁴³⁵ *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*, [RLRQ, c. Q-2, r. 46.1](#) et le *Règlement sur la quote-part annuelle payable au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles en vertu de l'article 17.1.11 de la Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune*, [RLRQ, c. R-6.01, r. 5.1](#).

⁴³⁶ Aide financière accordée par HQD pour l'électrification des services de transport collectif, art. 52.1 de la Loi et art. 39.0.1 de la LHQ; exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques, art. 52.1.2 de la Loi et art. 22.0.2 de la LHQ.

Qualification de la Contribution GES et Activité réglementée

[644] Selon moi, l'expression de la discrétion décisionnelle de la Régie dans l'exercice de ses pouvoirs tarifaires à l'égard d'HQD, a pour objet l'appréciation de différents éléments distincts, soit la reconnaissance d'une dépense d'exploitation et de son caractère nécessaire mais, principalement, le caractère réglementé de l'activité pour laquelle les dépenses d'exploitation sont encourues.

[645] Sans revenir sur la preuve au soutien de la Demande, je constate qu'elle est très étoffée à l'égard de l'Offre biénergie et sur le contexte inédit ayant mené à cette Demande sans précédent.

[646] A cet égard, j'ai déjà mentionné l'accueil favorable que je réserve au concept qui fonde la Demande présentée et à l'importance qu'il faut accorder aux objectifs de réduction des émissions de GES.

[647] Par contre, HQD allègue que les coûts occasionnés par la Contribution GES sont assimilables à une dépense d'exploitation, tout en précisant qu'il ne s'agit pas d'un approvisionnement, d'un programme commercial, d'une intervention en efficacité énergétique et conséquemment, qu'il ne s'agit pas d'un actif réglementaire non plus⁴³⁷.

[648] À l'instar de mes collègues, je suis d'avis qu'en fonction de la position d'HQD, la Régie doit examiner la Demande en considérant que la catégorie de coûts la plus plausible pour considérer les coûts de la Contribution GES, est vraisemblablement celle des dépenses d'exploitation.

[649] Tout l'enjeu autour de la qualification de la Contribution GES à titre de « *Dépenses nécessaires à l'exploitation du réseau de distribution d'électricité* » donne lieu à l'exercice de la discrétion décisionnelle de la Régie, conformément aux dispositions de la Loi. Cette discrétion a d'ailleurs été exercée à de nombreuses reprises dans ses décisions antérieures⁴³⁸.

⁴³⁷ Pièces [A-0053](#), p. 18 et ss et p. 57 et ss, et [A-0057](#), p. 284.

⁴³⁸ Voir, notamment, les décisions [D-2005-34](#) (dossier R-3541-2004), [D-2013-041](#) (dossier R-3824-2012), [D-2019-127](#) (dossier R-4060-2018), [D-2019-031](#) (dossier R-4008-2017) et [D-2003-110](#) (dossier R-3473-2001).

[650] Dans l'expression de sa discrétion décisionnelle, la Régie doit être satisfaite de la démonstration à l'effet que la Contribution GES rencontre les trois critères suivants:

- qu'elle constitue une « dépense »;
- que cette dépense est « nécessaire ou requise »;
- à la prestation de service visée, c'est-à-dire à « l'exploitation du réseau de distribution ».

[651] Devant une réponse négative à l'un de ces critères, la conclusion qui en découle est **qu'il est contraire à la Loi d'intégrer les coûts de la Contribution GES aux revenus requis.**

[652] Toutefois, je constate qu'HQD a mis peu d'emphase sur la preuve au soutien de sa prétention à l'effet que les coûts de la Contribution GES constituent une dépense qui serait nécessaire à l'exploitation de son réseau.

[653] Pour les motifs qui sont les leurs, mes collègues semblent avoir fait un lien entre les éléments de preuve au soutien du caractère nécessaire ou justifié de la mise en œuvre de l'Offre biénergie et la qualification requise des coûts liés à la Contribution GES à titre de « dépenses nécessaires » à l'exploitation du réseau de distribution pour permettre leur intégration au revenu requis d'HQD.

