

**OFFRE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION ET D'ÉNERGIR  
EN RÉPONSE AUX OBJECTIFS DE DÉCARBONATION DU  
CHAUFFAGE DES BÂTIMENTS ÉNONCÉS DANS LE PLAN  
POUR UNE ÉCONOMIE VERTE 2030**

## TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION .....	5
<b>1. MISE EN CONTEXTE.....</b>	<b>6</b>
1.1. Plan pour une économie verte.....	6
1.2. Collaboration des distributeurs de gaz naturel et d'électricité .....	7
<b>2. OFFRE CONCERTÉE DE BIÉNERGIE .....</b>	<b>8</b>
2.1. Description de l'Offre .....	8
2.2. Objectifs visés par l'Offre.....	9
<b>3. CLIENTÈLE ET VOLUMES DE GAZ NATUREL VISÉS PAR L'OFFRE .....</b>	<b>9</b>
3.1. Définition de la clientèle visée par la biénergie.....	10
3.1.1. <i>Identification de la clientèle visée</i> .....	10
3.1.2. <i>Portrait des technologies de chauffage utilisées par les clients visés par l'Offre</i> .....	11
3.2. Détermination du volume de gaz naturel associé à la clientèle ciblée .....	12
3.3. Séparation des volumes ciblés en fonction des usages .....	14
3.4. Consommations gazière et électrique après conversion .....	15
3.4.1. <i>Évaluation des volumes de chauffage de l'espace convertis</i> .....	15
3.4.2. <i>Répartition des volumes convertis</i> .....	16
<b>4. DESCRIPTION DES SCÉNARIOS DE CONVERSION .....</b>	<b>17</b>
4.1. Scénario TAE.....	17
4.2. Scénario biénergie (l'Offre).....	19
<b>5. IMPACTS FINANCIERS POUR ÉNERGIR .....</b>	<b>21</b>
5.1. Coûts évités .....	21
5.2. Revenus perdus.....	23
5.3. Résultats pour chacun des scénarios .....	24
5.4. Comparaison des scénarios .....	26
5.5. Estimation de l'impact tarifaire .....	26
<b>6. IMPACTS FINANCIERS POUR HQD .....</b>	<b>27</b>
6.1. Scénario TAE.....	27
6.2. Scénario biénergie (l'Offre).....	33
6.3. Comparaison des scénarios .....	38
6.4. Estimation de l'impact tarifaire.....	39
<b>7. RÉSUMÉ DES IMPACTS POUR LES DISTRIBUTEURS.....</b>	<b>39</b>
<b>8. CONTRIBUTION POUR LA RÉDUCTION DES GES ET SON IMPACT SUR LES DISTRIBUTEURS ....</b>	<b>40</b>
8.1. Montant et base de compensation.....	40
8.2. Modalités d'application .....	43
8.3. Durée des versements et de l'Entente.....	46
8.4. Suivi .....	46
<b>9. STRATÉGIE DE MISE EN MARCHÉ .....</b>	<b>46</b>
9.1. Analyses financières du point de vue des clients .....	46
9.1.1. <i>Description des cas types</i> .....	47
9.1.2. <i>Comparaison des dépenses d'exploitation (OPEX)</i> .....	49
9.1.3. <i>Comparaison des dépenses d'investissement (CAPEX)</i> .....	50
9.1.4. <i>Analyse des coûts totaux et évaluation de la période de récupération de l'investissement</i> .....	51
9.2. Modification aux Conditions de service et Tarif d'Énergir (CST) .....	54

9.3. Modification proposée aux <i>Conditions de service</i> de HQD (CS) .....	54
9.4. Mesures de soutien à la biénergie .....	54
9.5. Stratégie de déploiement.....	55
9.5.1. <i>Un déploiement séquentiel</i> .....	55
9.5.2. <i>Une commercialisation ciblée</i> .....	55
9.5.3. <i>Un parcours client optimisé</i> .....	56
<b>CONCLUSION</b> .....	<b>56</b>

**ANNEXE A : ENTENTE DE COLLABORATION**

**ANNEXE B : FICHE-SYNTÈSE DE LA MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DE LA CONTRIBUTION GES**

**ANNEXE C : EXEMPLES D'APPLICATION DE L'ENTENTE**

**LISTE DES FIGURES**

Figure 1 : Impact tarifaire du scénario biénergie pour les Distributeurs.....	41
---	----

**LISTE DES TABLEAUX**

Tableau 1 : Source d'énergie visée par usage selon le volume de consommation des clients.....	11
Tableau 2 : Exemples de technologies selon les secteurs visés .....	12
Tableau 3 : Nombre de clients et volumes de gaz naturel ciblés par l'Offre – moyenne des années 2017 - 2019 .....	13
Tableau 4 : Hypothèses de croissance annuelle des volumes de consommation des clients visés.....	14
Tableau 5 : Volumes des clients ciblés par l'Offre (Mm <sup>3</sup> ) – Année 2030 .....	14
Tableau 6 : Répartition du volume total des clients visés par l'Offre selon les usages (Mm <sup>3</sup> ) – Année 2030 .....	15
Tableau 7 : Potentiel de conversion (Mm <sup>3</sup> ) – année 2030 .....	16
Tableau 8 : Potentiel de consommation électrique additionnelle (GWh) – année 2030 .....	17
Tableau 9 : Volumes de conversion à l'électricité projetés et réduction de GES associée.....	18
Tableau 10 : Volumes convertis à l'électricité – scénario TAE (GWh).....	18
Tableau 11 : Puissance additionnelle requise – scénario TAE (MW) .....	19
Tableau 12 : Volumes de conversion à la biénergie projetés et réduction de GES associée...20	
Tableau 13 : Volumes convertis à l'électricité – scénario biénergie (GWh) .....	20
Tableau 14 : Puissance additionnelle requise – scénario biénergie (MW) .....	21
Tableau 15 : Coûts évités - 2022 .....	22
Tableau 16 : Revenus unitaires perdus - 2022 .....	24
Tableau 17 : Impacts sur les revenus requis d'Énergir du scénario TAE (M\$) .....	25
Tableau 18 : Impacts sur les revenus requis d'Énergir du scénario biénergie (M\$) .....	25
Tableau 19 : Comparaison des scénarios TAE et biénergie pour Énergir (M\$).....	26
Tableau 20 : Impact tarifaire estimé des scénarios TAE et biénergie (M\$) .....	27
Tableau 21 : Revenus marginaux – scénario TAE (¢ <sub>2022</sub> /kWh).....	28
Tableau 22 : Répartition des volumes convertis .....	28

Tableau 23 : Revenus additionnels – scénario TAE (M\$).....	29
Tableau 24 : Coûts marginaux en énergie (¢/kWh) .....	29
Tableau 25 : Coûts marginaux en énergie – scénario TAE (M\$).....	30
Tableau 26 : Coûts marginaux en puissance (\$ <sub>2022</sub> /kW) .....	30
Tableau 27 : Coûts marginaux en puissance dans le scénario TAE (M\$) .....	31
Tableau 28 : Coûts marginaux en transport et distribution (\$ <sub>2022</sub> /kW).....	31
Tableau 29 : Coûts marginaux en transport et distribution dans le scénario TAE (M\$).....	32
Tableau 30 : Impact sur les revenus requis – scénario TAE (M\$) .....	32
Tableau 31 : Revenus marginaux – scénario biénergie (¢ <sub>2022</sub> /kWh) .....	34
Tableau 32 : Revenus additionnels – scénario biénergie (M\$).....	34
Tableau 33 : Coûts marginaux en énergie – scénario biénergie (M\$) .....	35
Tableau 34 : Coûts marginaux en puissance – scénario biénergie (M\$).....	35
Tableau 35 : Impact en transport et en distribution – scénario biénergie (MW).....	37
Tableau 36 : Coûts marginaux en transport et distribution – scénario biénergie (M\$).....	37
Tableau 37 : Impact sur les revenus requis – scénario biénergie (M\$) .....	38
Tableau 38 : Comparaison des scénarios TAE et biénergie pour HQD (M\$) .....	38
Tableau 39 : Impact tarifaire estimé des scénarios TAE et biénergie (M\$) .....	39
Tableau 40 : Impact net sur les revenus requis (M\$) et sur les émissions de GES (Mt. de CO <sub>2</sub> eq.) des scénarios TAE et biénergie.....	40
Tableau 41 : Impact tarifaire estimé du scénario biénergie en incluant la Contribution GES pour Énergir (M\$) .....	42
Tableau 42 : Impact tarifaire estimé du scénario biénergie en incluant la Contribution GES pour Hydro-Québec (M\$) .....	42
Tableau 43 : Taux applicables à la Consommation de référence .....	44
Tableau 44 : Taux applicables au Volume converti .....	45
Tableau 45 : Volume de consommation considéré selon les cas types sélectionnés.....	48
Tableau 46 : Factures annuelles selon le scénario et l'équipement sélectionnés (\$) .....	49
Tableau 47 : Coût de remplacement des équipements (\$) .....	50
Tableau 48 : UDT de petite taille (1 010 m <sup>3</sup> ).....	52
Tableau 49 : UDT de taille moyenne (1 955 m <sup>3</sup> ).....	52
Tableau 50 : UDT de grande taille (2 914 m <sup>3</sup> ) .....	53
Tableau 51 : Multihabitations de 6 unités (7 897 m <sup>3</sup> ).....	53
Tableau 52 : Multihabitations de 13 unités (15 000 m <sup>3</sup> ).....	54

## INTRODUCTION

1 Les changements climatiques sont un enjeu majeur auquel fait face l'ensemble de la population  
2 mondiale. Le Québec, par son contexte énergétique unique avec son électricité propre, dispose  
3 d'atouts indéniables pour devenir un leader du développement durable et réussir sa transition  
4 énergétique. Ainsi, concentrant ses efforts sur la décarbonation de son économie, le  
5 gouvernement du Québec (le Gouvernement) a pour objectif de réduire ses émissions de gaz à  
6 effet de serre (GES) de 37,5 % d'ici 2030 par rapport au niveau de 1990.

