

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) SUR LA DEMANDE
RELATIVE AUX MESURES DE SOUTIEN À LA DÉCARBONATION DU CHAUFFAGE DES BÂTIMENTS**

CADRE RÉGLEMENTAIRE

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0003](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 5.

Préambule :

(i) Les conclusions recherchées par les Demanderesses pour la phase 1 visent entre autre des modifications aux Conditions de services d'Hydro-Québec et aux Conditions de service et Tarif d'Énergir, ainsi que la reconnaissance d'une méthode d'établissement de la contribution pour la réduction des GES, aux fins de l'établissement du revenu requis pour la fixation des tarifs d'HQD et d'Énergir.

La Régie note que la phase 1 de la Demande est déposée en vertu des articles 31 al. 1 (1^o), 31 al. 1 (5^o) et 32 (3^o) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi) et qu'une phase 2 portera sur la fixation d'un nouveau tarif biénergie pour la clientèle commerciale et institutionnelle.

(ii) Au soutien de leur Demande, les Demanderesses invoquent notamment le décret no. 874-2021 du gouvernement, édicté en vertu des articles 49 (10^o) et 52.1 de la Loi, lesquels prévoient que lorsque la Régie fixe ou modifie des tarifs, elle doit tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que ce dernier lui indique :

« Comme en fait foi le décret de préoccupations économiques, sociales et environnementales n o 874-2021 pris par le Gouvernement (le Décret) , une de ces mesures vise à réduire de 50 % les émissions de GES issues du chauffage des bâtiments d'ici 2030 en misant sur la collaboration des deux principaux distributeurs d'énergie du Québec soit, Énergir, s.e.c. (Énergir) et Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (Hydro-Québec Distribution ou HQD) (les Distributeurs) afin de créer une offre concertée de biénergie électricité – gaz naturel (l'Offre). Afin de donner suite aux objectifs du Gouvernement émis dans ses politiques énergétiques et conformément au Décret, les Distributeurs soumettent dans le présent dossier une demande à la Régie de l'énergie (la Régie) visant à permettre la mise en place de l'Offre et en assurer le succès. »

Demandes :

- 1.1 Veuillez déposer le décret no. 874-2021 du 23 juin 2021.
- 1.2 Considérant les références (i) et (ii), veuillez préciser l'ensemble des dispositions législatives en vertu desquelles la Demande est déposée? Veuillez, le cas échéant, déposer une demande amendée.

RÉSUMÉ DES IMPACTS POUR LES DISTRIBUTEURS

2. **Références :** (i) Pièce [B-0005](#), p. 41 et 42;
(ii) Pièce [B-0005](#), p. 40.

Préambule :

(i) « En incluant la Contribution GES, l'impact du scénario biénergie sur les tarifs est celui présenté au Tableau 41 pour Énergir et au Tableau 42 pour HQD. La Contribution GES pour l'année 2025 a été évaluée sur la base d'un rythme de conversion linéaire de 1/15^e du potentiel par année sur la période. »

TABLEAU 41 :
IMPACT TARIFAIRE ESTIMÉ DU SCÉNARIO BIÉNERGIE
EN INCLUANT LA CONTRIBUTION GES POUR ÉNERGIR
(M\$)

	2025	2030
Manque à gagner avant Contribution GES	43	106
Contribution GES	34	85
Manque à gagner après Contribution GES	8	21
Manque à gagner après Contribution GES (\$₂₀₂₂)	8	18
Revenus requis 2022	2 020	
Impact tarifaire cumulé	0,4 %	0,9 %

TABLEAU 42 :
IMPACT TARIFAIRE ESTIMÉ DU SCÉNARIO BIÉNERGIE
EN INCLUANT LA CONTRIBUTION GES POUR HYDRO-QUÉBEC
(M\$)

	2025	2030
Manque à gagner avant Contribution GES	10	134
Contribution GES	34	85
Manque à gagner après Contribution GES	44	219
Manque à gagner après Contribution GES (\$₂₀₁₉)	39	176
Revenus requis 2019	12 284	
Impact tarifaire cumulé	0,3 %	1,4 %

(ii) « Comme énoncé à l'Introduction, les Distributeurs ont convenu d'un partage entre eux des coûts associés à 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. L'Entente convenue à cet effet entre les deux Distributeurs détaille les modalités d'application de ce partage.

L'Entente traduit la volonté énoncée par le Gouvernement au Décret à cet effet :

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

Le partage se matérialise à travers le versement par HQD d'une somme à Énergir, soit la Contribution GES. » [nous soulignons]

Demandes :

- 2.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles l'impact tarifaire 2030 (scénario biénergie) de 1,4 % pour la clientèle de HQD est supérieur à celui de 0,9 % pour la clientèle d'Énergir. Veuillez expliquer et quantifier les composantes de l'écart.
- 2.2 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles l'impact tarifaire 2030 (en %), incluant la Contribution GES de 85 M\$, de HQD et d'Énergir ne sont pas les mêmes pour les deux Distributeurs, afin de traduire la volonté énoncée par le Gouvernement « d'équilibrer l'impact tarifaire entre les clients des deux distributeurs ». Veuillez élaborer.
- 2.3 Veuillez déposer les tableaux 41 et 42, pour chacune des années 2022 à 2030.
- 2.4 Veuillez déposer les tableaux 41 et 42, pour chacune des années 2022 à 2030, en fournissant également le détail par type de clients (résidentiel, commercial, institutionnel et industriel).
- 2.5 Veuillez déposer l'analyse économique qui vise la conversion de la clientèle résidentielle uniquement.

COÛTS PRIS EN COMPTE DANS LES IMPACTS FINANCIERS

3. **Références :**
 - (i) Pièce [B-0006](#), p. 7;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 42;
 - (iii) Pièce [B-0006](#).

Préambule :

(i) « Afin d’inciter les clients à adhérer à l’Offre, 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 celle-ci vise la mise en place de la biénergie.

L’impact financier de cette modification aux CS est estimé à environ 9 M\$ par année. Ce montant est établi sur la base d’un potentiel annuel d’environ 4 000 clients, sur une période de 10 ans, qui auront à modifier leur installation électrique. Ces clients devraient assumer ainsi les frais d’intervention sur le réseau de 360 \$ et, 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. »
[nous soulignons]

(ii) HQD présente au tableau 42, l’impact du scénario biénergie sur les tarifs en incluant la Contribution GES.

TABLEAU 42 :
IMPACT TARIFAIRE ESTIMÉ DU SCÉNARIO BIÉNERGIE
EN INCLUANT LA CONTRIBUTION GES POUR HYDRO-QUÉBEC
(M\$)

	2025	2030
Manque à gagner avant Contribution GES	10	134
Contribution GES	34	85
Manque à gagner après Contribution GES	44	219
Manque à gagner après Contribution GES (\$₂₀₁₉)	39	176
Revenus requis 2019	12 284	
Impact tarifaire cumulé	0,3 %	1,4 %

(iii) HQD présente les « Mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments ». Cette pièce déposée en preuve vise la clientèle résidentielle seulement. Outre son offre tarifaire, HQD dresse aux chapitres 2.2 et 2.3, un portrait global des mesures commerciales qui accompagnent l’Option, notamment pour l’acquisition des équipements de chauffage efficace et en ce qui a trait aux travaux pouvant toucher le raccordement du client.