[654] **Pour ma part, je juge qu'HQD n'a pas démontré que ces coûts lui permettent d'assumer la prestation de son service de distribution d'électricité, ni de quelle façon la Régie peut considérer que ces coûts sont nécessaires pour maintenir la stabilité du Distributeur et le développement normal de son réseau de distribution.**

[655] En somme, le caractère nécessaire d'une dépense d'exploitation a nécessairement un lien étroit avec la qualification de l'activité à laquelle elle se rapporte. Pour que la Contribution GES puisse être considérée comme une dépense en vertu du deuxième paragraphe de l'article 49 de la Loi, elle doit constituer une dépense qui est nécessaire pour assumer le coût de la prestation du service, au sens où cette dépense est requise pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité.

[656] **Je conclus, suivant les motifs énoncés ci-haut, que les coûts de la Contribution GES ne peuvent être considérés comme une dépense nécessaire à la prestation du**

service de distribution d'électricité. OU Je conclus, suivant les motifs énoncés ci-haut et sur la base de la preuve déposée au présent dossier, que ces coûts ne peuvent être considérés comme une dépense nécessaire à la prestation du service de distribution d'électricité.

[657] Dans le dossier R-4060-2018, repris à la décision D-2019-127⁴³⁹, HQD abordait la notion d'activité réglementée :

« [24] Selon le Distributeur, « l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques » est distincte de celle liée à « l'exploitation du réseau de distribution d'électricité » et, en conséquence, les revenus requis afférents à ces activités sont aussi distincts. Toutefois, il précise que lorsqu'elle fixe les tarifs de distribution d'électricité, la Régie doit tenir compte des revenus requis pour l'exploitation du service public de recharge rapide pour VÉ.

[25] Enfin, il soutient que la Régie ne fixe pas les tarifs de ce service et en conclut qu'il ne s'agit donc pas d'une activité réglementée au sens où la Régie n'en réglemente pas les tarifs : « C'est certain qu'il s'agit ici d'ajouter des actifs, j'aimerais dire d'ajouter des actifs au réseau, mais il n'est pas prévu d'élargir la définition de réseau de distribution dans le contexte législatif actuel. Donc, on ajoute des actifs à notre base de tarification sans qu'ils deviennent pour autant des actifs de distribution, mais pour le Distributeur, c'est une activité qui va contrôler de bout en bout là, de l'installation jusqu'à l'exploitation, puis l'entretien et la maintenance ». [je souligne]

[658] Dans la même décision, la Régie s'est penchée sur la notion d'activité réglementée applicable au distributeur d'électricité en rappelant les critères permettant de déterminer la nature réglementée d'une activité :

« [58] La compétence exclusive de la Régie pour fixer ou modifier les tarifs du Distributeur découle des articles 31 (1^o) et 48 de la Loi. Le terme « Distributeur », est défini à l'article 2 de la Loi comme étant « Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité ».

[59] En vertu de l'article 52.1 de la Loi, la Régie exerce sa compétence tarifaire à l'égard du Distributeur sur les coûts liés à l'« exploitation du réseau de distribution d'électricité », lequel réseau est défini comme un territoire protégé par un droit exclusif de distribution d'électricité et emporte une obligation de fournir l'électricité à toute personne qui le demande, dans le territoire où s'exerce ce droit exclusif.

⁴³⁹ Dossier R-4060-2018, décision [D-2019-127](#), p. 19 à 21.

[60] *La Régie juge que, de façon générale, les activités réglementées du Distributeur sont des activités dites « de distribution », lesquelles sont liées au droit exclusif d'exploiter un réseau de distribution d'électricité. Elles sont également intimement liées à la compétence tarifaire exclusive qu'elle exerce à l'égard du Distributeur.*

[...]

[62] *Dans sa décision D-2003-93, la Régie s'exprimait ainsi :*

« Étant donné que, selon la Loi, la Régie réglemente seulement une partie des activités d'Hydro-Québec, il est important que ces activités soient :

- identifiées selon leur nature;*
- séparées entre activités réglementées et non réglementées :*
 - a) séparation des activités,*
 - b) séparation des coûts;*
- évaluées de façon à obtenir un coût de la prestation de service de distribution qui n'inclut que les montants des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution ».*

[63] *Dans cette décision, la Régie rappelait qu'Hydro-Québec a choisi d'utiliser la séparation administrative pour segmenter certaines de ses activités :*

« Indépendamment de l'organisation interne d'Hydro-Québec, la Régie réglemente Hydro-Québec dans ses activités de distribution ou de transport. L'établissement du revenu requis du Distributeur implique un examen des activités reliées à la prestation des services de distribution d'électricité. Ces activités peuvent être celles de Hydro-Québec Distribution ou de divisions, filiales, centres de coûts, etc. (unités d'Hydro-Québec) mis sur pied par Hydro-Québec ». [...]