7 Le Plan pour une économie verte 2030 (le PEV 2030) du Gouvernement, dévoilé le  
8 16 novembre 2020, trace la route vers la décarbonation de l'économie en misant en priorité sur  
9 l'électrification, ainsi que sur les énergies renouvelables, dont une utilisation accrue du gaz  
10 naturel renouvelable, de même que sur l'efficacité énergétique, l'élimination du mazout au profit  
11 de l'électricité et des mesures visant à mieux gérer la demande en période de pointe.

12 Comme en fait foi le décret de préoccupations économiques, sociales et environnementales  
13 n° 874-2021 pris par le Gouvernement (le Décret)<sup>1</sup>, une de ces mesures vise à réduire de 50 %  
14 les émissions de GES issues du chauffage des bâtiments d'ici 2030 en misant sur la  
15 collaboration des deux principaux distributeurs d'énergie du Québec soit, Énergir, s.e.c.  
16 (Énergir) et Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (Hydro-Québec  
17 Distribution ou HQD) (les Distributeurs) afin de créer une offre concertée de biénergie  
18 électricité – gaz naturel (l'Offre).

19 Afin de donner suite aux objectifs du Gouvernement émis dans ses politiques énergétiques et  
20 conformément au Décret, les Distributeurs soumettent dans le présent dossier une demande à  
21 la Régie de l'énergie (la Régie) visant à permettre la mise en place de l'Offre et en assurer le  
22 succès. Le principal objet de cette demande consiste à permettre un partage des coûts  
23 découlant de l'Offre auprès de l'ensemble des clients des Distributeurs. Ce partage  
24 s'opérationnalisera par un transfert financier annuel entre ces derniers, soit la Contribution pour  
25 la réduction des GES (la Contribution GES), suivant l'entente préalablement intervenue entre  
26 eux (l'Entente)<sup>2</sup>. Cette dernière est présentée à l'annexe A.

27 Plus précisément, Énergir et HQD demandent à la Régie de reconnaître, en vertu des  
28 articles 31 al. 1 (5°) et 32 (3°) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi), la méthode  
29 d'établissement de la Contribution GES, aux fins de l'inclusion des montants à être établis  
30 suivant ladite méthode dans les revenus requis des Distributeurs au moment de leurs dossiers  
31 tarifaires respectifs. Des aménagements spécifiques aux Distributeurs, telles les modifications  
32 requises aux *Conditions de service* de HQD (CS) conformément à l'article 31 al. 1 (1°) de la Loi,  
33 et aux *Conditions de service et tarif* d'Énergir (CST), sont également soumis pour approbation.

---

<sup>1</sup> [Décret 874-2021.](#)

<sup>2</sup> *Entente de collaboration relativement au projet favorisant la décarbonation dans le chauffage des bâtiments grâce à la biénergie électricité-gaz naturel.*

1 Il est à noter que le présent dossier, bien qu'exposant globalement l'Offre afin d'en offrir une vue  
2 d'ensemble, ne fait état, pour l'instant, que du marché résidentiel. À cet égard, étant donné  
3 l'existence du tarif DT de HQD pour les clientèles résidentielle et agricole et la possibilité pour  
4 la clientèle d'Énergir souhaitant se prévaloir de l'Offre d'y adhérer, l'aspect tarifaire ne fait l'objet  
5 d'aucune demande à ce stade. Toutefois, au cours des prochains mois, les Distributeurs  
6 comptent présenter à la Régie, dans le cadre d'une seconde phase, une demande pour les  
7 clients visés des marchés commercial et institutionnel. Les travaux entourant cette phase 2 ont  
8 déjà cours, mais des analyses additionnelles sont requises pour en arriver à une offre biénergie  
9 visant cette clientèle.

10 Les sections qui suivent présentent le contexte ayant initié les discussions entre les Distributeurs  
11 pour développer l'Offre, sa description et ses objectifs, le potentiel de conversion du gaz naturel  
12 vers l'électricité pour les marchés ciblés qui, conjointement, permettront d'atteindre la cible de  
13 réduction des émissions de GES ainsi que les analyses financières ayant mené à l'Entente entre  
14 les Distributeurs et au mécanisme de partage des coûts de la décarbonation.

15 La pièce HQD-Énergir-1, document 2 présente le détail des mesures tarifaires et commerciales  
16 d'Hydro-Québec Distribution faisant partie de l'Offre de même que des mesures  
17 complémentaires du secteur de l'innovation et de la transition énergétiques du ministère de  
18 l'Énergie et des Ressources naturelles (le SITÉ).

19 La pièce HQD-Énergir-1, document 3 détaille quant à elle les impacts de l'Offre sur les différents  
20 services ainsi que sur les opérations d'Énergir.

## 1. MISE EN CONTEXTE

### 1.1. Plan pour une économie verte

21 Par son PEV 2030, dévoilé au mois de novembre dernier, le Gouvernement démontre sa volonté  
22 de faire du Québec un leader de l'économie verte en s'appuyant fortement sur son énergie  
23 propre, l'électricité. Le Gouvernement y réitère son engagement à réduire les émissions de GES  
24 de 37,5 % d'ici 2030 par rapport à leur niveau de 1990 et trace la trajectoire vers la  
25 carboneutralité de la province à l'horizon 2050.

26 La principale stratégie préconisée par le Gouvernement pour atteindre cette cible consiste en  
27 l'électrification de l'économie, notamment par une décarbonation du chauffage des bâtiments  
28 résidentiels, commerciaux et institutionnels. Pour cette mesure, le Gouvernement fixe une cible  
29 de réduction de 50 %, par rapport à 1990, des émissions de GES liées au chauffage des  
30 bâtiments d'ici 2030, tout en maximisant les retombées économiques et en minimisant les coûts  
31 pour les clients<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> [Plan pour une économie verte 2030](#), page 52.

1 Cette stratégie s’appuie notamment sur une conversion partielle du gaz naturel vers l’électricité.  
2 Pour ce faire, le Gouvernement a incité les Distributeurs à collaborer pour une électrification  
3 efficace des bâtiments des segments de marché visés, c’est-à-dire sans amplification de l’enjeu  
4 de pointe du réseau électrique. À cet égard, le Gouvernement se montre d’ailleurs soucieux d’un  
5 équilibre à atteindre en regard des éléments suivants<sup>4</sup> :

- 6 • l’augmentation des besoins en puissance du distributeur d’électricité ;
- 7 • les conséquences sur les tarifs de gaz naturel pour les autres clients, notamment pour  
8 les industries ;
- 9 • les surcoûts liés à la conversion du côté des clients ;
- 10 • la complémentarité des différentes mesures d’efficacité énergétique et de gestion de la  
11 demande de pointe qui seront mises en place ;
- 12 • la nécessité de maintenir des solutions énergétiques de rechange en cas de pannes  
13 électriques.

14 Cette vision est également reprise dans le Décret par lequel le Gouvernement demande à la  
15 Régie, dans le contexte de la transition énergétique, de favoriser l’atteinte des cibles du  
16 PEV 2030 et de son Plan de mise en œuvre 2021-2026 (le PMO 2021-2026) et de reconnaître :

- 17 • une approche de complémentarité des réseaux électrique et gazier ;
- 18 • les efforts de HQD et d’Énergir visant la réduction des émissions de GES dans le  
19 chauffage des bâtiments, résultant en une solution conjointe (l’Offre) et une entente  
20 négociée (l’Entente) ;
- 21 • le partage des coûts liés à l’Offre entre HQD et Énergir afin d’équilibrer l’impact tarifaire  
22 entre les clients des Distributeurs et par conséquent, de permettre l’inclusion des  
23 transferts financiers associés à la Contribution GES dans le revenu requis de HQD lors  
24 de son prochain dossier tarifaire en 2025 et de considérer cet élément dans  
25 l’établissement des tarifs d’Énergir.

26 Par ailleurs, le Gouvernement a prévu, dans le PMO 2021-2026, une somme de 125 M\$<sup>5</sup> pour  
27 les cinq prochaines années afin de favoriser l’adoption de la biénergie.

## 1.2. Collaboration des distributeurs de gaz naturel et d’électricité

28 Dans le PEV 2030, le Gouvernement mentionne être d’avis que l’électrification à 100 % du  
29 chauffage des bâtiments ne représente pas une utilisation optimale de l’électricité pour le  
30 Québec, considérant que cette approche créerait d’importants enjeux de pointe hivernale sur le  
31 réseau électrique lorsque la consommation d’électricité est à son maximum.

---

<sup>4</sup> [Plan pour une économie verte 2030](#), pages 53 et 54.

<sup>5</sup> [Plan de mise en oeuvre 2021-2026](#), page 29.

1 Pour répondre à l'accroissement de la demande en pointe hivernale, dans un scénario  
2 d'électrification complète des clients d'Énergir, HQD devrait engager des coûts importants en  
3 approvisionnement additionnel en puissance et en infrastructures, et ce, même si les actifs  
4 existants sont suffisants pour satisfaire les besoins le reste de l'année<sup>6</sup>. Il est également  
5 important de souligner que l'électricité ne peut constituer la seule source d'énergie pour  
6 l'ensemble des bâtiments commerciaux et institutionnels en raison de certaines contraintes  
7 opérationnelles<sup>7</sup>.

8 C'est dans ce contexte qu'une solution de conversion du gaz naturel vers la biénergie  
9 électricité – gaz naturel est à privilégier. Cette solution est le fondement de l'Offre des  
10 Distributeurs et consiste à convertir le gaz naturel vers l'électricité dans les segments de marché  
11 visés, hormis pour ce qui est des besoins de chauffe en pointe. Cette approche biénergie tire  
12 profit de la complémentarité des réseaux électrique et gazier et vise à maximiser le potentiel  
13 d'électrification dans le secteur du chauffage au Québec à moindre coût pour l'ensemble des  
14 consommateurs d'énergie.

15 L'Offre tient compte de la volonté gouvernementale d'atteindre un équilibre tarifaire pour les  
16 clients des Distributeurs. En effet, sans ajustement, la solution biénergie pourrait avoir des  
17 incidences tarifaires différentes chez les Distributeurs. L'Entente vise ainsi à en répartir  
18 équitablement les impacts au moyen du transfert d'un montant financier annuel du distributeur  
19 d'électricité vers le distributeur gazier, la Contribution GES. La section 8 présente la méthode  
20 ayant permis d'établir le montant de la Contribution GES selon un scénario de prévision de coûts  
21 réaliste.

