

**RÉPONSES DES DISTRIBUTEURS
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2
DE LA RÉGIE**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE RELATIVE AUX MESURES DE SOUTIEN À LA DÉCARBONATION DU CHAUFFAGE DES BÂTIMENTS

CADRE RÉGLEMENTAIRE

1. **Références :**
- (i) Pièces [B-0024](#), p. 6 et [B-0030](#), p. 56;
 - (i) Pièce [B-0006](#), p. 8;
 - (ii) Pièce [B-0027](#), p. 2, R-1.2;
 - (iii) Pièce [B-0027](#), p. 26, R-7.2.

Préambule :

- (i) Parmi les conclusions recherchées par les Demanderesses, celles-ci demandent à la Régie de :

« RECONNAÎTRE un principe général selon lequel la contribution pour la réduction des GES, ainsi que de sa méthode d'établissement, tels que détaillés à l'Entente et dans la preuve, doivent être considérés aux fins de l'établissement du revenu requis d'Hydro-Québec pour la fixation de ses tarifs ». [nous soulignons]

- (ii) En ce qui a trait aux impacts de l'Offre biénergie sur les autres dossiers réglementaires d'HQD, il est précisé ce qui suit :

« Les revenus requis présentés lors du prochain dossier tarifaire 2025-2026 intégreront les coûts associés à la présente Offre ».

- (iii) Dans leur réponse à la question 1.2 de la DDR no 1 de la Régie, les Demanderesses soumettent notamment que :

« Selon l'article 32 (3°) de la Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi), la Régie peut énoncer des principes généraux pour la détermination des tarifs qu'elle fixe.

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, notamment. [...] » [nous soulignons]

(iv) Dans sa réponse à la question 7.2 de la DDR no 1 de la Régie, HQD soumet que :

« Dossiers tarifaires

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

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

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

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

Pour ce qui concerne l'impact tarifaire de la biénergie avec et sans considération de la Contribution GES, voir la Figure 1 et le Tableau 42 de la pièce B-0005, HQD-Énergir-1, document 1 ». [nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 Considérant les références (i) et (iii), veuillez confirmer, ou infirmer, la compréhension de la Régie à l'effet que les Distributeurs demandent la reconnaissance d'un principe général qui viserait le traitement à prendre en compte pour l'intégration de la Contribution GES aux revenus requis d'HQD pour la fixation de ses tarifs. Veuillez élaborer.

Réponse :

1 Le principe général que les Distributeurs demandent à la présente formation de
2 reconnaître est celui mentionné aux conclusions de la demande amendée,
3 lequel est par ailleurs repris à la référence (i) de la présente question.

4 Si la Régie donne suite à cette demande, cela signifiera que ce principe général
5 devra être respecté par les formations subséquentes de la Régie, à l'instar
6 d'ailleurs des autres décisions de la Régie relatives à l'article 32 de la Loi, dont
7 celles concernant les méthodes comptables, le taux de rendement ou la
8 méthode de répartition des coûts, qui sont respectées dans les dossiers
9 tarifaires depuis leurs établissements.

10 Hydro-Québec précise ainsi qu'elle ne demande pas à la présente formation de
11 statuer sur le traitement à prendre en compte pour l'intégration de la
12 Contribution GES à ses revenus requis.

1.2 Veuillez préciser si les Distributeurs font une différence entre le fait pour la Régie « *de reconnaître un principe général* » ou « *d'énoncer un principe général* ». Veuillez élaborer en précisant l'énoncé du principe général ou l'énoncé dont la reconnaissance est demandée.

Réponse :

13 Les Distributeurs ne font pas de distinction entre ces deux termes. Le principe
14 général dont la reconnaissance est demandée est celui indiqué aux
15 conclusions dans la demande amendée, lequel est par ailleurs repris à la
16 référence (i) de la présente question.

1.3 Pour permettre à la Régie d'apprécier le principe général demandé qui vise, lors de la fixation des tarifs d'HQD, 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 » (référence (iii)), veuillez préciser, en tenant notamment compte des éléments de réponses évoqués aux références (ii) et (iv), la nature réglementaire des coûts liés à la Contribution GES, conformément aux dispositions de la Loi dont les articles 49 et 52.1.

Réponse :

17 Les coûts liés à la Contribution GES correspondent à des dépenses devant être
18 incluses dans les revenus requis.

1.4 Veuillez confirmer que la Régie, lors de l'exercice de ses compétences tarifaires en vertu des articles 49 et 52.1 de la Loi, devra tenir compte du principe général, dont la

reconnaissance est demandée au présent dossier, aux fins de l'établissement des tarifs, au même titre qu'elle doit tenir compte des éléments précisés à l'article 49 de la Loi.

Réponse :

- 1 **Les Distributeurs le confirment, hormis que dans le texte de la présente**
- 2 **question, on devrait lire « au même titre qu'elle doit tenir compte des éléments**
- 3 **précisés à l'article 32 de la Loi ».**

IMPACT TARIFAIRE GLOBAL DE L'OFFRE BIÉNERGIE – CADRE CONCEPTUEL

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0016](#), p. 27;
 - (ii) [National Standard Practice Manual for Benefit-Cost Analysis of Distributed Energy Resources](#), August 2020, Appendix E. Traditional Cost-Effectiveness Tests, E-3 et E-4;

Préambule :

(i) « 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.