[64] *Afin de baliser l'exercice de son examen réglementaire aux seules activités du Distributeur visées par la Loi, la Régie retenait des critères lui permettant d'identifier et de séparer les activités réglementées des activités non réglementées et d'en séparer leurs coûts respectifs afin d'« obtenir un coût de la prestation de service de distribution qui n'inclut que les montants des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution ».*

[65] *Se fondant sur la primauté de la Loi comme le principe d'identification des activités réglementées, la Régie jugeait que la définition de principe du caractère réglementaire des activités du Distributeur devait découler de l'exercice de cette compétence tarifaire et se fonder sur le lien entre l'activité et la distribution d'électricité ». [notes de bas de page omises] [je souligne]*

[659] Par ailleurs et tel que la Régie l'a indiqué à plusieurs reprises, les activités réglementées d'HQD, sont celles qui s'étendent du « *poste de distribution jusqu'au compteur* »⁴⁴⁰, ce qui, pour moi, n'inclut pas un « chèque » payable à Énergir pour compenser ses pertes de revenus du fait de l'Offre biénergie.

[660] Considérant que la Contribution GES n'est pas associée à une activité réglementée, aux sens des critères retenus par la Régie, tel qu'énoncé dans la décision D-2019-127⁴⁴¹, et selon l'affirmation même d'HQD, je juge qu'il est contraire à la Loi d'intégrer ces coûts aux revenus requis.

[661] Pour les motifs exprimés ci-dessus, **je suis d'avis que la reconnaissance du Principe d'HQD est contraire au cadre légal qui encadre l'exercice de la compétence tarifaire de la Régie.**

[662] **En conséquence, je conclus que la Régie ne dispose pas du pouvoir tarifaire discrétionnaire nécessaire pour inclure aux revenus requis d'HQD des coûts encourus pour une activité non réglementée. Elle ne dispose pas non plus de la compétence incidente nécessaire pour énoncer un principe tarifaire permettant d'élargir la portée de ses pouvoirs tarifaires prévus à la Loi. Conclure autrement et accueillir la Demande de reconnaissance du principe général présentée par les Distributeurs, ferait en sorte, à mon avis, que la Régie ferait indirectement ce qu'elle ne peut faire directement.**

[663] Cela étant dit, il m'apparaît également déterminant de me prononcer sur les motifs de mes collègues quant à leur application de la méthode d'interprétation législative moderne aux dispositions de l'article 5 de la Loi et du Décret, qui leur permet de conclure que les coûts de la Contribution GES constituent des dépenses nécessaires à l'exploitation du réseau de distribution d'électricité.

Interprétation découlant de la considération de l'article 5 et du Décret

[664] À l'instar de mes collègues, je juge qu'il est indéniable que la Loi doit être interprétée de façon large et libérale, conformément au principe moderne d'interprétation, tel que retenu et appliqué par la Cour suprême du Canada, et appliqué par la Régie dans nombre de ses décisions antérieures.

⁴⁴⁰ Dossier R-4060-2018, décision [D-2019-127](#).

⁴⁴¹ Dossier R-4060-2018, décision [D-2019-127](#).

[665] Je note au passage que le législateur québécois a d'ailleurs retenu ce principe moderne d'interprétation en adoptant les articles 41 et 41.1 de la *Loi d'interprétation*⁴⁴².

[666] Bien qu'ayant déjà jugé que la Contribution GES ne peut être assimilée à une dépense nécessaire à la prestation de service et ne peut donc être considérée aux fins de l'établissement du revenu requis pour assurer l'exploitation du réseau, au sens strict du deuxième paragraphe de l'article 49 de la Loi, je suis d'avis, tout comme mes collègues, que le caractère impératif et imminent du contexte dans lequel s'inscrit la Demande justifie que j'examine les bases de ma précédente conclusion à un exercice d'interprétation législative.