## 2. OFFRE CONCERTÉE DE BIÉNERGIE

### 2.1. Description de l'Offre

22 L'Offre vise à inciter la conversion<sup>8</sup> des systèmes de chauffage au gaz naturel des bâtiments  
23 résidentiels, commerciaux et institutionnels vers des équipements biénergie. Elle favorise une  
24 utilisation optimale des sources d'énergie de façon à gérer les pointes de consommation et à  
25 minimiser les coûts sociétaux, par la mise en oeuvre du concept de « la bonne énergie à la  
26 bonne place, au bon moment et au bon coût ».

27 Le chauffage des bâtiments est le secteur qui met le plus de pression sur le réseau électrique  
28 lors des périodes de pointe de consommations hivernales. Les Distributeurs, par le biais de leur  
29 Offre, visent le déploiement de la biénergie électricité – gaz naturel, dans un premier temps,  
30 auprès d'une partie de la clientèle résidentielle d'Énergir pour le chauffage des espaces et de  
31 l'eau et pour les nouveaux bâtiments. Ainsi, la clientèle visée sera incitée à utiliser l'électricité

---

<sup>6</sup> Voir la section 7.

<sup>7</sup> Par exemple, en cas de panne électrique généralisée, les hôpitaux doivent avoir accès à une source d'énergie alternative.

<sup>8</sup> Dans le présent dossier, le terme conversion réfère à la clientèle existante d'Énergir et aux nouveaux bâtiments.



1 pour le chauffage des espaces et de l'eau, sauf lorsque la température de permutation<sup>9</sup> est  
2 atteinte où elle devra recourir au gaz naturel pour la chauffe des espaces. Dans un deuxième  
3 temps, comme mentionné en introduction, une offre pour les clientèles commerciale et  
4 institutionnelle visées sera introduite à la suite de son approbation par la Régie.

5 Bien qu'à la section 3, des balises volumétriques sont présentées pour déterminer la clientèle  
6 visée, l'Offre est ouverte à tous. Celle-ci inclut :

- 7 • un mécanisme visant à équilibrer les impacts financiers des Distributeurs de la  
8 conversion à la biénergie d'une partie de la clientèle d'Énergir (section 8) ;
- 9 • des offres commerciales encourageant l'installation de systèmes biénergie  
10 écoénergétiques dans les bâtiments visés en collaboration avec le SITÉ (sections 9.3 et  
11 9.4) ;
- 12 • des options tarifaires favorisant la conversion vers la biénergie des charges de chauffage  
13 de l'espace, minimisant ainsi les impacts sur la pointe du réseau électrique  
14 (HQD-Énergir-1, document 2, section 2.1 pour la clientèle résidentielle).

## 2.2. Objectifs visés par l'Offre

15 L'Offre vise donc à répondre aux objectifs suivants :

- 16 • contribuer à l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES prévues dans le  
17 PEV 2030 et dans le PMO 2021-2026, soit une cible de 50 % des émissions liées au  
18 chauffage des bâtiments d'ici 2030 ; l'apport de la biénergie à cette cible annuelle  
19 équivalant à 540 000 tonnes de GES ;
- 20 • favoriser l'implantation d'une mesure de conversion partielle du gaz naturel vers  
21 l'électricité pour le chauffage des espaces et de l'eau de certains bâtiments résidentiels,  
22 commerciaux et institutionnels, basée sur une complémentarité optimale des réseaux  
23 électrique et gazier permettant de maximiser les gains sociétaux et de réduire les coûts  
24 pour la clientèle ;
- 25 • établir un juste équilibre par l'Entente, laquelle encadre le partage des coûts de cette  
26 mesure sociétale visant une économie plus sobre en carbone, et ce, au bénéfice de  
27 l'ensemble des consommateurs d'énergie du Québec.

## 3. CLIENTÈLE ET VOLUMES DE GAZ NATUREL VISÉS PAR L'OFFRE

28 Afin de pouvoir évaluer l'effet de l'Offre sur la demande énergétique des Distributeurs, un portrait  
29 de la clientèle visée a été réalisé. Dans ce portrait, le volume de gaz naturel associé à ces clients

---

<sup>9</sup> Température extérieure en deçà de laquelle le système de chauffage biénergie doit passer automatiquement de l'électricité au gaz naturel.

1 avant la conversion vers la biénergie, ainsi que les consommations de gaz naturel et d'électricité  
2 à la suite de cette conversion sont présentés.

3 Les sous-sections suivantes présentent les étapes et les hypothèses qui ont permis de procéder  
4 à cette analyse :

- 5 1. définition de la clientèle visée par la biénergie ;
- 6 2. détermination du volume de gaz naturel associé à la clientèle ciblée ;
- 7 3. séparation des volumes ciblés en fonction des usages ;
- 8 4. détermination des consommations gazière et électrique après conversion.

9 Dans un premier temps, l'identification des clients et des volumes ciblés s'est faite sur la base  
10 des clients d'Énergir et des consommations moyennes sur trois ans entre 2017 et 2019. Dans  
11 un second temps, les hypothèses de croissance de long terme ont été appliquées à chacun des  
12 marchés<sup>10</sup> afin de se projeter en 2030, soit l'année fixée par le PEV 2030 pour atteindre les  
13 cibles de réduction des émissions de GES dans les bâtiments. Les volumes projetés en 2030  
14 représentent les volumes de référence ayant servi aux fins de l'Entente.

### 3.1. Définition de la clientèle visée par la biénergie

#### 3.1.1. Identification de la clientèle visée

15 Les usages visés par l'Offre concernent le chauffage de l'espace ainsi que le chauffage de l'eau.  
16 Plusieurs combinaisons sont possibles puisque certains clients possèdent uniquement un  
17 appareil pour le chauffage de l'espace, d'autres uniquement un appareil pour le chauffage de  
18 l'eau, alors que d'autres disposent des deux.

19 L'Offre s'adresse aux clients d'Énergir des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel  
20 ayant un besoin de chauffe des espaces ou de l'eau, qui prévoient changer un appareil  
21 prochainement. Les consommations liées au chauffage de l'eau<sup>11</sup> seront totalement converties  
22 à l'électricité alors que seulement une portion des consommations liées au chauffage des  
23 espaces le seront. Les équipements périphériques, par exemple les foyers ou cuisinières,  
24 demeureront alimentés au gaz naturel. Les nouveaux bâtiments pour lesquels Énergir reçoit une  
25 demande de branchement au réseau de gaz naturel seront également visés.

26 Différentes analyses ont été réalisées afin de déterminer les volumes de gaz naturel devant être  
27 remplacés par l'électricité pour atteindre les cibles de réduction des émissions de GES fixées  
28 dans le PEV 2030, tout en minimisant le coût pour l'ensemble de la société. Des balises

---

<sup>10</sup> La projection des volumes à la base de la présente demande a été élaborée en amont du dépôt du plan d'approvisionnement 2022-2025 d'Énergir (R-4151-2021, B-0031, Énergir-H, document 1). Les volumes présentés dans l'un et l'autre des dossiers peuvent ainsi diverger.

<sup>11</sup> La conversion du chauffage de l'eau ne contribue pas à la gestion de la pointe, mais à la réduction des émissions de GES. Il est à noter que seuls les clients possédant une charge de chauffage de l'espace bénéficieront d'un tarif biénergie.

1 volumétriques ont ainsi été établies en tenant compte des solutions technologiques disponibles  
 2 et du coût pour le client. Il est important de souligner que ces balises ne visent pas à exclure  
 3 des clients intéressés par l’Offre, mais plutôt à identifier la clientèle ayant le plus grand avantage  
 4 à y participer et permettant d’atteindre les objectifs du PEV 2030. Selon le marché, les balises  
 5 retenues sont les suivantes :

- 6 • résidentiel et commercial : 15 000 m<sup>3</sup> et moins ;
- 7 • institutionnel : 500 000 m<sup>3</sup> et moins.

8 Pour le secteur institutionnel, la balise est plus élevée pour tenir compte de l’objectif du  
 9 Gouvernement de réduire les émissions de GES de 60 % de son parc immobilier à travers sa  
 10 politique d’exemplarité de l’État<sup>12</sup>. Le Tableau 1 présente la clientèle cible de l’Offre.

**TABLEAU 1 :  
 SOURCE D’ÉNERGIE VISÉE PAR USAGE SELON LE VOLUME DE CONSOMMATION DES CLIENTS\***

Volume annuel total (m <sup>3</sup> )	Usage	Secteur		
		Résidentiel	Commercial	Institutionnel
		(ex. : unifamiliale, duplex, triplex)	(ex. : café de quartier, succursale)	(ex. : école primaire, CIUSS)
≤ 15 000	Chauffage	Biénergie	Biénergie	Biénergie
	Eau chaude	Électricité	Électricité	Électricité
> 15 000 et ≤ 500 000	Chauffage	Gaz naturel	Gaz naturel	Biénergie
	Eau chaude	Gaz naturel	Gaz naturel	Électricité
> 500 000	Chauffage	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel
	Eau chaude	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel

\* Clients actuellement au gaz naturel ou nouveaux bâtiments.

**3.1.2. Portrait des technologies de chauffage utilisées par les clients visés par l’Offre**

11 Les clients visés seront invités à profiter de l’Offre en installant des équipements électriques.  
 12 Par exemple, les clients seront incités à remplacer leur chauffe-eau au gaz naturel par un  
 13 chauffe-eau électrique ou installer un système électrique complémentaire au système au gaz  
 14 naturel pour le chauffage des espaces. Le choix du système électrique diffèrera selon la  
 15 technologie utilisée avant la conversion. En outre, l’efficacité du système électrique aura un  
 16 impact sur la consommation d’énergie du client à la suite de la conversion.

<sup>12</sup> [Plan de mise en oeuvre 2021-2026](#), page 17.

- 1 Les technologies de chauffage de l'espace au gaz naturel les plus utilisées varient selon les
- 2 secteurs de consommation. Par exemple, le générateur d'air chaud ou la chaudière sont les
- 3 systèmes de chauffage qui dominent dans le marché résidentiel alors que les unités de toit sont
- 4 davantage utilisées dans les secteurs commercial et institutionnel.