Réponse : De manière générale, le « coût pour la société » réfère à l'impact économique d'une mesure de décarbonation sur les coûts additionnels en ressource, tels que les besoins additionnels de puissance et d'énergie électrique et d'équipements additionnels, et sur les coûts évités en ressource, telle que la molécule de gaz naturel évitée. Une solution au meilleur coût pour la société minimise les coûts additionnels en ressource et maximise les coûts évités en ressource. Plus particulièrement, en ce qui concerne le meilleur coût pour la société, les Distributeurs réfèrent à cet extrait du PEV 2030 :

« La conversion vers l'électricité sera donc effectuée dans la perspective de maximiser le potentiel d'électrification de la chauffe au Québec tout en réduisant au minimum les coûts pour les différentes clientèles concernées » ». [nous soulignons], [note de bas de page omise]

(ii) « E.3 Total Resource Cost Test

Description : One of the key principles of cost-effectiveness assessment is that utility DER investments should be evaluated as a resource and compared with other demand-side and supply-side resources. The TRC does so from the combined perspective of the utility system and participants. Thus, this test includes all impacts of the UCT, plus all impacts on the program participants.

Costs Included: The TRC should account for all utility system and program participant benefits that are experienced because of the DER resource.

Benefits Included: The TRC test should account for the utility system and program participants benefits that are experienced because of the DER resource.

Relevance to DER Resource Assessment: The TRC Test provides more comprehensive information than the UCT by including the impacts on participating customers. As a result, this test includes impacts on other fuels, which allows for comprehensive assessment of multi-fuel

programs and fuel-switching programs. This test also conceptually includes other non-energy impacts on participants. This is particularly important for low-income programs.

E.4 Societal Cost Test

Description: The purpose of the SCT is to indicate whether the benefits of a DER resource will exceed its costs from the perspective of society as a whole. This test provides the most comprehensive picture of the total impact of a DER resource. This test includes all the impacts of the TRC test, plus the additional impacts on society. The CaSPM refers to the SCT as a 'variation' of the TRC Test (CPUC 2001). Since then, many jurisdiction and many studies have referred to the SCT as a separate test with different implications.

Cost Included: The CST should account for all the benefits that result from the DER resource, including all utility system and all non-utility system costs.

Benefits Included: The SCT should account for all of the benefits that result from the DER resource, including all utility system and all non-utility system benefits.

Relevance to DER Resource Assessment: The SCT is useful for identifying the full range of economic impacts on society resulting from the investment in DER resources. It is particularly apt for jurisdictions that have particular interests in a range of societal considerations, such as environmental or economic development concerns, in addition to an interest in minimizing utility system and efficiency program participant costs ». [nous soulignons]

Demandes :

2.1. Considérant les définitions relatives au Test du coût total en ressources et au Test du coût social présentés à la référence (ii), veuillez confirmer, ou infirmer, la compréhension de la Régie à l'effet que le « *coût pour la société* » mentionné par les Distributeurs à la référence (i) correspond au coût total en ressources plutôt qu'au coût social. Veuillez élaborer.

Réponse :

1 **Les Distributeurs confirment que l'analyse se rapproche davantage d'un Test**
2 **du coût total en ressources (TCTR).**

2.2. Veuillez indiquer si les bénéfices pour la société de l'Offre biénergie ont fait l'objet d'une évaluation économique par les Distributeurs. Veuillez élaborer et déposer, le cas échéant, les résultats d'une telle évaluation même si elle a été réalisée de façon sommaire.

Réponse :

1 **L'analyse des Distributeurs s'est attardée à deux éléments. D'une part, l'impact**
2 **pour leur clientèle (manques à gagner), dont les intrants et conclusions sont**
3 **comparables à ceux d'un test de neutralité tarifaire (TNT). Et d'autre part, à**
4 **l'impact pour les clients convertis, à travers l'examen de cas-types, exercice**
5 **dont l'objectif est similaire à celui d'un test des participants (TP).**

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

IMPACT TARIFAIRE GLOBAL DE L'OFFRE BIÉNERGIE

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0030](#), p. 26 et 27, Section 5.5. Estimation de l'impact tarifaire;
 - (ii) Pièce [B-0030](#), p. 39, Section 6.4. Estimation de l'impact tarifaire;
 - (iii) Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 61, par. 254 et 255;
 - (iv) Dossier R-4076-2018, décision [D-2019-160](#), p. 21, par. 72.

Préambule :

(i) « 5.5. Estimation de l'impact tarifaire

Comme indiqué précédemment, les scénarios TAE et biénergie amènent respectivement un manque à gagner de 119 M\$ et de 106 M\$ sur le revenu requis d'Énergir à l'horizon 2030.

En exprimant ces hausses, de même que celles de 2025, en \$₂₀₂₂, et en utilisant comme base le dernier revenu requis déposé par Énergir à la Régie¹⁹, l'impact tarifaire des scénarios TAE et biénergie, serait de l'ordre de ceux présentés au Tableau 20 ci-dessous.