Demandes :

- 3.1 Veuillez indiquer si l'impact financier de 9 M\$ par année sur une période de 10 ans (90 M\$) est pris en compte dans le calcul de l'impact tarifaire estimé du scénario biénergie pour HQD (tableau 42). Veuillez expliquer.
- 3.2 Veuillez indiquer si tous les coûts associés au scénario biénergie sont pris en compte au tableau 42 de HQD. Veuillez déposer un sommaire des revenus additionnels (en M\$) et de tous les coûts associés au scénario biénergie, par composante, pour chacune des années de la période 2022-2030.
- 3.3 Veuillez indiquer les charges capitalisables associés au scénario biénergie, par composante, pour chacune des années de la période 2022-2030.
- 3.4 Considérant la référence (iii), veuillez confirmer que les programmes commerciaux présentés aux chapitres 2.2 et 2.3 de la pièce B-0006 concernent la clientèle résidentielle seulement. Si oui, veuillez préciser si d'autres programmes commerciaux seront présentés en phase 2 pour les clients commerciaux et institutionnels.
- 3.5 Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de la Régie à l'effet que les coûts des programmes commerciaux présentés n'ont pas été pris en considération dans le calcul de l'impact tarifaire pour HQD. Veuillez élaborer.

MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DE LA CONTRIBUTION GES

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), Annexe B, p. 2;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 12;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), Annexe C, p. 3.

Préambule :

- (i) Le tableau B1 montre une fiche synthèse de la méthodologie de calcul de la Contribution GES :

«

Calcul de la Contribution GES (article 7.7)	Étape 1 : Consommation de référence Volume total annuel de gaz naturel (m ³), normalisé pour la température, des trois dernières années de consommation complète de l'adresse de service du client. Pour les nouveaux bâtiments, la consommation historique est remplacée par une estimation.
	Étape 2 : Montant provisoire de la Contribution GES $= \text{Consommation de référence} \times \text{Taux applicables à la Consommation de référence}$ Les taux applicables sont définis à l'annexe 1 de l'Entente.
	Étape 3 : Premier versement $= \frac{\text{Montant provisoire}}{2}$ L'année d'adhésion, le Premier versement est ajusté pour tenir compte du moment de la conversion.
	Étape 4 : Montant final de la Contribution GES $\text{Volume converti} = \text{Consommation de référence} - \text{Consommation réelle}$ où la <i>Consommation réelle</i> représente le volume total, normalisé pour la température, observé pour l'année visée. $\text{Montant final} = \text{Volume converti} \times \text{Taux applicables au Volume converti}$ Les taux applicables sont définis à l'annexe 2 de l'Entente.
	Étape 5 : Second versement $= \text{Montant final} - \text{Premier versement}$

»

(ii) « Une fois la clientèle cible définie, le nombre de clients et les volumes de consommation normalisés correspondant à cette définition ont été déterminés. Les balises définies à la sous-section 3.1.1 ont été appliquées sur une base de volumes représentant la moyenne des années 2017 à 2019. Une moyenne de trois années récentes permet d'éliminer les impacts d'effets ponctuels dans la consommation des clients. L'année 2020 a été exclue en raison de son contexte particulier de pandémie. »

(iii) « Afin de déterminer le Montant final, le Volume converti est réparti entre les différents paliers du Tableau 44 en fonction des paliers utilisés pour répartir la Consommation de référence, en commençant par le palier le plus élevé. En effet, le Montant final doit refléter la perte de revenu réelle d'Énergir. Or, les Volumes convertis sont perdus par Énergir à la marge, donc en commençant par les paliers les plus élevés. »

Demandes :

4.1 Étape 1 : Veuillez indiquer quelles sont les trois dernières années de consommation complète utilisées pour l'année 2022. Veuillez faire le lien avec la référence (ii) et élaborer sur les impacts du contexte particulier du télétravail, post-pandémie.

- 4.2 Étapes 1 et 4 : Veuillez justifier que la Consommation de référence et la Consommation réelle sont basées sur le volume total normalisé pour la température, notamment pour la consommation réelle.
- 4.3 Étape 4 : Veuillez expliquer les « *Volumes convertis sont perdus par Énergir à la marge, donc en commençant par les paliers les plus élevés* » (référence (iii)).
5. **Références :** (i) Pièce [B-0005](#), p. 45;
(ii) Pièce [B-0005](#), p. 44.

Préambule :

(i) « *Aux fins du calcul du montant final, les Distributeurs établissent d'abord l'écart entre la Consommation de référence et le volume de gaz naturel consommé par le client au cours de l'année (le Volume converti). Le Volume converti est multiplié par les taux unitaires, exprimés en ¢/m³, présentés au Tableau 44. Ces taux sont calibrés pour tenir compte du fait qu'ils sont applicables au volume de gaz naturel converti. Ils sont plus élevés que ceux applicables à la Consommation de référence puisqu'ils visent uniquement la fraction de cette dernière convertie à l'électricité.*

Encore une fois, les taux convenus entre les Distributeurs ont été fixés en prenant comme point 3 de départ les taux de distribution, transport et équilibrage présentés à la Cause tarifaire 2021-2022 d'Énergir et en appliquant sur chacun de ces taux le même facteur d'ajustement. Ce facteur d'ajustement est calibré de façon à s'assurer que l'application de la grille aux volumes de gaz naturel convertis permet bien d'obtenir 85 M\$₂₀₃₀ en 2030.

TABLEAU 44 :
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

Aux fins de l'application de ces taux, la répartition du Volume converti entre les différents paliers doit se faire en tenant compte de la répartition de la Consommation de référence, en commençant par le palier le plus élevé. En effet, la Contribution GES doit refléter la perte de revenus d'Énergir. Or, cette dernière découle de la perte des m³ de gaz naturel consommés à la marge. Pour cette raison, le calcul de la Contribution GES se fait en partant du dernier palier atteint par le client visé, puis sur les paliers inférieurs jusqu'à l'allocation de l'ensemble du Volume converti. »

[nous soulignons]

(ii) « Les taux convenus entre les Distributeurs ont, quant à eux, été fixés en prenant comme point de départ les taux de distribution, de transport et d'équilibrage présentés à la Cause tarifaire 2021-2022 d'Énergir et en appliquant sur chacun de ces taux le même facteur d'ajustement.

Le facteur d'ajustement tient compte de la croissance des volumes et de l'inflation d'ici 2030 et permet de s'assurer que l'application de la grille aux volumes de gaz naturel des clients visés en 2030 par la conversion à la biénergie permet bien d'obtenir 85 M\$₂₀₃₀ en 2030.