[667] En effet, je suis en accord avec mes collègues sur la norme d'interprétation législative à appliquer au présent dossier, qui implique non seulement de tenir compte du libellé des dispositions d'une loi, mais également de son contexte, afin de permettre l'accomplissement de son objet et l'exécution de ses prescriptions selon son véritable sens, esprit et fins. Par contre, j'ai tiré des conclusions différentes de l'application de la Loi au cadre législatif visé en l'instance et sur ses conséquences à l'égard du traitement réglementaire de la Contribution GES.

[668] D'abord, j'estime qu'un enjeu se pose quant à la portée à donner à l'article 5 de la Loi et, plus précisément, à savoir si la prise en compte contextuelle tel que le prescrit notamment cet article, permet à la Régie de modifier l'exercice discrétionnaire de ses pouvoirs tarifaires attribués par la Loi.

[669] En décembre 2016, la *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*⁴⁴³, modifiait l'article 5 de la Loi afin de prévoir que « les objectifs des politiques énergétiques du gouvernement » soient pris en compte par la Régie dans l'exercice de ses fonctions.

[670] La Régie a régulièrement interprété cette disposition de la Loi, en retenant qu'elle n'est pas attributive de compétence, mais qu'elle doit plutôt servir de toile de fond à l'exercice de sa juridiction. Je souscris à l'exposé de mes collègues des différentes décisions de la Régie à ce sujet.

⁴⁴² [RLRQ, c. I-16](#).

⁴⁴³ [LQ 2016, c. 35](#), article 3.

[671] Je retiens particulièrement de la décision D-2022-019⁴⁴⁴ que, bien que la Régie réitérait que cet article n'infère pas d'obligation réglementaire, elle jugeait qu'il s'agissait tout de même d'une disposition déterminante de l'application de la Loi au cadre contextuel prévalant :

« [91] Dépourvu du caractère requis pour inférer des obligations réglementaires, l'article 5 constitue néanmoins une disposition déterminante de la Loi, autour de laquelle la Régie exerce ses fonctions avec le souci de concilier l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable de l'entreprise réglementée. Également, elle doit favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

[92] En effet, comme mentionné précédemment, l'article 5 de la Loi est une toile de fond, un énoncé législatif des préoccupations que la Régie doit avoir en tête dans l'exercice de ses fonctions. Conséquemment, les obligations qui incombent à la Régie en respect de l'article 5 de la Loi s'articule autour des principes de justice naturelle dont, en l'occurrence, la suffisance de la motivation de la Décision ».

[je souligne]

[672] Je juge que les principes modernes d'interprétation législative permettent de considérer, dans l'esprit de l'article 5 de la Loi, que le contexte entourant la volonté exprimée par le gouvernement d'initier une impulsion visant à réduire les émissions de GES par une approche de transition énergétique, est une préoccupation déterminante au présent dossier. Il constitue une assise suffisante pour que la Régie prenne en compte les différents éléments exprimant cette volonté gouvernementale dans le cadre de la Demande.

[673] En effet, je considère que le Décret s'inscrit dans l'orientation de la *Politique énergétique 2030*, du PÉV 2030 et du PMO 2021-2026 et qu'il incite la Régie à exercer ses pouvoirs à l'égard de la Demande dans cette perspective et en respect des politiques énergétiques qu'il invoque.

[674] En ce sens, j'en conclus que la Régie devrait considérer le Décret comme un élément de contexte dont elle doit tenir compte dans l'exercice de sa juridiction lorsqu'elle se questionne sur l'étendue des pouvoirs qui lui sont conférés par sa loi

⁴⁴⁴ Dossier R-4163-2021, décision [D-2022-019](#), p. 34 et 35.

constitutive, au même titre que les éléments pertinents de la *Politique énergétique 2030*, du PÉV 2030 et du PMO 2021-2026.

[675] Par contre, il m'apparaît inconciliable avec l'esprit, la lettre et la finalité de la Loi d'inférer une valeur prépondérante à ces éléments contextuels pour justifier l'élargissement de la portée du pouvoir discrétionnaire de tarification de la Régie hors du cadre réglementaire prescrit.