TABLEAU 20
IMPACT TARIFAIRE ESTIMÉ DES SCÉNARIOS TAE ET BIÉNERGIE
(M\$)

	2025		2030	
	TAE	Biénergie	TAE	Biénergie
Manque à gagner	48	43	119	106
Manque à gagner (\$ ₂₀₂₂)	45	40	101	90
Revenu requis 2022	2 020			
Impact tarifaire cumulé	2,2 %	2,0 %	5,0 %	4,5 %

»

[Note de bas de page 19 : Dossier R-4151-2021, B-0169, Énergir-N, document 1. Pour la fourniture et le SPEDE, un revenu requis reflétant les volumes distribués présentés à la pièce B-0126, Énergir-H, document 1, Tableau 19 du dossier R-4151-2021 a été utilisé, ainsi que les tarifs présentés à la section 5.1 du présent dossier. [nous soulignons]

(ii) « 6.4 Estimation de l'impact tarifaire

Comme indiqué précédemment, les scénarios TAE et biénergie amènent respectivement une hausse de 463 M\$ et 134 M\$ des revenus requis de HQD à l'horizon 2030.

En exprimant ces hausses, de même que celles de 2025, en \$₂₀₁₉, et en utilisant comme base le dernier revenu requis approuvé par la Régie²⁷, l'impact tarifaire des scénarios TAE et biénergie, lors des recalibrages, serait de l'ordre de ceux présentés au Tableau 39.

Tableau 39
Impact tarifaire estimé des scénarios TAE et biénergie
(M\$)

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

»
Note de bas de page 27 : Dossier R-4057-2018 – Phase 1, Décision D-2019-037, paragraphe 11.
[nous soulignons]

(iii) « [254] Considérant les dispositions contenues à la section 4.2 de la présente décision, la Régie réduit le revenu requis du service de distribution d'un montant de 17,9 M\$ pour l'année 2021-2022. Elle estime que cette réduction du revenu requis devrait réduire la variation tarifaire du service de distribution de 16,8 % à 13,6 %.

[255] La Régie demande à Énergir de déposer, pour approbation, la mise à jour de l'information relative au revenu requis et à l'ajustement tarifaire au plus tard le 18 novembre 2021, à 12 h ».

(iv) « [72] Aux fins de la détermination des tarifs de l'année 2019-2020, la Régie établit la base de tarification à 2 195 835 k\$ et approuve un revenu requis de 790 868 k\$ ».

Demandes :

3.1. Veuillez confirmer, ou infirmer, la compréhension de la Régie à l'effet que l'impact tarifaire cumulé pour la clientèle d'Énergir, pour chacun des cas au Tableau de la référence (i), est obtenu en divisant le montant du manque à gagner exprimé en \$₂₀₂₂ par le revenu requis 2022, soit 2020 M\$. Veuillez élaborer sur la méthode utilisée pour déterminer cet impact tarifaire.

Réponse :

- 1 **Énergir confirme que l'impact tarifaire est calculé en divisant le manque à**
2 **gagner par le revenu requis 2022 de 2 020 M\$.**
3 **Voir la réponse 3.4, car la même approche méthodologique a été adoptée par**
4 **HQD.**

3.1.1. Veuillez également identifier les sources et les données utilisées et déposer le détail des calculs en format PDF et en format Excel, y compris les formules sous-jacentes.

Réponse :

1 **Les sources et le détail des calculs de l'impact tarifaire sont déposés à l'annexe**
2 **Q-3.1.1.**

3.2. Veuillez présenter le tableau à la référence (i) en exprimant les hausses tarifaires indiquées en \$₂₀₁₉ et en utilisant le revenu requis indiqué à la référence (iv) ainsi que les volumes distribués, tarifs et coûts évités de l'année 2019.

Réponse :

3 **Le tableau R-3.2 présente l'information demandée.**

**TABLEAU R-3.2 :
IMPACT TARIFAIRE SUR LA BASE DU REVENU REQUIS 2019 D'ÉNERGIR (M\$)**

	2025		2030	
	TAE	Biénergie	TAE	Biénergie
Manque à gagner	48	43	119	106
Manque à gagner (\$ ₂₀₁₉)	42	38	95	85
Revenus requis 2019	1 817			
Impact tarifaire cumulé	2,3%	2,1%	5,3%	4,7%

3.2.1. Veuillez également identifier les sources et les données et déposer le détail des calculs en format PDF et en format Excel, y compris les formules sous-jacentes.

Réponse :

4 **L'information demandée est incluse au chiffrier et au document en format PDF**
5 **déposé à l'Annexe Q-3.1.1.**

3.3. Veuillez présenter le tableau à la référence (i) en exprimant les hausses tarifaires indiquées en \$₂₀₂₂ et en utilisant le revenu requis ainsi que les tarifs et coûts évités établis selon la référence (iii).

Réponse :

6 **Le Tableau R-3.3 présente l'information demandée.**

**TABLEAU R-3.3 :
IMPACT TARIFAIRE SUR LA BASE DU REVENU REQUIS AUTORISÉ 2022 D'ÉNERGIR (M\$)**

	2025		2030	
	TAE	Biénergie	TAE	Biénergie
Manque à gagner	48	43	119	106
Manque à gagner (\$ ₂₀₂₂)	45	40	101	90
Revenus requis 2022	2 003			
Impact tarifaire cumulé	2,2%	2,0%	5,1%	4,5%

3.3.1. Veuillez également identifier les sources et les données et déposer le détail des calculs en format PDF et en format Excel, y compris les formules sous-jacentes.