**TABLEAU 2 :  
EXEMPLES DE TECHNOLOGIES SELON LES SECTEURS VISÉS**

Usage	Secteur / sous-secteur	Technologie existante	Technologie complémentaire pour la biénergie
Chauffage de l'espace	Unifamiliales	Générateur d'air chaud	Thermopompe
		Chaudière	Chaudière électrique
	Multihabitations	Chaudière	Chaudière électrique
	Commercial	Générateur d'air chaud	Thermopompe
		Chaudière	Chaudière électrique
		Unités de toit	Thermopompe
	Institutionnel	Générateur d'air chaud	Thermopompe
		Chaudière	Chaudière électrique
		Unités de toit	Thermopompe
Chauffage de l'eau	Tous	Chauffe-eau au gaz naturel	Chauffe-eau électrique résistif

### **3.2. Détermination du volume de gaz naturel associé à la clientèle ciblée**

- 5 Une fois la clientèle cible définie, le nombre de clients et les volumes de consommation
- 6 normalisés correspondant à cette définition ont été déterminés. Les balises définies à la sous-
- 7 section 3.1.1 ont été appliquées sur une base de volumes représentant la moyenne des années
- 8 2017 à 2019. Une moyenne de trois années récentes permet d'éliminer les impacts d'effets
- 9 ponctuels dans la consommation des clients. L'année 2020 a été exclue en raison de son
- 10 contexte particulier de pandémie.
- 11 Le Tableau 3 présente les clients et les volumes ciblés par marché sur la base de la clientèle
- 12 moyenne de 2017 à 2019.

**TABLEAU 3 :  
NOMBRE DE CLIENTS ET VOLUMES DE GAZ NATUREL CIBLÉS PAR L'OFFRE – MOYENNE DES ANNÉES  
2017 - 2019**

		Résidentiel	Commercial	Institutionnel	Total
Nombre de clients (en milliers)	Total	142	48	7	197
	Clients visés	136	35	6	178
	Pourcentage	96 %	72 %	98 %	90 %
Volumes (Mm <sup>3</sup> )	Total	597	1 057	577	2 231
	Volumes visés	260	165	304	729
	Pourcentage	44 %	16 %	53 %	33 %

- 1 D'après les données du Tableau 3, la quasi-totalité des clients institutionnels (98 %) et  
2 résidentiels (96 %) est ciblée par l'Offre. En nombre de clients, le secteur résidentiel est le plus  
3 important, avec plus de 136 000 clients ciblés.
- 4 En termes de volumes, ce sont aussi ces deux secteurs qui présentent les potentiels de  
5 conversion les plus importants.
- 6 Le secteur commercial, bien que représentant un volume convertissable moindre, contribue de  
7 façon significative aux efforts de réduction des émissions de GES, les clients ciblés pour ce  
8 marché consommant en tout 165 Mm<sup>3</sup>, soit 23 % du volume total des clients ciblés (729 Mm<sup>3</sup>),  
9 tous secteurs confondus.
- 10 Les données du Tableau 3 permettent d'évaluer la clientèle actuelle visée par l'Offre. Or, comme  
11 il a été mentionné précédemment, une projection de potentiel de conversion a été effectuée  
12 pour 2030, à l'aide des hypothèses de croissance présentées au Tableau 4<sup>13</sup>, afin de définir les  
13 scénarios ayant servi à l'établissement de l'Entente.

<sup>13</sup> 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.

**TABLEAU 4 :**  
**HYPOTHÈSES DE CROISSANCE ANNUELLE DES VOLUMES DE CONSOMMATION DES CLIENTS VISÉS**

	Base	Chauffe de l'espace	Volumes totaux
Résidentiel	0,3 %	-0,7 %	-0,5 %
Commercial	1,2 %	2,5 %	2,2 %
Institutionnel	-0,5 %	-0,6 %	-0,6 %

1 Le Tableau 5 présente les volumes des clients visés projetés pour 2030, lesquels ont servi de  
2 base aux discussions ayant mené à l'Entente entre les Distributeurs.

**TABLEAU 5 :**  
**VOLUMES DES CLIENTS CIBLÉS PAR L'OFFRE**  
**(MM<sup>3</sup>) – ANNÉE 2030**

	Résidentiel	Commercial	Institutionnel	Total
Volumes des clients ciblés par l'Offre	246	215	282	743

### 3.3. Séparation des volumes ciblés en fonction des usages

3 Dans le cadre de l'analyse globale de la clientèle, les besoins en gaz naturel totaux de chaque  
4 client ont été déterminés à partir des données mensuelles normalisées. Encore une fois, les  
5 données des années 2017, 2018 et 2019 ont été utilisées afin de recréer un profil moyen annuel  
6 pour chacun des clients visés.

7 Par la suite, les consommations de gaz naturel ont été séparées en fonction des usages projetés  
8 en 2030 afin d'identifier les volumes liés aux équipements périphériques, au chauffage de l'eau  
9 et au chauffage des espaces. Dans un premier temps, les volumes des mois de juillet et d'août  
10 ajustés ont servi à estimer les volumes de consommation de base, c'est-à-dire les volumes sans  
11 chauffage des espaces, liés aux équipements périphériques et à la chauffe de l'eau. Les  
12 volumes résiduels correspondent donc aux volumes liés au chauffage des espaces. Dans un  
13 second temps, pour séparer les volumes liés au chauffage de l'eau des volumes de base liés  
14 aux équipements périphériques, des proportions de volumes liés au chauffage de l'eau par palier  
15 et par marché ont été appliquées.

**TABLEAU 6 :**  
**RÉPARTITION DU VOLUME TOTAL DES CLIENTS VISÉS**  
**PAR L'OFFRE SELON LES USAGES**  
**(MM<sup>3</sup>) – ANNÉE 2030**

	Résidentiel	Commercial	Institutionnel	Total
Équipements périphériques	18	26	37	80
Chauffage de l'eau	50	19	10	79
Chauffage de l'espace	178	170	235	584
<b>Volume total annuel</b>	<b>246</b>	<b>215</b>	<b>282</b>	<b>743</b>

### 3.4. Consommations gazière et électrique après conversion

#### 3.4.1. Évaluation des volumes de chauffage de l'espace convertis

1 Une fois le volume total lié au chauffage de l'espace établi, il est possible de déterminer les  
2 volumes qui pourraient être convertis à l'électricité. La méthode retenue pour activer la  
3 permutation entre le chauffage électrique et le chauffage au gaz naturel pour tous les marchés  
4 est la même que celle présentement en vigueur pour le tarif DT de HQD.

5 Pour le secteur résidentiel, les clients peuvent adhérer au tarif DT qui les incite à utiliser leur  
6 système de chauffage électrique en période hors pointe et leur système de chauffage au gaz  
7 naturel en période de pointe. Sur le plan tarifaire, pour l'ensemble de la clientèle admissible, ces  
8 périodes de pointe sont définies comme des périodes durant lesquelles la température  
9 extérieure est inférieure à -12 °C ou -15 °C, selon les zones climatiques définies par  
10 Hydro-Québec (Températures de permutation)<sup>14</sup>.

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

<sup>14</sup> Par la suite, seule la Température de permutation de -12 °C a été retenue pour l'analyse, car très peu de clients visés par l'Offre sont situés dans les zones pour lesquelles la Température de permutation de -15 °C s'applique.

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

4 HQD précise que la Température de permutation de l'éventuel tarif biénergie visant la clientèle  
 5 commerciale et institutionnelle sera définie indépendamment de la température de permutation  
 6 effective. Ainsi, cette limite pourrait être fixée à -12 °C et -15°C, à l'instar du tarif DT, bien que  
 7 certains équipements puissent, dans les faits, permuter au gaz naturel à une température plus  
 8 élevée, pour les mêmes raisons que celles invoquées ci-dessus. Ceci ne constitue pas un enjeu  
 9 pour HQD, puisque le client rendra le service d'effacement prévu au tarif biénergie applicable  
 10 en supprimant sa charge de chauffage électrique en périodes de pointe.

**3.4.2. Répartition des volumes convertis**

11 Le Tableau 7 présente le potentiel total de conversion du gaz naturel vers l'électricité en 2030  
 12 dans le cadre de l'Offre. Les volumes liés au chauffage de l'eau seraient totalement convertis à  
 13 l'électricité alors que seulement une portion du chauffage des espaces le serait, soit le volume  
 14 de consommation enregistré à une température supérieure à la température de permutation  
 15 effective à l'électricité.

**TABLEAU 7 :  
 POTENTIEL DE CONVERSION  
 (Mm³) – ANNÉE 2030**

	Résidentiel	Commercial	Institutionnel	Total
Chauffage de l'eau	50	19	10	79
Chauffage de l'espace	131	111	153	395
<b>Volume total converti</b>	<b>182</b>	<b>130</b>	<b>163</b>	<b>474</b>

16 La nouvelle consommation électrique découlant de ce potentiel de conversion est présentée  
 17 dans le Tableau 8.



**TABLEAU 8 :**  
**POTENTIEL DE CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ADDITIONNELLE**  
**(GWh) – ANNÉE 2030**

	Résidentiel	Commercial	Institutionnel	Total
Chauffage de l'eau	366	137	71	575
Chauffage de l'espace	1 101	560	825	2 487
<b>Consommation totale convertie</b>	1 468	698	896	3 062

#### 4. DESCRIPTION DES SCÉNARIOS DE CONVERSION

1 Tel qu'il a été mentionné précédemment, l'Offre permet de maximiser le potentiel d'électrification  
 2 dans le secteur du chauffage au Québec, tout en réduisant les coûts de cette conversion partielle  
 3 pour la clientèle. Les sections 4 à 7 ont pour objectif d'illustrer l'avantage de la stratégie  
 4 biénergie par rapport à un scénario d'électrification complète. La présente section détaille les  
 5 scénarios examinés, soit le « scénario tout à l'électricité (TAE) » et le « scénario biénergie »,  
 6 alors que les sections 5 à 7 présentent les impacts financiers pour Énergir et HQD pour les  
 7 années 2025 et 2030.