TABLEAU 43 :
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

»

Demandes :

- 5.1 Veuillez expliquer les taux unitaires calibrés à la hausse et applicables au Volume converti : « Le Volume converti est multiplié par les taux unitaires, exprimés en ¢/m³, présentés au Tableau 44. Ces taux sont calibrés pour tenir compte du fait qu'ils sont applicables au volume de gaz naturel converti. Ils sont plus élevés que ceux applicables à la Consommation de référence puisqu'ils visent uniquement la fraction de cette dernière convertie à l'électricité ».
- 5.2 Veuillez expliquer et fournir le détail des calculs des taux unitaires du palier 2 comme exemple :
 - Taux du tarif D₁ d'Énergir : à compléter;
 - Taux applicables à la Consommation de référence (tableau 43) : 14,213 ¢₂₀₂₂/m³;
 - Taux applicables au Volume converti (tableau 44) : 21,553 ¢₂₀₂₂/m³.
- 5.3 Veuillez confirmer ou infirmer que les taux applicables identifiés aux Tableaux 43 et 44, respectivement aux références (ii) et (i), seront indexés à l'inflation au cours de la période 2022 à 2030. Le cas échéant, veuillez déposer un tableau présentant les taux applicables, par palier, pour l'ensemble de la période 2022 à 2030.

- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0003](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), Annexe A, p. 3 et 4;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), Annexe A, p. 11;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), p. 43 à 45.

Préambule :

(i) « *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 ;* »

(ii) « *e. « Deuxième période d'adhésion » signifie une période de quatre (4) ans débutant le 1^{er} janvier 2027 et se terminant le 31 décembre 2030.*

f. « Première période d'adhésion » signifie une période de cinq (5) ans débutant le 1^{er} janvier 2022 et se terminant le 31 décembre 2026.

[...]

3.2 L'Entente prévoit notamment les modalités relatives à la Contribution GES applicable à l'égard des clients ayant choisi la Biénergie pendant la Première période d'adhésion. L'Entente prévoit également que les Parties pourront convenir des paramètres applicables à une Deuxième période d'adhésion. » [nous soulignons]

(iii) « **12. MODALITÉS RELATIVES À LA DEUXIÈME PÉRIODE D'ADHÉSION**

12.1 Les Parties s'engagent à entreprendre des discussions à compter de janvier 2026 relativement à la Deuxième période d'adhésion.

12.2 Si les Parties conviennent de poursuivre le Projet pour une Deuxième période d'adhésion, leurs discussions tiendront compte des paramètres suivants : tout changement de loi ou de règlement ayant un impact important sur l'Entente, l'évolution des tarifs de distribution d'électricité d'Hydro-Québec et des tarifs de distribution de gaz naturel d'Énergir, l'évolution des coûts du Projet, l'évolution du prix de la tonne d'émission de GES, l'évolution des coûts d'approvisionnement en électricité en énergie et en puissance et du plan d'approvisionnement en électricité d'Hydro-Québec et du plan d'approvisionnement en gaz naturel d'Énergir, les conversions réalisées par rapport aux prévisions et l'atteinte des objectifs du PEV ou l'évolution ou la mise à jour du PEV et de son PMO.

12.3 Les Parties conviendront d'une entente pour refléter les modalités applicables à la Deuxième période d'adhésion, le cas échéant. » [nous soulignons]

(iv) À la référence (iv), les Distributeurs décrivent le mode de calcul de la Contribution GES et présentent notamment les Tableaux 43 et 44, indiquant respectivement les taux applicables à la consommation de référence et les taux applicables au volume converti. Pour ces deux tableaux, les Distributeurs précisent que *« les taux convenus entre les Distributeurs ont été fixés en prenant comme point de départ les taux de distribution, transport et équilibrage présentés à la Cause tarifaire 2021-2022 d'Énergir et en appliquant sur chacun de ces taux le même facteur d'ajustement. Ce facteur d'ajustement est calibré de façon à s'assurer que l'application de la grille aux volumes de gaz naturel convertis permet bien d'obtenir 85 M\$₂₀₃₀ en 2030. »* [nous soulignons]

Demandes :

- 6.1 Considérant la référence (ii), veuillez confirmer, ou infirmer la compréhension de la Régie à l'effet que les taux applicables utilisés pour déterminer la Contribution GES présentés à la référence (iv) seraient appliqués aux volumes des clients adhérant au tarif biénergie entre le 1^{er} janvier 2022 et le 31 décembre 2026. Veuillez élaborer.
- 6.1.1. Pour les volumes des clients adhérant au tarif biénergie entre le 1^{er} janvier 2022 et le 31 décembre 2026, veuillez préciser si les Distributeurs prévoient utiliser les mêmes taux applicables au-delà du 31 décembre 2026.
- 6.2 Considérant la référence (iii), veuillez préciser les taux applicables utilisés pour déterminer la Contribution GES présentés à la référence (iv) relatives aux volumes des clients adhérant au tarif biénergie entre le 1^{er} janvier 2027 et le 31 décembre 2030. Veuillez élaborer.
- 6.3 Considérant la référence (iii), veuillez indiquer si les taux applicables utilisés pour déterminer la Contribution GES entre le 1^{er} janvier 2027 et le 31 décembre 2030 pourraient permettre d'obtenir un montant différent du montant de 85 M\$₂₀₃₀ mentionné à la référence (iv).
- 6.4 En fonction de vos réponses aux trois questions précédentes, veuillez élaborer sur la portée temporelle du dispositif indiqué à la référence (i).

TRAITEMENT COMPTABLE

7. **Références :** (i) Pièce [B-0007](#), p. 7;
(ii) Pièce [B-0005](#), p. 43.

Préambule :

- (i) Énergir indique que :

« [...] l'encaissement de la Contribution GES en deux versements (voir la section 8.2 de la pièce HQD-Énergir-1, document 1) aura un impact sur le calcul de l'encaisse réglementaire, qui sera prise en compte dans l'étude du lead-lag présentée au rapport annuel 2021-2022, ainsi que dans

les causes tarifaires subséquentes. Dans un souci de simplification et afin d'exposer les effets prépondérants de la biénergie sur les causes tarifaires et les rapports annuels, l'impact sur l'encaisse réglementaire n'a pas été pris en compte dans les exemples de traitement des sections 3.1 à 3.3. »

(ii) Les principes généraux :

« Une fois le montant de base déterminé, les Distributeurs se sont entendus sur une grille de calcul de la compensation permettant d'obtenir, en 2030, le montant de 85 M\$ convenu si les volumes de conversion correspondent bien à ceux prévus.

Comme mentionné précédemment, la Contribution GES vise à équilibrer l'impact tarifaire pour les clients des Distributeurs. Cette contribution est directement liée au volume de gaz naturel converti à l'électricité. Pour cette raison, la Contribution GES versée annuellement par HQD sera tributaire de ce volume. 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.

[...]