Réponse :

1 **L'information demandée est incluse au chiffrier et au document en format PDF**
2 **déposé à l'Annexe Q-3.1.1.**

3.4. Veuillez confirmer, ou infirmer, la compréhension de la Régie à l'effet que l'impact tarifaire cumulé pour la clientèle d'Hydro-Québec, pour chacun des cas au Tableau de la référence (ii), est obtenu en divisant le montant du manque à gagner exprimé en \$₂₀₁₉ par le revenu requis 2019, soit 12 284 M\$. Veuillez élaborer sur la méthode utilisée pour déterminer cet impact tarifaire.

Réponse :

3 **HQD le confirme.**

4 **Dans le cadre des dossiers tarifaires de HQD, l'ajustement tarifaire est calculé**
5 **en divisant l'écart entre le revenu requis et le revenu prévu par le revenu prévu**
6 **(avant ajustement tarifaire). Dans le cas présent, cet écart est représenté par le**
7 **manque à gagner. Aux fins de l'analyse, puisque celle-ci est à la marge, on**
8 **suppose que le revenu prévu est égal au revenu requis.**

9 **Quant à l'utilisation des revenus requis de 2019, elle repose sur le fait qu'il s'agit**
10 **du dernier revenu requis publié par HQD.**

3.4.1. Veuillez également identifier les sources et les données et déposer le détail des calculs en format PDF et en format Excel, y compris les formules sous-jacentes.

Réponse :

1 **Le revenu requis de 2019 se retrouve à la section 4 de la pièce B-0192, HQD-**
2 **18, document 1 du dossier R-4057-2018.**

3 **Le détail des manques à gagner est présenté à l'Annexe Q-3.4.1 (chiffrier).**

3.5. En fonction des réponses aux questions précédentes 3.1 à 3.4, veuillez élaborer sur l'effet des choix méthodologiques respectifs d'Énergir et d'HQD sur les résultats présentés aux références (i) et (ii).

Réponse :

4 **L'approche méthodologique est la même dans les deux cas.**

3.6. En fonction des réponses aux questions précédentes 3.1 à 3.4, veuillez élaborer sur l'effet des choix de l'année tarifaire de référence utilisée pour le revenu requis, soit 2019 ou 2022, sur les résultats présentés aux références (i) et (ii).

Réponse :

5 **Les Distributeurs ont utilisé les derniers revenus requis publiés aux fins de**
6 **l'analyse, à défaut de disposer d'une prévision de leurs revenus requis à**
7 **l'horizon 2030. Le choix de l'année de référence utilisée a toutefois peu**
8 **d'influence sur les conclusions.**

9 **Il est exact que les résultats obtenus auraient été légèrement différents si le**
10 **choix du dénominateur était autre. Toutefois, les Distributeurs soulignent la**
11 **faible variabilité des revenus requis, exprimés en \$ constants, d'une année à**
12 **l'autre. En conséquence, l'utilisation des revenus requis de 2019 et 2022 comme**
13 **approximation de ceux de 2030 permet d'obtenir un ordre de grandeur tout à**
14 **fait acceptable des impacts tarifaires estimés à cet horizon.**

**OBJECTIF DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES À L'ÉGARD DU
CHAUFFAGE DES BÂTIMENTS RÉSIDENTIELS**

4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0030](#), p. 9;
 - (ii) Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, Inventaires des émissions atmosphériques, Direction générale de la réglementation carbone et des données d'émission, 2021-11-04, [Tableaux des émissions annuelles de gaz à effet de serre au Québec de 1990 à 2018](#), p. 2;
 - (iii) [Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2018 et leur évolution depuis 1990](#), p. 37;
 - (iv) Pièce [B-0030](#), p. 46.

Préambule :

- (i) « L'Offre vise donc à répondre aux objectifs suivants :
 - *contribuer à l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES prévues dans le PEV 2030 et dans le PMO 2021-2026, soit une cible de 50 % des émissions liées au chauffage des bâtiments d'ici 2030; l'apport de la biénergie à cette cible annuelle équivalant à 540 000 tonnes de GES; [...] ».* [nous soulignons]
- (ii) À partir du Tableau identifié à la référence (ii), la Régie présente l'extrait ci-dessous :

Secteurs d'activité	Émissions (kt éq. CO ₂)		Variation des émissions 1990-2018	
	1990	2018	kt éq. CO ₂	%
Résidentiel, commercial et institutionnel	11 213	8 169	-3 044	-27,1 %
Résidentiel	6 974	3 424	-3 549	-50,9 %
Commercial et institutionnel	4 240	4 745	505	11,9 %

- (iii) « *RÉSIDENTIEL, COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL*

Ce secteur produit des GES principalement lorsque des combustibles fossiles sont utilisés pour chauffer les bâtiments. »

- (iv) « *Les Distributeurs 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.

Par ailleurs, les Distributeurs proposent de déposer annuellement auprès de la Régie, sous forme de suivi administratif de la décision à rendre dans le présent dossier, un suivi des principaux éléments du projet, 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 Contribution GES versée par HQD à Énergir ».*

Demandes :

4.1. Considérant l'évolution des émissions de GES pour la période 1990-2018 au Québec pour les secteurs résidentiel, institutionnel et commercial à la référence (ii), veuillez préciser si les Distributeurs disposent d'un scénario de référence des émissions de GES pour ces secteurs en 2030 sans l'Offre biénergie mentionnée à la référence (i).