[676] La Régie a déjà statué par le passé, en respect du principe moderne d'interprétation législative, que l'article 5 de la Loi demeure dépourvu du caractère nécessaire pour être attributif de compétence et, conséquemment, que la prise en compte des éléments contextuels prévus à cet article, ne permet pas d'élargir la portée du cadre réglementaire prévu par la Loi.

[677] D'ailleurs, je suis d'avis que, en se livrant à un exercice d'interprétation législative moderne et contextuelle, la Régie doit ajouter aux éléments de contexte factuels indiqués précédemment qui doivent être pris en compte en vertu de l'article 5 de la Loi, certains autres éléments contextuels que je juge pertinents pour refléter l'intention du législateur.

[678] À ce titre, il m'apparaît que certains éléments déterminants du contexte législatif, en l'occurrence la sanction de deux lois modificatives, postérieures à 2016, sont venus changer drastiquement le cadre réglementaire visant HQD en modifiant, d'une part, la teneur de certaines compétences attribuées à la Régie⁴⁴⁵ et, d'autre part, la portée des pouvoirs tarifaires qu'elle exerce⁴⁴⁶.

[679] Sans aborder l'enjeu des impacts de ces modifications législatives sur le régime tarifaire applicable à HQD, je souligne néanmoins que la teneur des représentations faites à la Régie dans le présent dossier témoigne de cette disparité entre les régimes tarifaires des Distributeurs et de l'acuité de cet enjeu dans la délimitation du cadre réglementaire de référence applicable au distributeur d'électricité.

[680] Je juge que les récentes modifications législatives sont pertinentes dans l'appréciation du contexte factuel applicable au dossier. À mon avis, elles doivent être considérées prépondérantes dans l'interprétation dynamique de l'intention du législateur et

⁴⁴⁵ *Loi visant principalement la gouvernance efficace de la lutte contre les changements climatiques et à favoriser l'électrification*, LQ 2020, c. 19.

⁴⁴⁶ *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*, LQ 2019, c. 27.

inciter la Régie à faire preuve de circonspection dans l'exercice de pouvoirs discrétionnaires implicites, fondés sur des éléments du contexte factuel large, mobile et évolutif.

[681] En effet, il convient de rappeler que la Régie, en tant que tribunal administratif, possède une compétence d'attribution qui lui est dévolue par sa loi constitutive, tel qu'elle l'a confirmé à plusieurs reprises⁴⁴⁷.

[682] Or, ni le Décret, ni la *Politique énergétique 2030*, non plus que le PÉV 2030 et son PMO 2021-2026 ne sauraient se substituer à un acte du législateur qui viendrait élargir, par une modification législative, cette compétence d'attribution.

[683] En conséquence, je suis en désaccord avec les motifs de mes collègues dans leur interprétation de la Loi et je réitère que la Régie ne peut, en conformité avec son cadre législatif, reconnaître le principe général tarifaire, tel que demandé par HQD.

14.3 PRINCIPE GENERAL DEMANDE PAR ÉNERGIR

[684] Par contre, bien que je sois en désaccord avec les conclusions auxquelles mes collègues arrivent à la section 10.2 de la présente décision, compte tenu des motifs qui suivent, je souscris favorablement à la demande d'Énergir d'énoncer un principe général tarifaire.

[685] De prime abord, en ce qui a trait à la demande Énergir, je juge qu'il n'est pas nécessaire de reconnaître le principe selon lequel la Contribution GES, ainsi que sa méthode d'établissement, telle que détaillée à la pièce B-0034⁴⁴⁸, puissent être considérées aux fins de l'établissement du revenu requis d'Énergir pour la fixation de ses tarifs pour que cette contribution, qui découle de l'Entente de collaboration entre les Distributeurs, puisse être intégrée, par Énergir, comme compte à recevoir de la part d'HQD.

[686] À mon avis, la situation d'Énergir ne présente pas le même enjeu que celle d'HQD. L'Entente de collaboration prévoit qu'Énergir reçoit un revenu autre en réduction des coûts

⁴⁴⁷ Notamment, dans les décisions [D-2005-38 \(dossier P-210-38R\)](#), [D-2013-052](#) (P-110-2370), [D-2017-101](#) (P-110-3193) et [D-2017-112](#) (P-110-3170).