Les Distributeurs ont également déterminé que la Contribution GES serait versée en deux temps : un premier versement permettant de couvrir la période de facturation comprise entre le 1er janvier et le 30 juin de l'année civile en cours (Premier versement) et un deuxième permettant de refléter la conversion réelle des volumes des clients au cours de la dernière année (du 1er janvier au 31 décembre) (Second versement). Cette approche en deux temps permet à Énergir de percevoir en cours d'année une partie de la Contribution GES. »

Demandes :

- 7.1 Veuillez quantifier l'impact sur les tarifs de la Contribution GES au montant total de 85 M\$ prise en compte dans l'encaisse réglementaire de la base de tarification d'Énergir.
- 7.2 Veuillez indiquer le traitement comptable et réglementaire de la Contribution GES pour HQD. Veuillez quantifier l'impact sur les tarifs de la Contribution GES au montant total de 85 M\$.
- 7.3 Veuillez indiquer le traitement comptable d'une Contribution GES pour une entreprise réglementée, selon les US GAAP. Veuillez déposer l'extrait de la norme.
- 7.4 Veuillez indiquer le traitement comptable d'une Contribution GES pour une entreprise non réglementée, selon les US GAAP. Veuillez déposer l'extrait de la norme.

8. Référence : Pièce [B-0007](#), p. 8 et 9.

Préambule :

« Dans sa décision D-2019-141, la Régie a autorisé Énergir à mettre en place un mécanisme de découplage des revenus de distribution pour les années tarifaires 2019-2020 à 2021-2022. Tous les écarts de revenus entre les revenus projetés et les revenus générés réels sont donc retournés à la clientèle.

Parmi les avantages identifiés par Énergir, une telle mécanique permet au distributeur 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. Étant donné que l'Offre découle des objectifs fixés par le Plan pour une économie verte 2030, et dans la mesure où la Régie autorise le distributeur à reconduire le mécanisme de découplage au-delà de l'année 2021-2022, l'écart financier relatif à la biénergie sur le service de distribution sera intégré au compte de frais reportés (CFR) de découplage des revenus, pour être remis/récupéré des clients dans les tarifs futurs ». [nous soulignons]

Demande :

8.1 Advenant le cas où la Régie n'autorisait pas de mécanisme de découplage des revenus dans les dossiers tarifaires pour l'année 2021-2022 et pour les années ultérieures à l'année 2021-2022, veuillez indiquer le traitement proposé par Énergir de l'écart financier relatif à la l'Offre biénergie sur le service de distribution.

CONTEXTE RELATIF À LA DEMANDE

9. Références :
- (i) Pièce [B-0003](#), p. 2 et 3;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 40, Tableau 40 : Impact net sur les revenus requis (M\$) et sur les émissions de GES (MT. de CO₂ eq.) des scénarios TAE et biénergie;
 - (iii) Dossier R-4008-2017, pièce [B-0174](#), p. 44, Tableau 1-2 – Principales mesures de réduction des émissions de GES par secteur, selon leur coût marginal;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), Annexe A, p. 11.

Préambule :

(i) « 8. Hydro-Québec et Énergir ont collaboré afin d'identifier une solution permettant la décarbonation dans le chauffage des bâtiments à la hauteur de 540 000 tonnes de GES et ainsi donner suite au PEV et au PMO du Gouvernement de façon optimale. Cette solution, à la fois efficace et au meilleur coût pour la société, consiste en la conversion à la biénergie de 100 000

clients d'Énergir utilisant le gaz naturel pour le chauffage des locaux ou pour le chauffage des locaux et de l'eau sanitaire, (le « Projet »). » [nous soulignons]

(ii) À partir du Tableau identifié à la référence (ii), la Régie produit le tableau ci-dessous :

	2025 (M\$ ₂₀₂₅)		2030 (M\$ ₂₀₃₀)		Cumulatif 2022-2030 (M\$ ₂₀₃₀)	
	TAE	Biénergie	TAE	Biénergie	TAE	Biénergie
(1) Énergir	48	43	119	106	564	503
(2) HQD	121	10	463	134	2108	490
(3) = (1) + (2) Total	169	53	582	240	2672	993
(4) Réduction de GES (Mt. de CO ₂ eq.)	0,34	0,24	0,75	0,54	3,78	2,70
(5) = (3) / (4) Coût unitaire des réductions de GES (\$/t de CO ₂ eq.)	497,06	220,83	776,00	444,44	706,88	367,78

(iii) À partir du Tableau identifié à la référence (iii), la Régie produit l'extrait ci-dessous relatif au coût marginal des principales mesures de réduction des émissions de GES envisagées au Québec :

Coût marginal	< 100 \$ / tCO ₂ éq.	100 - 300 \$ / tCO ₂ éq.	> 300 \$ / tCO ₂ éq.
Résidentiel, commercial et institutionnel	Pompes à chaleur Efficacité énergétique	Électrification Bioénergie	Électrification

(iv) « 12. MODALITÉS RELATIVES À LA DEUXIÈME PÉRIODE D'ADHÉSION

12.1 Les Parties s'engagent à entreprendre des discussions à compter de janvier 2026 relativement à la Deuxième période d'adhésion.

12.2 Si les Parties conviennent de poursuivre le Projet pour une Deuxième période d'adhésion, leurs discussions tiendront compte des paramètres suivants : tout changement de loi ou de règlement ayant un impact important sur l'Entente, l'évolution des tarifs de distribution d'électricité d'Hydro-Québec et des tarifs de distribution de gaz naturel d'Énergir, l'évolution des coûts du Projet, l'évolution du prix de la tonne d'émission de GES, l'évolution des coûts d'approvisionnement en électricité en énergie et en puissance et du plan d'approvisionnement en électricité d'Hydro-Québec et du plan d'approvisionnement en gaz naturel d'Énergir, les conversions réalisées par rapport aux prévisions et l'atteinte des objectifs du PEV ou l'évolution ou la mise à jour du PEV et de son PMO. » [nous soulignons]

Demandes :

- 9.1 Veuillez préciser les concepts utilisés par les Distributeurs lorsqu'ils font référence au coût pour la société (référence (i)) et au prix de la tonne d'émission de GES (référence (iv)). Veuillez ensuite préciser le lien entre ces concepts et celui de coût évité.
- 9.2 Considérant le coût marginal des principales mesures de réduction des émissions de GES envisagées au Québec pour le secteur résidentiel, commercial et institutionnel à la référence (iii), veuillez commenter le Tableau produit par la Régie à la référence (ii).
- 9.3 Considérant la référence (i) et le Tableau produit par la Régie à la référence (ii), veuillez indiquer si les Distributeurs disposent de scénarios ou projections sur la période 2021-2030 relatifs aux éléments suivants :
- Prix minimal et prix de vente final d'une unité d'émission aux enchères dans le cadre du SPEDE;
 - Coût marginal projeté pour l'atteinte des cibles et engagements de réduction des émissions de GES du Gouvernement du Québec;
 - Coût social du carbone.

Le cas échéant, veuillez les déposer.

- 9.4 Considérant la référence (i), pour les secteurs résidentiel, commercial et institutionnel, veuillez préciser les mesures de réduction des émissions de GES auxquelles le Projet a été comparé. Veuillez indiquer leur coût marginal et déposer les références pertinentes le cas échéant.