Réponse :

1 **Les Distributeurs ne disposent pas de cette information. Toutefois, il importe**
2 **de rappeler que, sans l'Offre, un faible taux historique de conversions à**
3 **l'électricité est observable, ce qui implique une réduction négligeable des**
4 **émissions de GES issues du chauffage des bâtiments au gaz naturel. Rien**
5 **n'indique que cette tendance soit appelée à changer sans une intervention**
6 **active des Distributeurs.**

4.1.1. Le cas échéant, veuillez le déposer en distinguant les prévisions annuelles des émissions de GES au Québec pour les bâtiments résidentiels, et celles pour les bâtiments institutionnels et commerciaux, sur l'horizon 2022-2030. Veuillez également identifier les sources et les données et déposer le détail des calculs en format PDF et en format Excel, incluant les formules sous-jacentes.

Réponse :

7 **Sans objet.**

4.2. Considérant les références (i) et (ii), veuillez déposer les prévisions des émissions de GES pour les bâtiments résidentiels et celles pour les bâtiments institutionnels et commerciaux au Québec, sur l'horizon 2022-2030 avec l'Offre biénergie mentionnée à la référence (ii). Veuillez également identifier les sources et les données et déposer le détail des calculs en format PDF et en format Excel, incluant les formules sous-jacentes.

Réponse :

1 Les Distributeurs ne sont en mesure d'estimer que les volumes de gaz naturel
2 consommés par la clientèle visée par l'Offre et les volumes de gaz naturel évités
3 par celle-ci.

4 Aux fins du dossier, les réductions de GES induites pas l'Offre ont été
5 déterminées en comparant les volumes consommés d'un scénario où l'Offre ne
6 serait pas mise en place à ceux d'un scénario biénergie en 2030 et en appliquant
7 le coefficient d'émission du CO₂ du gaz naturel conventionnel.

8 Ni les émissions de GES des bâtiments non visés par l'Offre, ni celles des
9 bâtiments consommateurs de gaz naturel qui ne sont pas desservis par Énergir,
10 ni celles d'autres sources d'énergie, telles que le mazout, le propane, le bois de
11 chauffage, n'ont été évaluées dans le présent dossier.

12 Il est également à noter qu'aucune hypothèse sur le volume de GNR injecté à
13 l'horizon 2030 n'a été requise aux fins du présent dossier. L'injection de GNR
14 est une mesure de décarbonation additionnelle qui pourrait contribuer à réduire
15 les émissions de GES des marchés résidentiel, commercial et institutionnel.

4.3. Considérant la référence (ii), veuillez élaborer sur la méthodologie envisagée par les Distributeurs afin de calculer les GES évités dans le cadre du suivi proposé à la référence (iii). Veuillez préciser comment ce suivi permettra de mettre en évidence les effets de l'Offre biénergie de ceux d'un scénario « *business-as-usual* » et de confirmer le niveau de la contribution mentionnée en référence (i).

Réponse :

16 Comme expliqué à la référence (iv), un suivi en nombre de clients et en volume
17 converti sera effectué annuellement. Le volume converti associé à l'Offre
18 biénergie sera calculé annuellement à partir du volume réel normalisé des
19 clients qui auront adhéré à l'Offre, lequel sera comparé au volume de
20 référence¹. Ce différentiel de volumes sera alors converti en GES et permettra
21 d'évaluer la contribution de l'Offre à l'objectif de décarbonation du secteur du
22 bâtiment. De plus, les Distributeurs conviendront de la mécanique de suivi pour
23 la clientèle qui ne consomme que de l'eau chaude sanitaire et sera convertie du
24 gaz naturel vers l'électricité.

¹ Pièce B-0030, HQD-Énergir-1, document 1, page 43.

IMPACT TARIFAIRE GLOBAL DE L’OFFRE BIÉNERGIE – IMPACT SUR LES COÛTS D’APPROVISIONNEMENT D’HQD ET LES REVENUS D’ÉNERGIR

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0026](#), p. 17;
 - (ii) Pièce [B-0026](#), p. 30;
 - (iii) Pièce [B-0026](#), p. 32, Tableau 30;
 - (iv) Pièce [B-0026](#), p. 35;
 - (v) Pièce [B-0026](#), p. 38, Tableau 37.

Préambule :

(i) Note de bas de page 15 :

« Les volumes convertis pour chaque année supposent que les conversions s’étaleront sur une période de 15 ans. Cette hypothèse s’appuie sur la durée de vie moyenne des équipements, évaluée à 15 ans, et sur le fait que les clients changent habituellement leurs appareils lorsque ceux-ci arrivent en fin de vie. Il a de plus été supposé que les conversions se feront à un rythme constant de 1/15e par année. Suivant ces hypothèses, le potentiel de conversion total sera donc atteint 15 ans après la mise en place de l’Offre. Or, en 2030, 9 années seulement se seront écoulées depuis le début de l’Offre prévu en 2022. Un ratio de 9/15e a donc été appliqué au potentiel de conversion total évalué en 2030 afin d’établir les volumes convertis vers l’électricité. »

(ii) « Coûts marginaux en puissance

Les coûts unitaires associés à la puissance sont les mêmes pour toutes les clientèles. HQD utilise les coûts évités de puissance de court et long termes calculés selon la méthodologie habituelle. À la lumière du bilan de puissance actuel de HQD, la conversion de la charge entièrement à l’électricité amènerait l’apparition d’un besoin d’approvisionnement additionnel en puissance dès 2023. La présente analyse présume qu’HQD serait en mesure de mettre en place, à temps, les moyens nécessaires pour répondre à ce besoin additionnel, ce qui n’apparaît pas être réaliste.