##### 4.1. Scénario TAE

8 Dans un contexte de décarbonation du chauffage des bâtiments, le scénario TAE constitue  
 9 l'alternative à la biénergie. Dans ce scénario, le gaz naturel serait remplacé par des solutions  
 10 tout électriques pour le chauffage des espaces.

11 Afin de déterminer les volumes de gaz naturel convertis dans le scénario TAE, la méthodologie  
 12 présentée à la section 3 a été appliquée en supposant toutefois que la totalité du volume  
 13 correspondant à la chauffe de l'espace et de l'eau apparaissant au **Tableau 6** est convertie à  
 14 l'électricité.

15 Il est important de souligner que le potentiel de conversion identifié en 2030 reflète 9/15<sup>e</sup> du  
 16 potentiel total évalué pour cette même année. Les volumes pour les autres années représentent  
 17 respectivement 1/15<sup>e</sup> du potentiel multiplié par le nombre d'années écoulées depuis 2022<sup>15</sup>.

<sup>15</sup> 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 1/15<sup>e</sup> 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 9/15<sup>e</sup> a donc été appliqué au potentiel de conversion total évalué en 2030 afin d'établir les volumes convertis vers l'électricité.

**TABLEAU 9 :**  
**VOLUMES DE CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ PROJÉTÉS ET RÉDUCTION DE GES ASSOCIÉE**

		TAE		
		2025	2030	Potentiel
<b>Résidentielle</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>61</b>	<b>138</b>	<b>229</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	48	107	178
Eau	Mm <sup>3</sup>	14	31	50
<b>Commerciale</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>51</b>	<b>115</b>	<b>189</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	46	104	170
Eau	Mm <sup>3</sup>	5	12	19
<b>Institutionnelle</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>66</b>	<b>148</b>	<b>245</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	63	142	235
Eau	Mm <sup>3</sup>	3	6	10
<b>Total</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>178</b>	<b>401</b>	<b>663</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	157	353	584
Eau	Mm <sup>3</sup>	21	48	79
<b>GES évités</b>	Mt. CO2 eq.	<b>0,34</b>	<b>0,75</b>	<b>1,25</b>

- 1 Le Tableau 10 et le Tableau 11 présentent l'impact sur la demande en énergie et la pointe de
- 2 HQD de la conversion de ces volumes à l'électricité.

**TABLEAU 10 :**  
**VOLUMES CONVERTIS À L'ÉLECTRICITÉ – SCÉNARIO TAE**  
**(GWH)**

		TAE		
		2025	2030	Potentiel
<b>Résidentielle</b>		<b>515</b>	<b>1 160</b>	<b>1 933</b>
Espace		418	940	1 566
Eau		98	220	366
<b>Commerciale</b>		<b>344</b>	<b>773</b>	<b>1 288</b>
Espace		307	691	1 151
Eau		37	82	137
<b>Institutionnelle</b>		<b>455</b>	<b>1 025</b>	<b>1 708</b>
Espace		437	982	1 637
Eau		19	43	71
<b>Total</b>		<b>1 314</b>	<b>2 957</b>	<b>4 929</b>
Espace		1 161	2 613	4 355
Eau		153	345	575

**TABLEAU 11 :**  
**PUISSANCE ADDITIONNELLE REQUISE – SCÉNARIO TAE**  
**(MW)**

	TAE		
	2025	2030	Potentiel
<b>Résidentielle</b>	<b>290</b>	<b>653</b>	<b>1 088</b>
Espace	272	613	1 021
Eau	18	40	67
<b>Commerciale</b>	<b>268</b>	<b>602</b>	<b>1 004</b>
Espace	261	587	979
Eau	7	15	25
<b>Institutionnelle</b>	<b>362</b>	<b>815</b>	<b>1 358</b>
Espace	359	807	1 345
Eau	3	8	13
<b>Total</b>	<b>920</b>	<b>2 070</b>	<b>3 449</b>
Espace	892	2 007	3 345
Eau	28	63	105

1 HQD rappelle qu'une telle puissance additionnelle n'est pas prévue à l'État d'avancement 2020  
 2 de son Plan d'approvisionnement 2020-2029. La mise en place des moyens nécessaires pour  
 3 répondre à une telle demande présente des défis importants et amènerait dans tous les cas des  
 4 coûts substantiels, comme le montre l'analyse à la section 6.1.

#### 4.2. Scénario biénergie (l'Offre)

5 Le scénario biénergie résulte des efforts concertés des Distributeurs pour atteindre les cibles du  
 6 PEV 2030 à moindre coût pour la société.

7 Dans le scénario biénergie, la totalité des volumes correspondant à la chauffe de l'eau est  
 8 convertie à l'électricité, tandis que la part du chauffage de l'espace convertie est estimée en  
 9 fonction de la température de permutation effective, qui est de -9 °C ou de -12 °C,  
 10 dépendamment de la technologie utilisée (voir la section 3.4.1).

11 Le potentiel de conversion identifié en 2030 reflète 9/15<sup>e</sup> du potentiel total évalué pour 2030  
 12 présenté à la section 3.

**TABLEAU 12 :  
VOLUMES DE CONVERSION À LA BIÉNERGIE PROJÉTÉS ET RÉDUCTION DE GES ASSOCIÉE**

		Biénergie		
		2025	2030	Potentiel
<b>Résidentielle</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>49</b>	<b>110</b>	<b>182</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	35	79	131
Eau	Mm <sup>3</sup>	14	31	50
<b>Commerciale</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>35</b>	<b>79</b>	<b>130</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	30	67	111
Eau	Mm <sup>3</sup>	5	12	19
<b>Institutionnell</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>44</b>	<b>98</b>	<b>163</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	41	92	153
Eau	Mm <sup>3</sup>	3	6	10
<b>Total</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>127</b>	<b>287</b>	<b>474</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	106	239	395
Eau	Mm <sup>3</sup>	21	48	79
<b>GES évités</b>	Mt. CO2 eq.	<b>0,24</b>	<b>0,54</b>	<b>0,89</b>

- 1 Le Tableau 12 ci-dessus démontre que le scénario biénergie permet la réduction des émissions de GES de 540 000 tonnes en 2030.
- 2
- 3 Le Tableau 13 et le Tableau 14 présentent l'impact sur la demande en énergie et la pointe de HQD de la conversion de ces volumes à l'électricité.
- 4

**TABLEAU 13 :  
VOLUMES CONVERTIS À L'ÉLECTRICITÉ – SCÉNARIO BIÉNERGIE  
(GWh)**

		Biénergie		
		2025	2030	Potentiel
<b>Résidentielle</b>		<b>391</b>	<b>881</b>	<b>1 468</b>
Espace		294	661	1 101
Eau		98	220	366
<b>Commerciale</b>		<b>186</b>	<b>419</b>	<b>698</b>
Espace		149	336	560
Eau		37	82	137
<b>Institutionnelle</b>		<b>239</b>	<b>538</b>	<b>896</b>
Espace		220	495	825
Eau		19	43	71
<b>Total</b>		<b>817</b>	<b>1 837</b>	<b>3 062</b>
Espace		663	1 492	2 487
Eau		153	345	575

**TABLEAU 14 :**  
**PUISSANCE ADDITIONNELLE REQUISE – SCÉNARIO BIÉNERGIE**  
**(MW)**

	Biénergie		
	2025	2030	Potentiel
<b>Résidentielle</b>	<b>18</b>	<b>40</b>	<b>67</b>
Espace	-	-	-
Eau	18	40	67
<b>Commerciale</b>	<b>7</b>	<b>15</b>	<b>25</b>
Espace	-	-	-
Eau	7	15	25
<b>Institutionnelle</b>	<b>3</b>	<b>8</b>	<b>13</b>
Espace	-	-	-
Eau	3	8	13
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>63</b>	<b>105</b>
Espace	-	-	-
Eau	28	63	105

## 5. IMPACTS FINANCIERS POUR ÉNERGIR

1 La présente section explique les impacts financiers que les deux scénarios décrits ci-dessus,  
 2 soit le scénario TAE et le scénario biénergie, auraient pour Énergir. La conversion des clients  
 3 dans chacun des scénarios étudiés entraînera une réduction des coûts pour Énergir, mais  
 4 également une perte de revenus. Ces deux effets ont été évalués afin de déterminer les impacts  
 5 financiers nets.

### 5.1. Coûts évités

6 Les coûts évités sont issus de deux grandes catégories :

- 7 i) les coûts en lien avec la quantité d'énergie consommée ;
- 8 ii) les coûts marginaux en lien avec la desserte des clients.

#### ***Coûts en lien avec la quantité d'énergie consommée***

9 Afin de déterminer les coûts évités en lien avec la diminution des volumes de gaz naturel  
 10 consommés, les coûts évités utilisés pour évaluer la rentabilité des programmes du Plan global  
 11 en efficacité énergétique (PGEÉ)<sup>16</sup> mis à jour en juillet 2021 ont été utilisés pour chacun des  
 12 scénarios. Ces coûts sont établis pour 2022 et augmentés annuellement de 2 % pour refléter la  
 13 hausse subséquente du niveau des prix. Voir le Tableau 15 ci-dessous.

<sup>16</sup> R-4018-2017, pièce B-0048, Gaz Métro-J, document 4.

1 Il est à noter que, dans le cas du scénario biénergie, les coûts de transport et d'équilibrage pour  
 2 l'usage du chauffage de l'espace ne peuvent pas être évités. En effet, même si la quantité  
 3 d'énergie consommée diminue, les besoins d'outils de transport et d'entreposage pour desservir  
 4 les besoins de pointe demeurent les mêmes. Dans la même logique, les coûts de renforcement  
 5 du réseau de distribution ne peuvent pas non plus être évités. Ceci est reflété dans le Tableau 15  
 6 aux rubriques « Transport (Chauffe de l'espace) », « Équilibrage (Chauffe de l'espace) » et  
 7 « Distribution », alors que le coût évité est différent pour le scénario TAE et le scénario biénergie.

**Coûts marginaux en lien avec la desserte des clients**

8 Pour les coûts évités en lien avec la desserte des clients, le coût marginal de prestation de  
 9 service de long terme a été utilisé, tel que mis à jour dans le dernier rapport annuel d'Énergir<sup>17</sup>.  
 10 Ce coût est utilisé lorsque la conversion des usages à l'électricité implique la perte complète  
 11 d'un client au gaz naturel. Pour un client qui n'a comme usage que la chauffe de l'eau, ce coût  
 12 peut être évité dans les scénarios TAE et biénergie.