⁴⁴⁸ [Pièce B-0034](#), p. 43 à 46.

d'exploitation de son réseau de distribution de gaz naturel. Dans la mesure où l'Entente mettant en œuvre l'Offre biénergie va de l'avant, les revenus perçus serviront à éviter que les tarifs ne prévoient des taux plus élevés que nécessaire pour permettre de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, afin de maintenir la stabilité financière d'Énergir ainsi que l'opération et le développement normal de son réseau de distribution gazier.

[687] De plus, le régime réglementaire en matière de tarification applicable à Énergir diffère de celui d'HQD. Cela fait en sorte qu'annuellement, la Régie sera en mesure de constater le montant de la Contribution GES que recevra Énergir au moment de son dossier tarifaire, que le principe général soit reconnu ou non pour l'un ou l'autre des Distributeurs.

[688] Tout en rappelant ce que mes collègues mentionnent aux paragraphes 560 à 572 de la présente décision, **je suis d'avis qu'un principe général tarifaire n'est ni indispensable ni nécessaire, pour permettre à Énergir de mettre en œuvre l'Entente de collaboration, puisqu'il ne s'agit, en fait, que d'un revenu supplémentaire qui sera constaté par la Régie lors des dossiers tarifaires et de rapports annuels pour compenser les conversions réalisées.**

[689] Cependant, dans la mesure où la reconnaissance du principe général tarifaire demandé est en phase avec le régime tarifaire réglementaire prévu par la Loi et que la conclusion recherchée par Énergir favoriserait un traitement réglementaire efficient, je suis favorable à cette conclusion recherchée.

14.4 LES NOUVEAUX BATIMENTS

[690] De façon incidente, malgré le fait que je juge qu'il ne soit pas possible d'accueillir le Principe d'HQD, j'exprime une opinion divergente de celle de mes collègues quant à l'interprétation à donner à l'expression « *clients actuels* » contenue dans le Décret.

[691] Étant donné mon opinion dissidente sur le traitement de la demande principale d'HQD, je n'ai pas à me prononcer sur le contenu des sections 5, 6, 8, 9 et 10 de la présente décision. Cela étant dit, la présente section constitue une exception et sera la seule opinion que j'énoncerai sur ces éléments.

[692] À l’instar des positions du GRAME, que l’on retrouve aux paragraphes 199 et 200 de la présente décision, du ROÉÉ que l’on retrouve à son paragraphe 205 et du RNCREQ, à son paragraphe 204, il m’apparaît que l’admissibilité des nouveaux bâtiments résidentiels à l’Offre biénergie n’est pas compatible avec les objectifs de réduction de GES du PÉV 2030 et de la Politique énergétique 2030. L’Offre biénergie a pour objectif de réduire les GES jusqu’en 2030 et vise, par la suite, la carboneutralité, alors que le développement du réseau gazier, en incluant les nouveaux bâtiments, n’aurait pas cet effet et irait ainsi à l’encontre des objectifs du PÉV 2030.

[693] Il est vrai que le PÉV 2030 n’encourage pas explicitement l’expansion du réseau gazier, tout comme il n’est mentionné nulle part que le gaz naturel doit disparaître. On y fait plutôt mention de réduction de la demande et de verdissement du réseau, notamment.

[694] D’ailleurs, le PÉV 2030 indique que « [l]es énergies fossiles, dont le gaz naturel et le pétrole, feront encore partie du portrait énergétique québécois en 2030. La réduction de la demande – par la conversion vers les énergies renouvelables, en particulier par l’électrification, par la conception efficace des projets et par l’efficacité énergétique – contribuera toutefois à diminuer la place qu’elles occupent »⁴⁴⁹.

[695] Lors de l’audience, les Distributeurs ont affirmé qu’il n’est pas impossible que certains clients qui auraient choisi le TAÉ, pourraient entendre parler de la biénergie et alors choisir cette option. Selon les Demanderesses, il s’agit toutefois de cas très limités. Or, la preuve à cet égard est insuffisante.