TABLEAU 26
COÛTS MARGINAUX EN PUISSANCE
($\$_{2022}/KW$)

Court terme	20,8
Long terme	120,7

».

(iii) Tableau 30 : Impact sur les revenus requis – scénario TAE (M\$).

(iv) « En appliquant aux volumes du Tableau 14 les coûts marginaux du Tableau 26, on obtient les coûts marginaux en puissance du scénario biénergie, présentés au Tableau 34 ».

(v) Tableau 37 : Impact sur les revenus requis – scénario biénergie (M\$).

Demandes :

5.1. Considérant les références (i) et (ii), veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de la Régie à l'effet que la conversion de la charge entièrement à l'électricité amenant l'apparition d'un besoin d'approvisionnement additionnel en puissance dès 2023 correspond à la conversion immédiate d'un quinzième de la clientèle visée par l'Offre biénergie à partir de l'année 2022-2023.

Réponse :

1 **HQD le confirme.**

5.1.1. Le cas échéant, veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de la Régie à l'effet qu'HQD utilise les coûts marginaux en puissance de court terme pour l'année 2022 et ceux de long terme à compter de 2023 pour déterminer l'impact sur le revenu requis présenté à la référence (iii).

Réponse :

2 **HQD le confirme.**

5.2. Considérant les références (i), (ii) et (iv), veuillez préciser l'année à partir de laquelle HQD utilise les coûts marginaux de long terme pour déterminer l'impact sur le revenu requis dans le scénario biénergie présentés à la référence (v).

Réponse :

3 **Si la question porte bien sur les coûts marginaux de puissance, l'année 2026 a**
4 **été utilisée pour le scénario biénergie.**

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0016](#), p. 48;
 - (ii) [Analyse d'impact réglementaire sur le projet de règlement sur les appareils de chauffage au mazout](#), Direction du soutien à la gouvernance en collaboration avec la Direction de l'expertise climatique du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC), p. 16.
 - (iii) [Décret 1412-2021](#), 3 novembre 2021.

Préambule :

(i) « 13.2 Veuillez préciser si les hypothèses évoquées aux références (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.

Réponse : Les hypothèses de croissance à l'horizon 2030 incluent tant les effets à la hausse que ceux à la baisse sur la demande et par le fait même, le phénomène d'effritement tendanciel de la clientèle. Quant au projet de règlement sur les appareils de mazout, aucun ajustement spécifique n'a été apporté sur ce point étant donné que, premièrement, le règlement est encore au stade de projet et, deuxièmement, que la parution du projet a eu lieu après le développement des hypothèses mises en place aux fins de l'Entente. Énergir tient à préciser qu'un effet tendanciel à la baisse des conversions mazout est tout de même inclus dans sa demande, principalement dû à l'effritement du potentiel ».

(ii) « La réduction de l'utilisation du mazout résidentiel entraînera une pression supplémentaire sur la demande de puissance électrique lors des pointes hivernales. Cependant, Hydro-Québec a pris cet élément en considération dans son plan d'approvisionnement 2030 ». [nous soulignons]

(iii) Le gouvernement du Québec, suivant le Décret 1412-2021 qui vient d'être publié dans la Gazette officielle du Québec, a édicté le *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout*.

Demande :

6.1. Considérant les références (i), (ii) et (iii), veuillez préciser si les deux distributeurs posent les mêmes hypothèses quant à l'effritement du chauffage au mazout.

Réponse :

1 **Pour les fins du présent dossier, les Distributeurs ont convenu d'hypothèses**
2 **communes afin de déterminer l'impact de l'effritement du chauffage au mazout,**
3 **qu'il soit total ou partiel (tarif DT), à l'horizon 2030. La croissance de la clientèle**
4 **d'Énergir inclut un nombre de nouveaux clients qui convertissent leur**

1 équipement au mazout pour un équipement au gaz naturel. Il est toutefois
2 important de noter que la part des nouveaux clients qui sont issus de la
3 conversion au mazout est relativement faible (environ 10 % des nouvelles
4 ventes), et que les nouveaux clients ne représentent qu'une petite part des
5 volumes visés par la conversion (moins de 2 % des volumes potentiels totaux).

6 Ainsi, exclure les conversions mazout du volume de conversion, comme le
7 prévoit le *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout*, a très peu
8 d'incidence sur les analyses économiques et ne change pas les conclusions
9 présentées dans la preuve.

10 Par ailleurs, la méthode proposée pour l'établissement de la Contribution GES
11 prévoit que le montant payé par HQD à Énergir reflète les conversions réelles.
12 Ainsi, si au réel, aucun client ne peut convertir son équipement au mazout vers
13 le gaz naturel (ni la biénergie), aucune Contribution GES ne sera payée par HQD
14 à Énergir pour ces clients.

6.1.1. Veuillez élaborer et décrire ces hypothèses ainsi que leurs implications sur les
 perspectives de croissance des ventes d'Énergir.

Réponse :

15 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.1.2. Veuillez élaborer et décrire ces hypothèses ainsi que leurs implications sur
 l'actuelle clientèle au tarif DT et les coûts d'approvisionnement d'HQD, d'autre
 part.