13 Le Tableau 15 présente les coûts évités considérés pour l'analyse d'impact pour l'année 2022.

**TABLEAU 15 :  
COÛTS ÉVITÉS - 2022**

	<b>Scénario TAE</b>	<b>Scénario biénergie</b>
<b>Volet 1 : coûts relatifs à l'énergie évitée</b>		
Distribution (¢/m <sup>3</sup> )	1,63	0,44
Transport (chauffe de l'espace) (¢/m <sup>3</sup> )	3,12	0,00
Transport (chauffe de l'eau) (¢/m <sup>3</sup> )	3,12	3,12
Équilibrage (chauffe de l'espace) (¢/m <sup>3</sup> )	6,15	0,00
Équilibrage (chauffe de l'eau) (¢/m <sup>3</sup> )	0,36	0,36
Fourniture (¢/m <sup>3</sup> )	11,86	11,86
SPEDE <sup>18</sup> (¢/m <sup>3</sup> )	4,92	4,92
<b>Volet 2 : coûts relatifs aux clients perdus (service de distribution)</b>		
Marché résidentiel (\$/client)	76,58	
Marché affaires (\$/client)	159,62	

<sup>17</sup> R-4136-2020, pièce B-0182, Énergir-14, document 2, Annexe 4, page 3.

<sup>18</sup> Système de plafonnement et d'échange des droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec.

## 5.2. Revenus perdus

- 1 Dans le cas des services de fourniture et du SPEDE, les revenus perdus sont équivalents aux  
2 coûts évités, peu importe le scénario analysé. L'impact financier de ces services est donc nul.
- 3 Pour les services de transport et d'équilibrage, les revenus perdus ont été établis à partir des  
4 taux présentés à la Cause tarifaire 2021-2022 et indexés de 2 % pour les années suivantes. Les  
5 revenus perdus correspondent aux coûts évités du scénario TAE. Alors que la biénergie ne  
6 permet pas d'éviter complètement les coûts de transport et d'équilibrage, elle entraîne tout de  
7 même des pertes de revenus puisque les tarifs de ces services sont variables en fonction du  
8 volume consommé.
- 9 Concernant les revenus perdus au service de distribution, ceux-ci sont composés de la perte de  
10 clients (pertes de frais de base) et de la diminution de volumes (changement de palier pour le  
11 frais de base et diminution des revenus variables). Il est important de noter que les impacts sur  
12 les revenus de distribution ne sont pas linéaires, puisque la biénergie affecte le volume distribué  
13 ainsi que le profil de consommation. Un taux de revenu perdu par scénario a donc été établi.  
14 Pour l'année 2022, Énergir a utilisé la grille de distribution du tarif D<sub>1</sub> déposé lors de la Cause  
15 tarifaire 2021-2022 pour refléter la hausse des coûts de service d'Énergir. Le taux obtenu a  
16 ensuite été indexé de 2 % par année.
- 17 Le Tableau 16 présente les revenus unitaires perdus considérés pour l'analyse d'impact pour  
18 l'année 2022.

**TABLEAU 16 :**  
**REVENUS UNITAIRES PERDUS - 2022**

	Scénario TAE	Scénario biénergie
<b>Volet 1 : revenus perdus équivalents aux coûts évités</b>		
Transport (chauffe de l'espace) (¢/m <sup>3</sup> )	3,12	3,12
Transport (chauffe de l'eau) (¢/m <sup>3</sup> )	3,12	3,12
Équilibrage (chauffe de l'espace) (¢/m <sup>3</sup> )	6,15	6,15
Équilibrage (chauffe de l'eau) (¢/m <sup>3</sup> )	0,36	0,36
Fourniture (¢/m <sup>3</sup> )	11,86	11,86
SPEDE (¢/m <sup>3</sup> )	5,32	5,32
<b>Volet 2 : revenus perdus de distribution</b>		
Marché résidentiel (¢/m <sup>3</sup> )	28,8	28,7
Marché commercial (¢/m <sup>3</sup> )	27,7	27,5
Marché institutionnel (¢/m <sup>3</sup> )	17,6	17,0
Frais de base du premier palier (¢/jour)	58,6	

### 5.3. Résultats pour chacun des scénarios

- 1 Une fois les coûts évités et les revenus perdus estimés, les impacts financiers pour chacun des
- 2 scénarios peuvent être évalués. Le Tableau 17 présente l'impact du scénario TAE alors que le
- 3 Tableau 18 présente l'impact du scénario biénergie sur les revenus d'Énergir.



**TABLEAU 17 :**  
**IMPACTS SUR LES REVENUS REQUIS D'ÉNERGIR DU SCÉNARIO TAE**  
**(M\$)**

	TAE	
	2025	2030
<b>Revenus</b>	<b>-103</b>	<b>-255</b>
Fourniture	-22	-56
SPEDE	-9	-23
Transport	-6	-15
Équilibrage	-10	-26
Distribution	-55	-136
<b>Coûts</b>	<b>-55</b>	<b>-136</b>
Fourniture	-22	-56
SPEDE	-9	-23
Transport	-6	-15
Équilibrage	-10	-26
Distribution	-7	-17
<b>Total</b>	<b>-48</b>	<b>-119</b>

**TABLEAU 18 :**  
**IMPACTS SUR LES REVENUS REQUIS D'ÉNERGIR DU SCÉNARIO BIÉNERGIE**  
**(M\$)**

	Biénergie	
	2025	2030
<b>Revenus</b>	<b>-67</b>	<b>-167</b>
Fourniture	-16	-40
SPEDE	-7	-17
Transport	-4	-10
Équilibrage	-7	-17
Distribution	-33	-83
<b>Coûts</b>	<b>-25</b>	<b>-61</b>
Fourniture	-16	-40
SPEDE	-7	-17
Transport	-1	-2
Équilibrage	0	0
Distribution	-1	-3
<b>Total</b>	<b>-43</b>	<b>-106</b>

- 1 En 2030, le scénario TAE montre un impact à la hausse de 119 M\$ sur les revenus requis
- 2 d'Énergir alors que le scénario biénergie montre un impact de 106 M\$.

#### 5.4. Comparaison des scénarios

- 3 Le Tableau 19 compare l'impact des scénarios TAE et biénergie sur les revenus requis
- 4 d'Énergir.

**TABLEAU 19 :  
COMPARAISON DES SCÉNARIOS TAE  
ET BIÉNERGIE POUR ÉNERGIR  
(M\$)**

	Écart	
	2025	2030
<b>Revenus</b>	<b>35</b>	<b>88</b>
Fourniture	6	16
SPEDE	3	7
Transport	2	4
Équilibrage	3	8
Distribution	21	53
<b>Coûts</b>	<b>30</b>	<b>75</b>
Fourniture	6	16
SPEDE	3	7
Transport	5	13
Équilibrage	10	25
Distribution	6	14
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>13</b>

- 5 Le scénario biénergie génère des revenus plus élevés pour Énergir par rapport au scénario TAE,
- 6 en raison des volumes de conversion plus faibles.
- 7 Globalement, en 2030, le scénario biénergie permet une réduction de l'impact sur les revenus
- 8 requis d'Énergir de 13 M\$, avant le partage des coûts de la décarbonation entre les Distributeurs
- 9 et après considération des coûts évités, par rapport au scénario TAE.

#### 5.5. Estimation de l'impact tarifaire

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

- 1 En exprimant ces hausses, de même que celles de 2025, en \$<sub>2022</sub>, et en utilisant comme base  
 2 le dernier revenu requis déposé par Énergir à la Régie<sup>19</sup>, l'impact tarifaire des scénarios TAE et  
 3 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 (\$ <sub>2022</sub> )	45	40	101	90
Revenus requis 2022	2 020			
<b>Impact tarifaire cumulé</b>	<b>2,3 %</b>	<b>2,1 %</b>	<b>5,6 %</b>	<b>4,8 %</b>

## 6. IMPACTS FINANCIERS POUR HQD

- 4 Cette section présente l'impact estimé des scénarios TAE et biénergie sur les revenus requis  
 5 de HQD. Elle permet de démontrer l'avantage pour l'ensemble des clients de HQD d'une  
 6 conversion à la biénergie plutôt qu'une électrification complète des bâtiments utilisant le gaz  
 7 naturel pour le chauffage des espaces.

### 6.1. Scénario TAE

#### *Revenus marginaux*

- 8 Les revenus sont ceux associés aux ventes additionnelles, pour un client existant, découlant  
 9 d'une conversion du chauffage au gaz naturel à l'électricité. Le Tableau 21 présente les revenus  
 10 marginaux utilisés<sup>20</sup>.

<sup>19</sup> 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.

<sup>20</sup> HQD a posé l'hypothèse d'une indexation annuelle des tarifs de 2,0 %.

**TABLEAU 21 :**  
**REVENUS MARGINAUX – SCÉNARIO TAE**  
**(¢<sub>2022</sub>/KWH)**

Clientèle	Espace	Eau
Tarif D	9,26	8,94
Tarif G	10,50	
Tarif M (commerciale)	8,40	
Tarif M (institutionnelle)	8,47	

1 Dans le cas de la clientèle résidentielle, pour le chauffage de l'espace, le revenu marginal  
 2 correspond à celui d'un accroissement de consommation, en période hivernale pour un client  
 3 au tarif D dont le chauffage est à l'électricité. En ce qui a trait au chauffage de l'eau, il s'agit du  
 4 revenu marginal pour un tel client, mais applicable sur une consommation annuelle, puisque la  
 5 consommation d'eau chaude n'est pas limitée à la période hivernale. La plus faible occurrence  
 6 de la consommation en seconde tranche du tarif D en période estivale explique que le revenu  
 7 marginal soit légèrement plus faible pour le chauffage de l'eau que pour de chauffage de  
 8 l'espace.