[696] Contrairement à l’opinion de mes collègues que l’on retrouve au paragraphe 213 de la présente décision et pour les motifs énoncés ci-dessus, je juge que l’expression « clients actuels » utilisée dans le Décret vise les clients existants d’Énergir, au moment de l’édiction du Décret et que cette intention devrait se refléter dans l’Entente de collaboration, au moment du calcul de la Contribution GES.

14.5 AUTRES OPTIONS

[697] Je juge important de rappeler que le fait de ne pas reconnaître le Principe d’HQD ne remet en cause ni l’Offre biénergie, ni l’Entente de collaboration, ni même la Contribution

⁴⁴⁹ [Politique-cadre d’électrification et de changements climatiques, le Plan pour une économie verte 2030](#), p. 15.

GES qui en découle. D'ailleurs, comme le mentionne HQD en audience, il « *aurait pu dès maintenant commencer la commercialisation de l'Offre, en procédant uniquement à une demande lors du prochain dossier tarifaire de 2025* »⁴⁵⁰.

[698] Par ailleurs, la démonstration du caractère juste et raisonnable du montant de la Contribution GES et de son intégration aux revenus requis sera à refaire à chaque dossier tarifaire, comme le mentionne mes collègues au paragraphe 526 de la présente décision, sans égard à l'énonciation du principe général tarifaire demandé.

[699] L'intention des Distributeurs, par leur Demande, d'informer la Régie en amont du déploiement de l'Offre biénergie et de se voir, en quelque sorte, rassurés de la réception que la Régie leur accorderait, ne suffit pas à donner à la présente décision une portée excédant ce que prévoit la Loi.

[700] En effet, l'énoncé d'un principe général tarifaire, tel que prescrit, ne saurait être assimilé à l'exercice prescrit par la Loi à l'égard des investissements de certains assujettis, lesquels requièrent une autorisation préalable de la Régie avant d'être engagés. Je souligne d'ailleurs que la Demande ne vise ni une autorisation, ni une quelque autre approbation que ce soit, de l'Offre biénergie, de l'Entente de collaboration ou de la Contribution GES.

[701] La reconnaissance d'un principe général, en vertu de l'article 32 de la Loi, ne peut être assimilée à une autorisation et ne procure en rien le bénéfice de la présomption « d'utile et prudemment acquis » découlant d'une demande visée par le régime d'autorisation prévu à l'article 73 de la Loi.

[702] En conséquence, je suis d'avis qu'HQD aurait pu attendre l'examen du prochain dossier tarifaire lors duquel la Régie aurait eu à étudier la ligne de coût « Contribution GES » et à décider de la reconnaître, ou non, dans le revenu requis de HQD, aux fins de la fixation de ses tarifs, en ayant le bénéfice d'avoir le portait complet de tous les tarifs et de leurs impacts réels.

[703] Une autre option qui s'offrait à HQD aurait été de faire des représentations auprès du Gouvernement pour l'inciter à déposer un changement législatif comme ce fût le cas pour l'électrification des services de transport collectif et pour l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques. En effet, ces projets ont donné lieu à

⁴⁵⁰ Pièce [B-0095](#), par. 12 et 13.

des modifications à l'article 52.1 et à l'ajout de l'article 52.1.2 de la Loi ainsi qu'à des modifications à d'autres lois connexes. Comme je le mentionne précédemment, en attendant ce changement, rien n'aurait empêcher les deux Distributeurs de mettre en œuvre l'Entente de collaboration, selon leur cadre réglementaire respectif.

14.6 PROCESSUS DE REDDITION DE COMPTES

[704] En terminant, je veux revenir sur le processus de reddition de compte exposé par la Régie au paragraphe 137 et qui mène au suivi énoncé au paragraphe 275 et repris au Tableau 16. Malgré les réponses fournies par les Distributeurs aux question de la Régie en audience, je les invite à faire preuve de proactivité et de rigueur et à informer la Régie, en temps opportun, sur le processus de reddition de comptes qu'ils comptent mettre en place avec le MELCC afin que les bénéfices de l'Offre biénergie soient comptabilisés dans l'effort de réduction de GES du Québec. Je rappelle que des suivis annuels sont prévus au PÉV 2030 et au PMO 2021-2026 en vertu de la Loi sur la qualité de l'Environnement⁴⁵¹ et qu'il servent de référence afin d'ajuster les actions, le cas échéant et sont publiés dans l'*Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre* tel que l'indique les Distributeurs⁴⁵².