Réponse :

16 **Voir la réponse à la question 6.1.**

CRITÈRES TECHNIQUES D'ADMISSIBILITÉ DES INSTALLATIONS À L'OFFRE ET LEURS CONSÉQUENCES SUR SON ANALYSE ET SON IMPACT

7. **Références :**
- (i) Pièce [B-0030](#), p. 10 et 11;
 - (ii) [Conditions de service et Tarifs d'électricité au 1^{er} avril 2021](#), p. 22 et 23.

Préambule :

(i) « 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 clients seront incités à [...] installer un système électrique complémentaire au système au gaz naturel pour le chauffage des espaces. Le choix du système électrique diffèrera selon la technologie utilisée avant la conversion. En outre, l'efficacité du système électrique aura un impact sur la consommation d'énergie du client à la suite de la conversion. ». [nous soulignons]

(ii) « Le système biénergie doit remplir toutes les conditions suivantes :

a) la capacité du système biénergie en mode combustible doit être suffisante pour fournir la chaleur nécessaire au chauffage des locaux visés. Les sources d'énergie du système biénergie ne doivent pas être utilisées simultanément;

b) le système biénergie doit être muni d'un dispositif de permutation permettant le passage automatique d'une source d'énergie à l'autre. Ce dispositif doit, à cet effet, être relié à une sonde de température conformément aux dispositions du sous-alinéa c) ci-après;

c) la sonde de température est fournie et installée par Hydro-Québec à l'endroit et aux conditions déterminés par celle-ci. Cette sonde indique au dispositif de permutation automatique qu'un changement de mode de chauffage est requis en raison de la température extérieure. Le mode combustible est utilisé lorsque celle-ci est inférieure à -12°C ou à -15°C , selon les zones climatiques définies par Hydro-Québec;

d) le client peut en plus disposer d'un dispositif de permutation manuel pour commander lui-même le passage d'une source d'énergie à l'autre. » [nous soulignons]

Demandes :

- 7.1. Considérant la référence (i), veuillez préciser les critères techniques que doivent respecter les installations de chauffage d'un client d'Énergir avant conversion pour pouvoir

bénéficiaire de l'Offre biénergie, au plan tarifaire, d'une part, notamment pour pouvoir respecter chacune des quatre conditions prévues à la référence (ii).

Réponse :

- 1 **De façon générale, le client résidentiel doit posséder un système de chauffage**
2 **central fonctionnant au gaz naturel pour le chauffage des espaces pour adhérer**
3 **au tarif DT de HQD.**

7.2. Considérant la référence (i), veuillez préciser les critères techniques que doivent respecter les installations de chauffage d'un client d'Énergir avant conversion pour pouvoir bénéficier de l'Offre biénergie, au plan des programmes commerciaux d'autre part.

Réponse :

- 4 **Les critères techniques d'admissibilité aux programmes commerciaux sont**
5 **toujours en cours d'élaboration.**

COÛTS DES INVESTISSEMENTS LIÉS À LA CONVERSION À LA BIÉNERGIE PAR RAPPORT AU TAE

8. **Référence :**
- (i) Pièce [B-0027](#), p.41;
 - (ii) Pièce [B-0030](#), p.50 et 51;
 - (iii) Pièce [B-0030](#), p.49;
 - (iv) Pièce [B-0030](#), p.51.

Préambule :

(i) « 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.

« Réponse :

Puisque les coûts des équipements TAE sont substantiellement plus élevés que ceux pour la biénergie et la PRI plus longue, comme illustré aux tableaux 47 et 48 de la pièce HQD-Énergir-1, document 1 (B-0005), les Distributeurs anticipent que ces cas seront plutôt rares. »

(ii) « Tableau 47 : Coût de remplacement des équipements »

« Concernant les UDT, le coût de remplacement dans les scénarios TAE et biénergie par rapport au scénario tout gaz est plus important pour les clients ayant un générateur d'air chaud. Cela s'explique principalement par un coût des thermopompes électriques plus élevé par rapport aux chaudières électriques. Par contre, les coûts dans le scénario biénergie sont moins élevés que dans le scénario TAE, car ils n'incluent que les coûts liés aux équipements et leur installation, alors que le scénario TAE inclut également le coût lié à la mise à niveau électrique. Ce dernier élément explique totalement l'écart de coût entre ces deux scénarios. Il est à noter que dans un nombre limité de cas pour le scénario biénergie, une mise à niveau électrique pourrait être nécessaire, ce qui aurait pour effet d'augmenter les coûts globaux de remplacement des appareils. Une attention particulière sera portée sur ces situations afin de s'assurer que ces coûts supplémentaires ne constituent pas un frein pour les clients à adhérer à l'Offre. »

(iii) « Tableau 46 : Factures annuelles selon le scénario et l'équipement sélectionnés »

(iv) En introduction au chapitre 9.1.4, on peut lire :

« Dans le cadre du PEV 2030, le Gouvernement a alloué une enveloppe de 125 M\$ (NBP 30 : Plan de mise en œuvre 2021-2026, p.15.) pour financer des actions permettant la mise en place de la biénergie pour les clients résidentiels et commerciaux. Les Distributeurs élaborent également des programmes afin de financer des actions permettant la mise en place de la biénergie. La facture annuelle énergétique et le coût des équipements présentés ci-dessous ne

prennent pas en compte ces subventions puisque la forme et les montants sont toujours en cours d'analyse. Par conséquent, le coût réel payé par le client sera moindre.