9 En ce qui a trait aux autres clients, il s'agit des revenus marginaux associés respectivement aux  
 10 clients commerciaux et institutionnels, aux tarifs G ou M, selon le cas. Ces revenus marginaux  
 11 incluent à la fois l'énergie et la puissance, le cas échéant. Le Tableau 22 présente la répartition  
 12 des volumes selon les clientèles et les tarifs utilisés aux fins de l'analyse économique.

**TABLEAU 22 :**  
**RÉPARTITION DES VOLUMES CONVERTIS**

Clientèle	Tarif G	Tarif M
Commerciale	30 %	70 %
Institutionnelle	-	100 %

13 En appliquant aux volumes du Tableau 10 les revenus marginaux du Tableau 21 et les  
 14 hypothèses du Tableau 22, on obtient les revenus marginaux additionnels du scénario TAE,  
 15 présentés au Tableau 23.

**TABLEAU 23 :**  
**REVENUS ADDITIONNELS – SCÉNARIO TAE**  
**(M\$)**

	TAE	
	2025	2030
<b>Résidentielle</b>	<b>50</b>	<b>125</b>
Espace	41	102
Eau	9	23
<b>Commerciale (G)</b>	<b>11</b>	<b>29</b>
Espace	10	25
Eau	1	3
<b>Commerciale (M)</b>	<b>21</b>	<b>53</b>
Espace	19	48
Eau	2	6
<b>Institutionnelle</b>	<b>41</b>	<b>102</b>
Espace	39	98
Eau	2	4
<b>Total</b>	<b>124</b>	<b>309</b>
Espace	110	273
Eau	14	36

**Coûts marginaux en énergie**

- 1 Les coûts utilisés sont ceux associés à la fourniture-transport en énergie selon la méthodologie  
 2 de calcul des coûts évités par usages<sup>21</sup>. Ils reflètent notamment le passage aux coûts évités de  
 3 long terme en 2026. Le Tableau 24 présente les coûts marginaux en énergie utilisés<sup>22</sup>.

**TABLEAU 24 :**  
**COÛTS MARGINAUX EN ÉNERGIE**  
**(¢/KWH)**

	Espace		Eau	
	2022	2030	2022	2030
Tarif D	4,39	10,55	4,03	10,73
Tarif G	4,31	10,47	3,98	10,73
Tarif M	4,32	10,51	4,04	10,80

- 4 HQD précise qu'elle ne calcule pas de coût marginal spécifique associé au chauffage de l'eau  
 5 pour les tarifs G et M. HQD a donc utilisé, aux fins de ses analyses, celui associé à l'ensemble  
 6 des usages excluant le chauffage de l'espace.

<sup>21</sup> Voir notamment la pièce B-0051, HQD-4, document 3.1 du dossier R-4057-2018.

<sup>22</sup> Les coûts marginaux d'énergie et de puissance de HQD ont été indexés à un taux annuel de 2 % de 2022 à 2030.

- 1 En appliquant aux volumes du Tableau 10 les coûts marginaux du Tableau 24, on obtient les
- 2 coûts marginaux en énergie du scénario TAE, présentés au Tableau 25.

**TABLEAU 25 :  
COÛTS MARGINAUX EN ÉNERGIE – SCÉNARIO TAE  
(M\$)**

	TAE	
	2025	2030
<b>Résidentielle</b>	<b>24</b>	<b>123</b>
Espace	19	99
Eau	4	24
<b>Commerciale</b>	<b>16</b>	<b>81</b>
Espace	14	73
Eau	2	9
<b>Institutionnelle</b>	<b>21</b>	<b>108</b>
Espace	20	103
Eau	1	5
<b>Total</b>	<b>60</b>	<b>312</b>
Espace	54	275
Eau	7	37

**Coûts marginaux en puissance**

- 3 Les coûts unitaires associés à la puissance sont les mêmes pour toutes les clientèles. HQD
- 4 utilise les coûts évités de puissance de court et long termes calculés selon la méthodologie
- 5 habituelle<sup>23</sup>. À la lumière du bilan de puissance actuel de HQD, la conversion de la charge
- 6 entièrement à l'électricité amènerait l'apparition d'un besoin d'approvisionnement additionnel en
- 7 puissance dès 2023. La présente analyse présume qu'HQD serait en mesure de mettre en
- 8 place, à temps, les moyens nécessaires pour répondre à ce besoin additionnel, ce qui n'apparaît
- 9 pas être réaliste.

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

Court terme	20,8
Long terme	120,7

<sup>23</sup> Voir la dernière mise à jour dans l'*État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*, pièce B-0106, HQD-4, document 6 du dossier R-4110-2019.

- 1 En appliquant aux volumes du Tableau 11 les coûts marginaux du Tableau 26, on obtient les
- 2 coûts marginaux en puissance du scénario TAE présentés au Tableau 27.

**TABLEAU 27 :**  
**COÛTS MARGINAUX EN PUISSANCE DANS LE SCÉNARIO TAE**  
**(M\$)**

	TAE	
	2025	2030
<b>Résidentielle</b>	<b>37</b>	<b>92</b>
Espace	35	87
Eau	2	6
<b>Commerciale</b>	<b>34</b>	<b>85</b>
Espace	33	83
Eau	1	2
<b>Institutionnelle</b>	<b>46</b>	<b>115</b>
Espace	46	114
Eau	0	1
<b>Total</b>	<b>118</b>	<b>293</b>
Espace	114	284
Eau	4	9

**Coûts marginaux en transport et distribution**

- 3 Les coûts de transport et distribution sont les mêmes pour toutes les clientèles. HQD utilise les
- 4 coûts calculés selon la méthodologie habituelle<sup>24</sup>. Puisqu'il s'agit d'une charge additionnelle de
- 5 chauffage, celle-ci aura un impact direct sur les besoins en pointe du réseau.

**TABLEAU 28 :**  
**COÛTS MARGINAUX EN TRANSPORT ET DISTRIBUTION**  
**(\$<sub>2022</sub>/KW)**

Transport	51,2
Distribution	17,7

- 6 En appliquant aux volumes du Tableau 11 les coûts marginaux du Tableau 28, on obtient les
- 7 coûts marginaux en transport et distribution du scénario TAE, présentés au Tableau 29.

<sup>24</sup> Ibidem.

**TABLEAU 29 :**  
**COÛTS MARGINAUX EN TRANSPORT ET DISTRIBUTION DANS LE SCÉNARIO TAE**  
**(M\$)**

	TAE	
	2025	2030
<b>Résidentielle</b>	<b>21</b>	<b>53</b>
Espace	20	49
Eau	1	3
<b>Commerciale</b>	<b>20</b>	<b>49</b>
Espace	19	47
Eau	0	1
<b>Institutionnelle</b>	<b>26</b>	<b>66</b>
Espace	26	65
Eau	0	1
<b>Total</b>	<b>67</b>	<b>167</b>
Espace	65	162
Eau	2	5

### Résultats

- 1 Le Tableau 30 présente l'impact du scénario TAE sur les revenus requis de HQD.

**TABLEAU 30 :**  
**IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS – SCÉNARIO TAE**  
**(M\$)**

	TAE	
	2025	2030
<b>Revenus</b>	<b>124</b>	<b>309</b>
<b>Coûts</b>	<b>245</b>	<b>772</b>
énergie	60	312
puissance	118	293
T&D	67	167
<b>Total</b>	<b>(121)</b>	<b>(463)</b>

- 2 En 2030, le scénario TAE montre un impact de l'électrification de 463 M\$ sur les revenus requis
- 3 de HQD.



## 6.2. Scénario biénergie (l'Offre)

### *Revenus marginaux*

1 Les revenus sont ceux associés aux ventes additionnelles, pour un client existant, découlant  
2 d'une conversion du chauffage de l'espace à la biénergie et de celui de l'eau à l'électricité.

3 Dans le cas de la clientèle résidentielle, pour le chauffage de l'espace, le revenu marginal  
4 correspond à la tranche hors pointe du tarif DT de HQD, soit 4,52 ¢<sub>2022</sub>/kWh. Il en est de même  
5 en ce qui a trait au chauffage de l'eau, à cette différence toutefois qu'une part de 5,6 % de la  
6 consommation d'eau chaude a lieu au cours des périodes de pointe et sera donc facturée au  
7 prix de 26,40 ¢<sub>2022</sub>/kWh. En conséquence, le revenu marginal moyen applicable à cet usage est  
8 de 5,75 ¢<sub>2022</sub>/kWh.

9 Par ailleurs, les revenus associés aux usages de base des clients convertis à la biénergie seront  
10 affectés par le passage du tarif D au tarif DT. L'écart entre le prix facturé pour ces usages au  
11 tarif DT (par hypothèse, le même que pour le chauffage de l'eau, soit 5,75 ¢<sub>2022</sub>/kWh) avec celui  
12 au tarif D (la première tranche du tarif, soit celle associée à ces usages) est de -0,54 ¢/kWh.  
13 Afin d'estimer l'impact total, HQD a posé l'hypothèse d'une consommation moyenne de  
14 6 100 kWh pour les usages autres que le chauffage de l'espace et de l'eau, par client. Sur la  
15 base de la conversion d'environ 9 000 clients résidentiels par année, la consommation pour les  
16 usages de base qui passerait au tarif DT atteindrait annuellement 55 GWh.

17 En ce qui a trait aux clients commerciaux et institutionnels, HQD n'a pas encore établi avec  
18 certitude quel sera le tarif applicable pour la consommation de chauffage en période hors pointe  
19 en mode biénergie. Une proposition sera déposée pour approbation par la Régie dans le cadre  
20 de la seconde phase du présent dossier. Toutefois, aux fins des présentes analyses, HQD a  
21 posé l'hypothèse d'un prix de l'énergie équivalent au prix de l'Option d'électricité additionnelle  
22 pour la clientèle de moyenne puissance<sup>25</sup>, soit 5,78 ¢<sub>2022</sub>/kWh. Compte tenu du fait que, selon  
23 l'hypothèse actuelle, le chauffage de l'espace serait facturé isolément des autres usages, les  
24 revenus découlant de ces derniers ne seraient pas affectés par le passage à la biénergie. Pour  
25 la même raison, le revenu marginal associé au chauffage de l'eau serait le même que dans le  
26 scénario TAE.