[705] Par ailleurs, comme le soulignent les Distributeurs, la mise en place d'un ensemble de mesures de soutien provenant tant des distributeurs que du gouvernement par le biais du SITÉ, est requise pour rendre la conversion vers la biénergie financièrement intéressante pour les clients. En l'absence d'une ou plusieurs des mesures de soutien présentées dans la preuve des Distributeurs, les taux de conversion à la biénergie souhaités pourraient devoir être revus à la baisse, affectant ainsi les réductions d'émissions de GES liées à cette mesure du PÉV 2030⁴⁵³.

[706] Or, dans le présent dossier et comme l'ont relevé certains intervenants, les Distributeurs n'ont pas fourni un portrait du coût complet de la réduction des émissions de GES associée à l'Offre biénergie.

[707] Je soumets qu'une reddition de comptes conforme au cadre réglementaire du MELCC applicable à un organisme public tel qu'Hydro-Québec, serait utile, à cet égard, non seulement aux fins des suivis annuels prévus au PÉV 2030 et au PMO 2021-2026, mais

⁴⁵¹ RLRQ c. Q-2, notamment les articles 46,3, 46,4, 46,17 et 46,18.

⁴⁵² Pièce [B-0066](#), p. 9, R.3.3.

⁴⁵³ Pièce [B-0093](#), p. 8.

aussi dans le cadre du prochain dossier tarifaire d'HQD, puisqu'elle permettrait de justifier le caractère raisonnable des coûts engagés dans la mise en œuvre de l'Offre biénergie par Hydro-Québec dans ses activités de distribution.

[708] **Considérant ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande des Distributeurs;

RECONNAÎT le principe général selon lequel la contribution pour la réduction des gaz à effet de serre, ainsi que sa méthode d'établissement, telle que détaillée à la section 8.2 de la pièce B-0034, doivent être considérés aux fins de l'établissement du revenu requis d'HQD pour la fixation de ses tarifs;

RECONNAÎT le principe général selon lequel la contribution pour la réduction des gaz à effet de serre, ainsi que sa méthode d'établissement, telle que détaillée à la section 8.2 de la pièce B-0034, doivent être considérés aux fins de l'établissement du revenu requis d'Énergir pour la fixation de ses tarifs;

APPROUVE les modifications proposées par HQD à l'article 8.1 des *Conditions de service* et lui demande de déposer un nouveau texte des *Conditions de service* reflétant ces modifications, en versions française et anglaise, au plus tard **le 2 juin 2022 à 12 h;**

PREND ACTE des traitements comptable et réglementaire qui seront implantés par Énergir à la suite du déploiement de l'Offre biénergie;

APPROUVE les modifications proposées par Énergir à l'article 15.2.4 des *Conditions de service et Tarif* et lui demande de déposer un nouveau texte des *Conditions de service et Tarif* reflétant ces modifications, en versions française et anglaise, au plus tard **le 2 juin 2022 à 12 h;**

DEMANDE aux Distributeurs de déposer les suivis réglementaires identifiés au tableau 16 la présente décision;

ORDONNE aux Distributeurs de se conformer à tous les autres éléments décisionnels de la présente décision.

Louise Rozon
Régisseur

François Émond
Régisseur

Pierre Dupont
Régisseur

ANNEXE

LR _____

FÉ _____

PD _____

LEXIQUE

CS	Conditions de service
CST	Conditions de service et Tarifs
CFR	compte de frais reportés
DDR	Demande de renseignements
GES	gaz à effet de serre
GWh	gigawattheure
HQD	Hydro-Québec Distribution
MELCC	ministère de l'Environnement et de la Lutte aux changements climatiques
MW :	Mégawatt
PGÉE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission
PMO	Plan de mise en œuvre
PRI	période de récupération de l'investissement
PUEÉ-RA	Programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes
SITÉ	Secteur de l'innovation et de la transition énergétique
SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission
T&D	Transport et distribution
TAÉ	tout à l'électricité
TARIF DT	tarif destiné aux clients disposant d'un système de chauffage biénergie (électricité et gaz naturel)
TNT	test de neutralité tarifaire
UDT	unifamiliales duplex et triplex