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

Demandes :

8.1. La Régie a consulté les tableaux 47 et 48 mentionnés dans la réponse en référence (i) ainsi que les explications qui s'y rattachent, notamment pour les différences de coûts d'investissement, incluant le chapitre 9.1.1 de la pièce B-0030. Veuillez indiquer si les Distributeurs ne faisaient pas plutôt mention aux tableaux 46 et 47 dans leur réponse.

Réponse :

1 **Les Distributeurs le confirment. À la réponse à la question 11.6 de la demande**
2 **de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce B-0027, HQD-Énergir-2,**
3 **document 1, ils auraient dû faire référence aux tableaux 46 et 47 de la pièce**
4 **B-0030, HQD-Énergir-1, document 1.**

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

Réponse :

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

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

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

9. **Références :** (i) Pièce [B-0007](#), pages 10 à 12;
(ii) Pièce [B-0016](#), p.34.

Préambule :

- (i) Énergir conclut sa proposition de modifier la clause de Supplément pour Service de pointe par:

« Dans un dernier temps, comme l'un des objectifs du Supplément pour service de pointe était de s'assurer que les clients paient pour la totalité des coûts encourus pour les desservir, ces coûts de pointe seraient donc chargés deux fois si l'article 15.2.4 était maintenu dans sa forme actuelle. En effet, les coûts seraient chargés une première fois à HQD, pour l'établissement du montant de la Contribution GES, et une deuxième fois au client ayant adhéré à la biénergie.

Ainsi, pour les raisons susmentionnées, Énergir propose de modifier l'article pour exempter du Supplément pour service de pointe les clients résidentiels assujettis au tarif DT d'HQD (tarif auquel seront assujettis les clients du marché résidentiel voulant se prévaloir de l'Offre). »

- (ii) *« Il est même actuellement possible pour un nouveau client au gaz naturel d'opter, dès maintenant, pour la biénergie. »*

Demandes :

- 9.1. Veuillez confirmer qu'il existe en ce moment, avant la mise en œuvre de l'Offre biénergie, une partie de la clientèle d'HQD au tarif DT qui utilise le gaz naturel d'Énergir comme combustible.

Réponse :

1 **HQD confirme qu'il existe présentement une partie de sa clientèle au tarif DT**
2 **qui utilise le gaz naturel d'Énergir comme combustible. À titre de rappel, le**
3 **tarif DT ne discrimine pas le combustible utilisé comme source d'appoint du**
4 **système biénergie.**

- 9.2. Veuillez élaborer sur le nombre de ces clients, leur taux de satisfaction en ce qui a trait au tarif DT, leur fidélité à la biénergie, leur taux d'effritement en faveur du TAE ou du tout gaz naturel.

Réponse :

5 **HQD n'est pas en mesure de segmenter la clientèle au tarif DT par type de**
6 **combustible à partir de ses bases de données clients. D'après les résultats du**
7 **sondage « Utilisation de l'électricité par la clientèle résidentielle – Édition**
8 **2018 », sur la base des clients au tarif DT, le Distributeur estime à environ 10 %**

1 la proportion de clients utilisant le gaz naturel d'Énergir comme source
2 d'appoint pour le chauffage des locaux.

3 Par ailleurs, sur l'ensemble de la population résidentielle à l'étude, le
4 Distributeur constate que 3 % des répondants affirment avoir changé de source
5 d'énergie principale pour le chauffage entre 2014 et 2017. Chez les propriétaires
6 qui ont changé de source d'énergie pour le chauffage entre 2014 et 2017,
7 seulement 1 % étaient à la biénergie à l'électricité – gaz naturel. Parmi ces
8 derniers, tous se sont convertis au gaz naturel.

9 Chez les propriétaires n'ayant pas changé de source d'énergie principale pour
10 le chauffage entre 2014 et 2017, 4 % affirment avoir l'intention de le faire entre
11 2018 et 2021 (toutes sources d'énergie confondues), soit 1 % « fort
12 probablement » et 3 % « probablement ». Parmi ceux-ci, on ne retrouve pas de
13 clients qui sont à la biénergie électricité – gaz naturel ayant l'intention de se
14 convertir à une autre source d'énergie entre 2018 et 2021.

15 En ce qui a trait au taux de satisfaction des clients envers le tarif DT, le trop
16 faible nombre de répondants à une question de sondage réalisé en 2017 portant
17 sur ce sujet ne permet pas de se prononcer.

9.3. Veuillez élaborer sur les profils de consommation de cette clientèle, leurs volumes respectifs de gaz naturel et d'électricité consommés.

Veuillez indiquer si cette clientèle paye un montant au titre de « Supplément pour service de pointe ». Veuillez élaborer.

Réponse :

18 Comme mentionné dans la pièce B-0007, HQD-Énergir-1, document 3, aucun
19 client d'Énergir n'est présentement assujéti au Supplément pour service de
20 pointe. Il est difficile d'identifier les clients qui n'utilisent le gaz que pour
21 répondre aux besoins de pointe sans que ces derniers en fassent part à Énergir.

22 Ainsi, il n'est pas possible de fournir des informations quant à leur profil de
23 consommation.

24 Voir également la réponse à la question 9.1.