CLARIFICATION DE LA CLIENTÈLE VISÉE PAR L'OFFRE ET DE SA DURÉE

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0003](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 8;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), Annexe A, Entente de collaboration, p. 4;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), p. 46;
 - (v) Dossier R-3740-2010, Pièce [B-19](#), p. 115;
 - (vi) [Suivi du 25 mai 2011 de la décision D-2011-028](#), p. 8;
 - (vii) Article 52.1 de la Loi.

Préambule :

(i) « *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.* »

(ii) « L'Offre vise à inciter la conversion⁸ des systèmes de chauffage au gaz naturel des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels vers des équipements biénergie. »

NDBP 8 = « Dans le présent dossier, le terme conversion réfère à la clientèle existante d'Énergir et aux nouveaux bâtiments. »

(iii) « 4.2 [...] la présente Entente expire le 31 décembre 2041. »

(iv) « La Contribution GES est versée, pour chacun des clients convertis, pendant 15 ans à compter du moment de sa conversion. Le versement est 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. Or, si le client devait délaissier son tarif biénergie pour adhérer aux tarifs réguliers de HQD, les coûts pour cette dernière seraient importants puisqu'elle devrait alors assurer l'approvisionnement en puissance associé à la charge de ce client. Dans un tel cas, 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 applicable.

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. »

(v)

Tableau R-83.2-A

Cas type - Maison unifamiliale moyenne à Montréal	Consommation
Usages de base et chauffage de l'eau	12 449 kWh
Chauffage des locaux (périodes pointe et hors pointe)	14 035 kWh
Chauffage des locaux en période de pointe (< -12°C)	3 163 kWh
Puissance à la pointe d'un client TAE	6,7 kW
Taux d'efficacité d'un système mazout	70%
Taux d'efficacité d'un système bi-énergie	75%

(vi)

Le tarif DT est calibré sur la base d'un cas type :

- Résidence unifamiliale moyenne (158 m²) située à Montréal
- Normale climatique 1963-1991

(vii) « La tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53^e parallèle. »

Demandes :

- 10.1 Veuillez démontrer que le tarif DT actuel, dont la dernière mise à jour remonte à 2011, est pertinent à l'Offre biénergie en fonction notamment des nouvelles normales climatiques. Veuillez élaborer.
- 10.2 Veuillez justifier l'utilisation du terme « *conversion à la biénergie* » dans le cas de nouveaux bâtiments.
- 10.3 Veuillez préciser le délai au terme duquel un client dans un nouveau bâtiment raccordé par une nouvelle conduite de gaz naturel est considéré comme faisant partie de la « *clientèle existante d'Énergir* ».
- 10.4 Veuillez préciser si Énergir envisage raccorder de nouveaux projets résidentiels dont le chauffage se fera à la biénergie plutôt qu'au gaz naturel seulement. Si oui, veuillez élaborer.
- 10.5 Veuillez expliquer comment sera établi le fait qu'un nouveau bâtiment bénéficiant de l'Offre de biénergie aurait été, sans cette offre, chauffé au gaz naturel uniquement, au tout-à-l'électricité, ou par une autre source d'énergie (propane, biomasse...).
- 10.6 En lien avec les références (iii) et (iv), veuillez préciser ou élaborer, le cas échéant, sur les points suivants :
- La durée de vie des équipements de chauffe au gaz naturel;
 - La durée de vie des équipements de chauffe électriques;
 - La garantie pour les clients convertis dans les dernières années de l'Offre biénergie de bénéficier d'un tarif biénergie leur permettant d'utiliser leurs équipements en biénergie jusqu'à la fin de leur durée de vie ou du moins d'en récupérer le coût d'investissement;
 - La garantie de chacun des deux distributeurs d'amortir le raccordement ou l'investissement en biénergie, notamment en ce qui a trait aux coûts de raccordement au gaz naturel de nouveaux bâtiments qui seraient « convertis » à la biénergie;
 - Comment l'Offre biénergie s'inscrit dans une logique de Transition énergétique et de réduction des émissions de GES au-delà des horizons 2030 et 2041.

PROFILS DE CONSOMMATION DE LA CLIENTÈLE RÉSIDENIELLE VISÉE PAR L'OFFRE, CALIBRATION DU TARIF DT ET PÉRENNITÉ DE LA BIÉNERGIE

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 13;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 48 à 50;
 - (iii) [Suivi du 25 mai 2011 de la décision D-2011-028](#), p. 8 à 14 et 17;
 - (iv) Dossier R-3740-2010, Pièce [B-19](#), p. 211 à 227;
 - (v) Dossier R-3740-2010, Pièce [B-19](#), p. 102 à 116.

Préambule :

(i) Au tableau 3 de la référence (i), la clientèle résidentielle d'Énergir visée par l'Offre résidentielle est au nombre de 136 000 ayant un volume de gaz de 260 millions de m³, soit en moyenne 1 912 m³ annuels de gaz par abonné. Il existe 6 000 clients résidentiels additionnels ayant une consommation totale de 337 millions de m³ soit en moyenne 56 200 m³ par année.

(ii) Aux tableaux 45, 46 et 47, les demandeurs présentent leur analyse en fonction de 5 types de résidences ayant une consommation annuelle de 1 010, 1 955, 2 914, 7 897 et 15 000 m³ annuels de gaz.

(iii)

4. Tarif DT – rappel du calibrage actuel

Le tarif DT est calibré sur la base d'un cas type :

- Résidence unifamiliale moyenne (158 m²) située à Montréal
- Normale climatique 1963-1991

Il assure la neutralité avant effacement du cas type

- La facture en mode TAE est identique aux tarifs DT et D

L'économie nette du client DT fonctionnant en mode bi-énergie (après effacement) dépend :

- Du calibrage des tarifs D et DT
- De son profil de consommation, incluant son effacement en période de pointe
- Du prix du mazout
- Du différentiel de frais d'entretien

5. Recalibrage du tarif DT en fonction des changements climatiques

Le réchauffement climatique réduit les besoins de chauffage des locaux et la répartition pointe/hors pointe des kWh (locaux, eau, base)

- Le tarif DT calibré à partir de la normale climatique 1963-1991 confère aux clients DT une économie avant effacement

Le Distributeur envisage d'utiliser la normale climatique Ouranos dans l'établissement annuel du cas type

- Normale climatique reconnue par la Régie depuis le dossier R-3644-2007
- Cas type selon Ouranos 2011 :

Usages	Cas type selon la normale 1963-1991			Cas type selon la normale Ouranos 2011		
	kWh annuels	dont kWh pointe	% en pointe (avant effacement)	kWh annuels	dont kWh pointe	% en pointe (avant effacement)
Chauffage des locaux	14 035	3 163	23%	12 688	2 611	21%
Usages de base et chauffage de l'eau	12 449	1 211	10%	12 449	944	8%
Total	26 484	4 374	17%	25 137	3 555	14%

- Réduction des besoins annuels de chauffage de 1 347 kWh
- Réduction de la proportion annuelle des kWh en pointe avant effacement de 17 % à 14 %

5. Recalibrage du tarif DT en fonction des changements climatiques (suite)

Recalibrage du tarif DT au 1^{er} avril 2011 (à revenus constants)

Tarif DT	Prix de l'énergie	Économie	Cas type (Ouranos 2011 sans usages estivaux)	Cas type avec climatisation (+ 800 kWh)	Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+ 4 800 kWh)
Actuel	Hors pointe @ 4,30 ¢/kWh Pointe @ 18,32 ¢/kWh	Avant effacement	78 \$	102 \$	230 \$
		Après effacement *	116 \$	140 \$	288 \$
		% économie p/r D	6%	7%	12%
Recalibré	Hors pointe @ 4,30 ¢/kWh Pointe @ 20,52 ¢/kWh	Avant effacement	0 \$	24 \$	152 \$
		Après effacement *	95 \$	119 \$	247 \$
		% économie p/r D	5%	6%	11%

* Compte tenu d'un prix du mazout de 1,03 \$/litre (Régie, 25 avril 2011)

Le Distributeur envisage de recalibrer le tarif DT en haussant uniquement le prix de pointe

- En ligne avec l'actuelle stratégie tarifaire qui vise à maintenir l'intérêt des clients pour la bi-énergie et à assurer leur effacement en pointe
- Contrairement à une hausse du prix hors pointe, elle atténue l'impact du recalibrage sur les économies des clients DT

Le prix hors pointe permet toujours aux clients DT ayant des usages estivaux de réaliser des économies avant effacement



6. Recalibrage du tarif DT en fonction du profil des consommateurs

Recalibrer le tarif DT pour éliminer ces économies pénaliserait les clients qui ne possèdent pas d'usages estivaux

- Les clients qui ne climatisent pas (30 %) et ceux qui ne possèdent pas de piscine chauffée (95 %) seraient pénalisés

Tarif DT	Prix de l'énergie	Économie	Cas type (Ouranos 2011 sans usages estivaux)	Cas type avec climatisation (+ 800 kWh)	Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+ 4 800 kWh)
Recalibré	Hors pointe @ 4,30 ¢/kWh Pointe @ 21,19 ¢/kWh	Avant effacement	-24 \$	0 \$	128 \$
		Après effacement *	89 \$	113 \$	241 \$
	Hors pointe @ 4,30 ¢/kWh Pointe @ 24,90 ¢/kWh	Avant effacement	-152 \$	-128 \$	0 \$
		Après effacement *	55 \$	79 \$	207 \$

* Compte tenu d'un prix du mazout de 1,03 \$/litre (Régie, 25 avril 2011)

Le Distributeur envisage de maintenir le calibrage du tarif DT sans usages estivaux afin de ne pas fragiliser le parc bi-énergie actuel

- Le Distributeur doit s'assurer que les économies générées par les usages estivaux demeurent dans des proportions qui ne nuisent pas à la rentabilité de la bi-énergie

7. Stratégie tarifaire et évolution du tarif DT

La stratégie tarifaire actuelle accroît substantiellement les économies des clients DT

- Tarif D : hausser 2 fois plus le prix de la 2^e tranche que celui de la 1^{re}
- Tarif DT : hausser uniquement le prix de pointe

Le Distributeur doit s'assurer que la stratégie tarifaire du tarif DT

- ne compromette pas la rentabilité du parc bi-énergie
- tout en maintenant l'intérêt du client DT à fonctionner en mode bi-énergie

Le Distributeur envisage de maintenir la neutralité avant effacement du cas type tout en préservant la rentabilité de la bi-énergie

- Cet objectif est atteint en visant une économie en termes réels d'environ 200 \$
- Le prix hors pointe augmentera une fois cette économie atteinte
 - Amélioration du signal de prix pour les usages estivaux

Aux références (iv) et (v), HQD, dans ses réponses aux DDR 1 et 2 de la Régie dans le dossier R-3740-2010, dresse un portrait exhaustif des enjeux de la pérennité de la bi-énergie, de son contrôle et de l'évolution du tarif DT, dans un dialogue réglementaire qui a amené à la recalibration en 2011, du tarif DT. Les enjeux couvrent la rentabilité de la bi-énergie pour le Distributeur, d'une part et les adhérents d'autre part. Les enjeux d'entretien et de remplacement des systèmes de bi-énergie y sont également traités.

Demandes :

- 11.1 Dans la Demande, l'information relative à la consommation énergétique est présentée soit en m³ de gaz soit en kWh, selon le Distributeur. Afin de faciliter les analyses et les comparaisons des profils de consommation des deux distributeurs, veuillez commenter la possibilité, pour la suite du dossier, que chaque distributeur présente ses informations dans les deux unités en utilisant le même facteur de conversion.
- 11.2 Considérant la volonté annoncée par les Demandeurs d'offrir ultérieurement une option de biénergie à la clientèle commerciale et institutionnelle, veuillez expliquer la raison pour laquelle, selon la référence (i), 4 % des abonnés résidentiels représentant à eux seuls 66 % de la consommation totale du secteur résidentiel ont été exclus du potentiel de conversion à la biénergie.
- 11.3 Veuillez élaborer, au plan des coûts par m³ de gaz naturel déplacé (ou par tonne de GES évités), sur le choix de proposer la conversion de 96 % des plus petits consommateurs qui représentent 33 % des volumes de gaz naturel, et non l'inverse.
- 11.4 Considérant les plus petits consommateurs ayant une faible consommation de l'ordre de 1 000 m³ de gaz naturel par année, veuillez valider qu'il peut s'agir de la clientèle des condominiums desservie par Énergir aux moyens d'unités combo permettant de combler à la fois les besoins d'eau chaude et de chauffage.
- 11.4.1 Dans l'affirmative, veuillez élaborer sur le potentiel réalisable de conversion à la biénergie, compte-tenu de l'espace requis pour l'ajout d'équipements de chauffage électrique et, le cas échéant, pour l'augmentation de capacité électrique, voire une nouvelle entrée ou un nouveau panneau électrique dans chaque appartement, tel que présenté dans les mesures de soutien d'HQD.
- 11.5 Considérant les références (iv) et (v), veuillez élaborer sur les coûts que devront assumer les adhérents à l'Offre biénergie considérant qu'ils devront s'équiper d'équipements de chauffe en double ou de type « bi-énergie » et qui auront par la suite à les entretenir et à les remplacer ainsi que sur les bénéfices prévus.
- 11.6 Veuillez élaborer sur la possibilité que des consommateurs opportunistes ayant des équipements de chauffage au gaz naturel vétustes profitent de l'Offre biénergie pour s'équiper d'un nouveau système de chauffage électrique pour ensuite passer au TAE.
- 11.6.1 Le cas échéant, veuillez présenter les mécanismes prévus de remboursement des subventions à la conversion selon le nombre d'années et le niveau de subvention.

- 11.6.2 Veuillez élaborer sur l'aspect équitable, pour HQD, de subventionner le remplacement des équipements de chauffe au gaz naturel pour les maintenir à la biénergie alors qu'il n'offre pas cette possibilité à ses clients du tarif DT qui utilisent un autre combustible et qui n'ont en général pas accès au réseau de gaz naturel.
- 11.6.3 Veuillez élaborer sur la possibilité que les conditions d'admissibilité de la clientèle d'Énergir incluent un nombre minimal d'années pour qu'il puissent être considérés comme « existants » et un âge maximal des équipements au gaz naturel pour garantir à HQD un effacement à la pointe critique pendant un nombre minimal d'années.

**IMPACT DE L'OFFRE SUR LA DEMANDE DE GAZ DE BASE,
À LA JOURNÉE DE POINTE ET SUR LA FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE**

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 8;
 - (ii) Dossier R-3740-2010, Pièce [B-19](#), p. 115;
 - (iii) Pièce [B-0007](#), p. 5 et 6.

Préambule :

(i) « L'Offre vise à inciter la conversion⁸ des systèmes de chauffage au gaz naturel des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels vers des équipements biénergie. »

NDBP 8 = « Dans le présent dossier, le terme conversion réfère à la clientèle existante d'Énergir et aux nouveaux bâtiments. »

(ii)

Tableau R-83.2-A

Cas type - Maison unifamiliale moyenne à Montréal	Consommation
Usages de base et chauffage de l'eau	12 449 kWh
Chauffage des locaux (périodes pointe et hors pointe)	14 035 kWh
Chauffage des locaux en période de pointe (< -12°C)	3 163 kWh
Puissance à la pointe d'un client TAE	6,7 kW
Taux d'efficacité d'un système mazout	70%
Taux d'efficacité d'un système bi-énergie	75%

(iii) Aux pages 5 et 6, on trouve les affirmations suivantes sur les impacts de la conversion de la biénergie sur la demande de gaz naturel à l'horizon 2025 et au-delà :

« L'effet sur la journée de pointe devrait surtout se limiter à la baisse de la demande de base de la clientèle. Au terme du plan d'approvisionnement 2022-2025, cette baisse demeure négligeable »

« Au niveau du débit requis en hiver extrême, celui-ci devrait également peu varier sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2022-2025. En effet, la demande lors des journées froides ne change que très légèrement avec l'ajout de clients en biénergie, ... »

« L'impact de la biénergie à l'horizon du plan d'approvisionnement 2022-2025 sera donc marginal au regard de son effet sur les besoins de la journée de pointe et de l'hiver extrême. »

« ...les fluctuations de la demande en cours de journée pourraient être plus importantes que celles observées avant le déploiement de l'Offre. Cependant, en référant à l'historique, ces journées ne sont pas celles qui génèrent les besoins les plus élevés en flexibilité opérationnelle. Étant donné cette situation, Énergir évalue que les volumes transférés vers la biénergie jusqu'en 2024-2025 ne devraient pas augmenter les besoins en flexibilité opérationnelle. »

« ...l'impact de l'Offre sur la demande en journée de pointe sera surtout relié à la baisse de la demande de base de la clientèle. Énergir estime que l'impact au-delà de l'année 2025 demeurera plutôt faible. Il en est de même pour l'impact sur le débit requis de l'hiver extrême, étant donné que les clients en biénergie continueront de consommer lors des journées froides de l'hiver. »

« En ce qui a trait aux besoins de flexibilité opérationnelle, les besoins pourraient croître dans le temps en raison des fluctuations de plus en plus importantes générées lors des journées oscillant autour de la température de permutation des clients en biénergie. Énergir n'est cependant pas en mesure d'établir à quel moment les fluctuations deviendront assez importantes pour engendrer des modifications aux stratégies de gestion de la flexibilité opérationnelle ou encore aux outils requis. »

Demandes :

- 12.1 Veuillez valider la compréhension de la Régie à l'effet que l'analyse économique tout comme l'analyse d'impact sur la demande en journée de pointe de la conversion à la biénergie doit être différente selon :
 - 12.1.1 qu'il s'agit de nouveaux bâtiments, et donc de nouveaux clients qui ajouteront de la demande à la journée de pointe; ou
 - 12.1.2 qu'il s'agit de la conversion de la clientèle existante d'Énergir qui ne consomme plus en base mais continuera de consommer, par temps froid, en dessous de la température de bascule, avec le même profil de consommation de gaz naturel que s'ils avaient continué de se chauffer uniquement au gaz naturel.
- 12.2 Considérant que la conversion à la biénergie efface 80 % de la consommation annuelle de gaz naturel et que Énergir envisage convertir 96 % de ses clients représentant 44 % de la consommation du secteur résidentiel, veuillez clarifier les différentes affirmations citées en référence (iii), à l'effet que l'impact de l'Offre biénergie sur différents aspects de la demande est négligeable à l'horizon 2025 puis minime à l'horizon 2030.

IMPACT SUR LES APPROVISIONNEMENTS GAZIERS ET LA FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE D'ÉNERGIR

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), p. 5;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 10;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 13;
 - (iv) Dossier R-3867 Phase 3B, décision [D-2018-080](#), p. 64, par. 250;
 - (v) [GAZETTE OFFICIELLE DU QUÉBEC, 21 avril 2021, 153^e année, n° 16, partie 2](#), p. 2005 à 2008;
 - (vi) Pièce [B-0005](#), p. 13 à 16.

Préambule :

(i) « La structure de coûts des approvisionnements gaziers est principalement composée de coûts fixes, ceux-ci dépendant directement des hypothèses retenues pour la journée de pointe et l'hiver extrême.

[...]

L'impact de la biénergie à l'horizon du plan d'approvisionnement 2022-2025 sera donc marginal au regard de son effet sur les besoins de la journée de pointe et de l'hiver extrême. »

(ii) « Dans un premier temps, l'identification des clients et des volumes ciblés s'est faite sur la base des clients d'Énergir et des consommations moyennes sur trois ans entre 2017 et 2019. Dans un second temps, les hypothèses de croissance de long terme ont été appliquées à chacun des marchés afin de se projeter en 2030, soit l'année fixée par le PEV 2030 pour atteindre les cibles de réduction des émissions de GES dans les bâtiments. Les volumes projetés en 2030 représentent les volumes de référence ayant servi aux fins de l'Entente.

[...]

L'Offre s'adresse aux clients d'Énergir des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel ayant un besoin de chauffe des espaces ou de l'eau, qui prévoient changer un appareil prochainement. Les consommations liées au chauffage de l'eau seront totalement converties à l'électricité alors que seulement une portion des consommations liées au chauffage des espaces le seront. Les équipements périphériques, par exemple les foyers ou cuisinières, demeureront alimentés au gaz naturel. Les nouveaux bâtiments pour lesquels Énergir reçoit une demande de branchement au réseau de gaz naturel seront également visés. » [notes de bas de page omise]

(iii) « Ces hypothèses tiennent compte notamment de la croissance économique, de l'évolution attendue de la position concurrentielle, des mesures d'efficacité énergétique et leur impact anticipé sur la demande finale d'énergie. »

(iv) « [250] La Régie a fait état en audience de ses préoccupations à cet égard et a souligné par les tableau et graphique qu'elle a compilés à partir des données fournies en réponse à sa DDR que le phénomène d'effritement chez Énergir est important, notamment en termes de nombre de clients. Sur la période 2007-2017, Énergir a branché à son réseau 70 354 nouveaux clients (Pose de compteurs nouveaux clients (PCNC) en nombre de ventes signées), mais sur la même période la clientèle d'Énergir n'a crû que de 36 101 clients. Ainsi, en moyenne sur cette période, la Régie constate qu'Énergir fait face à un taux d'attrition de sa nouvelle clientèle de 49 %. Autrement dit, en moyenne année après année, pour voir sa clientèle croître d'un nouveau client, Énergir doit en raccorder deux. » [nous soulignons, notes de bas de page omise]

(v) « Ce projet de règlement propose d'interdire, à compter du 31 décembre 2021 dans certains bâtiments résidentiels neufs et à compter du 31 décembre 2023 dans certains bâtiments résidentiels existants, l'installation de chaudières, de générateurs d'air chaud et de chauffe-eau fonctionnant en tout ou en partie au mazout. Il propose aussi d'interdire, dans certains bâtiments résidentiels existants, le remplacement d'un tel appareil par un autre appareil fonctionnant en tout ou en partie au moyen d'un combustible fossile. Il propose également d'interdire, à compter du 31 décembre 2023, d'effectuer certaines réparations sur certains appareils en fonction de la date à laquelle ils ont été fabriqués. »

(vi) Les distributeurs présentent, aux tableaux 3 à 7, les résultats des différentes étapes menant à l'estimation des volumes potentiels de gaz naturel pouvant être convertis en 2030.

Demandes :

- 13.1 De la référence (i), la Régie comprend que l'Offre biénergie devrait avoir un impact marginal sur les volumes de gaz naturel consommés en période de pointe et que les coûts fixes ne devraient pas diminuer. Selon la compréhension de la Régie, ces coûts fixes seront susceptibles d'être répartis sur un volume total annuel de gaz naturel plus faible. Veuillez commenter.
- 13.2 Veuillez préciser si les hypothèses évoquées aux référence (ii) et (iii) incluent implicitement le phénomène d'effritement de la clientèle d'Énergir (iv) et le projet de règlement sur les appareils de mazout (v). Veuillez élaborer.
- 13.3 Aux tableaux mentionnés à la référence (vi), veuillez préciser si les années auxquelles réfèrent Énergir débutent au 1^{er} janvier ou au 1^{er} octobre.
- 13.4 La Régie a produit le tableau ci-dessous, en fonction de sa compréhension des étapes mentionnées à la référence (vi). Veuillez le vérifier, le corriger le cas échéant, et le compléter.

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), p. 5 et 6;
 - (ii) Pièce [B-0007](#), p. 6;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 15 et 16.

Préambule :

(i) « Comme pour les besoins de la journée de pointe et de l'hiver extrême, l'impact net prévu sur la flexibilité opérationnelle sur l'horizon 2022-2025 sera négligeable. Pour les journées oscillant autour de la température de permutation, les fluctuations de la demande en cours de journée pourraient être plus importantes que celles observées avant le déploiement de l'Offre. Cependant, en référant à l'historique, ces journées ne sont pas celles qui génèrent les besoins les plus élevés en flexibilité opérationnelle. Étant donné cette situation, Énergir évalue que les volumes transférés vers la biénergie jusqu'en 2024-2025 ne devraient pas augmenter les besoins en flexibilité opérationnelle. » [nous soulignons, notes de bas de pages omises]

(ii) « En ce qui a trait aux besoins de flexibilité opérationnelle, les besoins pourraient croître dans le temps en raison des fluctuations de plus en plus importantes générées lors des journées oscillant autour de la température de permutation des clients en biénergie. Énergir n'est cependant pas en mesure d'établir à quel moment les fluctuations deviendront assez importantes pour engendrer des modifications aux stratégies de gestion de la flexibilité opérationnelle ou encore aux outils requis.

Dans tous les cas, dans la mesure où un impact significatif est constaté relativement aux méthodes d'établissement des besoins ou encore aux outils requis pour la pointe, pour l'hiver extrême ou pour la flexibilité opérationnelle, Énergir en avisera la Régie de l'énergie (la Régie) lors du dépôt du plan d'approvisionnement. » [nous soulignons]

(iii) « 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. HQD précise que la Température de permutation de l'éventuel tarif biénergie visant la clientèle commerciale et institutionnelle sera définie indépendamment de la température de permutation effective. Ainsi, cette limite pourrait être fixée à -12 °C et -15°C, à l'instar du tarif DT, bien que certains équipements puissent, dans les faits, commuter au gaz naturel

à une température plus élevée, pour les mêmes raisons que celles invoquées ci-dessus. Ceci ne constitue pas un enjeu pour HQD, puisque le client rendra le service d'effacement prévu au tarif biénergie applicable en supprimant sa charge de chauffage électrique en périodes de pointe. »
[nous soulignons]

Demandes :

- 14.1 Considérant la référence (i), veuillez préciser la période d'analyse d'Énergir permettant d'affirmer que les journées oscillant autour de la température de permutation ne sont pas celles qui génèrent les besoins les plus élevés en flexibilité opérationnelle.
- 14.2 Considérant la référence (ii), veuillez préciser la notion d'impact significatif.
- 14.3 Considérant les références (ii) et (iii), veuillez expliquer les conséquences de la fixation de la température de permutation sur les besoins de flexibilité opérationnelle d'Énergir, selon que cette température soit établie à -9 °C, -12 °C ou -15°C.
- 14.4 Considérant les références (ii) et (iii), veuillez :
- 14.4.1 Confirmer que le choix de -12°C ou de -15°C comme température de permutation du mode chauffage et de déclenchement du deuxième palier du tarif DT a été fait dans un souci d'équité, c'est-à-dire pour que les gens de l'extérieur de la grande région de Montréal qui subissent un plus grand nombre d'heures de grands froids paient la partie élevée du tarif DT sur un nombre de degrés jours de chauffage qui ne dépasse pas injustement celui de Montréal.
 - 14.4.2 Confirmer que le choix de permuter au combustible à -9°C pour les clients ayant une thermopompe est uniquement dû à une contrainte technique voulant que les thermopompes perdent rapidement leurs performances en-dessous de cette température.
 - 14.4.3 Élaborer sur la possibilité qu'avec les progrès technologiques des pompes à chaleur offertes sur le marché canadien, la température de permutation de -9 C qui avait été choisie pour ces machines, ne pourrait pas maintenant être relevée à -12 C, voire - 15 C.
 - 14.4.4 Préciser à partir de quelle température les clients qui déclenchent le mode combustible dès -9°C parce qu'ils possèdent une thermopompe, se voient, selon la région géographique où ils habitent, facturer l'électricité qu'ils consomment au taux élevé du tarif DT.
 - Si égale à -12°C ou -15°C selon la région, veuillez confirmer qu'il y a deux sondes de permutation différentes : une pour le passage au mode combustible et une autre au niveau du compteur biénergie pour le changement de taux du tarif DT.

- Si différente que -12 ou -15 selon la région, notamment -9, veuillez élaborer sur l'équité de leur situation de voir leur facturation de base facturée un nombre d'heures beaucoup plus important que les autres adhérents au tarif DT.