27 Le Tableau 31 résume les revenus marginaux utilisés aux fins de l'analyse du scénario  
28 biénergie.

---

<sup>25</sup> Prix moyen du tarif M tenant compte uniquement du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie pour une alimentation à 25 kV et un facteur d'utilisation de 100 %.

**TABLEAU 31 :**  
**REVENUS MARGINAUX – SCÉNARIO BIÉNERGIE**  
**(¢<sub>2022</sub>/KWH)**

Clientèle	Espace	Eau	Base
Tarif D	4,52	5,75	-0,54
Tarif G	5,78	10,50	s/o
Tarif M (commerciale)		8,40	
Tarif M (institutionnelle)		8,47	

- 1 En appliquant aux volumes du Tableau 13 les revenus marginaux du Tableau 31 et les
- 2 hypothèses du Tableau 22, on obtient les revenus marginaux additionnels du scénario
- 3 biénergie, présentés au Tableau 32.

**TABLEAU 32 :**  
**REVENUS ADDITIONNELS – SCÉNARIO BIÉNERGIE**  
**(M\$)**

	Biénergie	
	2025	2030
<b>Résidentielle</b>	<b>19</b>	<b>47</b>
Espace	14	35
Eau	6	15
Usages de base	(1)	(3)
<b>Commerciale (G)</b>	<b>4</b>	<b>10</b>
Espace	3	7
Eau	1	3
<b>Commerciale (M)</b>	<b>9</b>	<b>22</b>
Espace	6	16
Eau	2	6
<b>Institutionnelle</b>	<b>15</b>	<b>38</b>
Espace	14	34
Eau	2	4
<b>Total</b>	<b>47</b>	<b>116</b>
Espace	37	91
Eau	11	28
Usages de base	(1)	(3)

**Coûts marginaux en énergie et en puissance**

- 4 Les coûts utilisés sont identiques à ceux du scénario TAE et appliqués sur les volumes en
- 5 énergie et en puissance associés au scénario biénergie.

- 1 En appliquant aux volumes du Tableau 13 les coûts marginaux du Tableau 24, on
- 2 obtient les coûts marginaux en énergie du scénario biénergie, présentés au Tableau 33.

**TABLEAU 33 :  
COÛTS MARGINAUX EN ÉNERGIE – SCÉNARIO BIÉNERGIE  
(M\$)**

	Biénergie	
	2025	2030
<b>Résidentielle</b>	<b>18</b>	<b>93</b>
Espace	14	70
Eau	4	24
<b>Commerciale</b>	<b>8</b>	<b>44</b>
Espace	7	35
Eau	2	9
<b>Institutionnelle</b>	<b>11</b>	<b>57</b>
Espace	10	52
Eau	1	5
<b>Total</b>	<b>37</b>	<b>194</b>
Espace	31	157
Eau	7	37

- 3 En appliquant aux volumes du Tableau 14 les coûts marginaux du Tableau 26, on obtient les
- 4 coûts marginaux en puissance du scénario biénergie, présentés au Tableau 34.

**TABLEAU 34 :  
COÛTS MARGINAUX EN PUISSANCE – SCÉNARIO BIÉNERGIE  
(M\$)**

	Biénergie	
	2025	2030
<b>Résidentielle</b>	<b>0</b>	<b>6</b>
Espace	-	-
Eau	0	6
<b>Commerciale</b>	<b>0</b>	<b>2</b>
Espace	-	-
Eau	0	2
<b>Institutionnelle</b>	<b>0</b>	<b>1</b>
Espace	-	-
Eau	0	1
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>9</b>
Espace	-	-
Eau	1	9

### **Coûts marginaux en transport et distribution**

- 1 Les coûts de transport et distribution sont les mêmes pour toutes les clientèles.
- 2 Afin de déterminer ces coûts, HQD a d'abord estimé quel sera l'impact de la conversion à la  
3 biénergie d'un volume important de charge de chauffage sur les réseaux de transport et de  
4 distribution. En effet, bien que la biénergie permette un effacement des clients au moment de la  
5 pointe du réseau, la concentration de clients au gaz naturel dans certains secteurs peut amener,  
6 pour ces secteurs, le déplacement de la pointe de la période la plus froide de l'année vers les  
7 périodes où la température est supérieure à la température de permutacion effective, donc  
8 lorsque les clients convertis ont recours à leur équipement de chauffage électrique. Ce  
9 phénomène touche plus particulièrement quelques postes satellites situés dans le centre-ouest  
10 de Montréal et à Laval.
- 11 Afin d'évaluer les impacts de la conversion sur le réseau, HQD a cartographié les clients  
12 d'Énergir visés selon leur code postal, ce qui a permis de déterminer les postes satellites  
13 auxquels ils se rapportent. Connaissant le type de clients (résidentiel, commercial ou  
14 institutionnel) et leurs caractéristiques de consommation propres, HQD a pu estimer l'impact de  
15 leur conversion sur chacun de ces postes.
- 16 Les résultats de l'analyse indiquent que le recours à la biénergie permet de réduire l'impact  
17 global sur les postes satellites d'environ 88 % par rapport au scénario TAE. En conséquence,  
18 les coûts marginaux unitaires de transport appliqués à la charge de chauffage de l'espace sont  
19 les mêmes que dans le scénario TAE, mais appliqués sur un volume 88 % moindre.
- 20 En ce qui a trait aux coûts associés au réseau de distribution, HQD rappelle qu'environ 40 %  
21 des investissements en distribution sont dédiés à la gestion de la pointe<sup>26</sup>. Pour cette portion  
22 des investissements, le facteur de 88 % associé à l'impact en transport est également appliqué  
23 puisqu'elle est liée aux mêmes travaux. En ce qui a trait à la part de 60 % restante des  
24 investissements en distribution, elle est associée à la reprise après panne. Il n'y a, dans ce cas,  
25 aucune économie associée à la biénergie puisque cette dernière n'influence pas les critères de  
26 conception du réseau. En effet, celui-ci doit être en mesure de supporter la charge totale  
27 associée à la reprise puisque cette dernière peut survenir lorsque la température est supérieure  
28 à la température de permutacion effective de la biénergie.
- 29 En ce qui a trait au chauffage de l'eau, l'impact en transport et en distribution est le même dans  
30 les scénarios biénergie et TAE, puisque cette charge est convertie entièrement à l'électricité.
- 31 Le Tableau 35 présente l'impact en puissance, aux fins du calcul des coûts de transport et  
32 distribution, du scénario biénergie.

<sup>26</sup> À cet effet, voir notamment la section 3.2.2 de la pièce B-0032, HQD-4, document 4 du dossier R-4110-2019.

**TABLEAU 35 :**  
**IMPACT EN TRANSPORT ET EN DISTRIBUTION – SCÉNARIO BIÉNERGIE**  
**(MW)**

	Biénergie					
	Transport et distribution			Distribution (reprise après panne)		
	2025	2030	Potentiel	2025	2030	Potentiel
<b>Résidentielle</b>	<b>50</b>	<b>114</b>	<b>189</b>	<b>290</b>	<b>653</b>	<b>1 088</b>
Espace	33	74	123	272	613	1 021
Eau	18	40	67	18	40	67
<b>Commerciale</b>	<b>38</b>	<b>85</b>	<b>142</b>	<b>268</b>	<b>602</b>	<b>1 004</b>
Espace	31	70	117	261	587	979
Eau	7	15	25	7	15	25
<b>Institutionnelle</b>	<b>46</b>	<b>105</b>	<b>174</b>	<b>362</b>	<b>815</b>	<b>1 358</b>
Espace	43	97	161	359	807	1 345
Eau	3	8	13	3	8	13
<b>Total</b>	<b>135</b>	<b>304</b>	<b>506</b>	<b>920</b>	<b>2 070</b>	<b>3 449</b>
Espace	107	241	401	892	2 007	3 345
Eau	28	63	105	28	63	105

- 1 En appliquant aux volumes du Tableau 35 les coûts marginaux du Tableau 26, on obtient les
- 2 coûts marginaux en transport et distribution du scénario biénergie présentés au Tableau 36.

**TABLEAU 36 :**  
**COÛTS MARGINAUX EN TRANSPORT ET DISTRIBUTION – SCÉNARIO BIÉNERGIE**  
**(M\$)**

	Biénergie	
	2025	2030
<b>Résidentielle</b>	<b>6</b>	<b>16</b>
Espace	5	13
Eau	1	3
<b>Commerciale</b>	<b>5</b>	<b>13</b>
Espace	5	12
Eau	0	1
<b>Institutionnelle</b>	<b>7</b>	<b>17</b>
Espace	7	17
Eau	0	1
<b>Total</b>	<b>19</b>	<b>46</b>
Espace	17	41
Eau	2	5

### Résultats

- 3 Le Tableau 37 présente l'impact du scénario biénergie sur les revenus requis de HQD.

**TABLEAU 37 :**  
**IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS – SCÉNARIO BIÉNERGIE**  
**(M\$)**

	Biénergie	
	2025	2030
<b>Revenus</b>	<b>47</b>	<b>116</b>
<b>Coûts</b>	<b>56</b>	<b>249</b>
énergie	37	194
puissance	1	9
T&D	19	46
<b>Total</b>	<b>(10)</b>	<b>(134)</b>

- 1 En 2030, le scénario biénergie montre un impact de l'électrification de 134 M\$ sur les revenus  
2 requis de HQD.

### 6.3. Comparaison des scénarios

- 3 Le Tableau 38 compare l'impact des scénarios TAE et biénergie sur les revenus requis de HQD.

**TABLEAU 38 :**  
**COMPARAISON DES SCÉNARIOS TAE ET BIÉNERGIE POUR HQD**  
**(M\$)**

	Écart	
	2025	2030
<b>Revenus</b>	<b>(78)</b>	<b>(193)</b>
<b>Coûts</b>	<b>(189)</b>	<b>(522)</b>
énergie	(23)	(118)
puissance	(117)	(284)
T&D	(49)	(121)
<b>Total</b>	<b>111</b>	<b>330</b>

- 4 Le scénario biénergie génère bien entendu des revenus moindres pour HQD, en raison, d'une  
5 part, du volume plus faible converti (puisque une partie de la consommation est maintenue au  
6 gaz naturel) et, d'autre part, du revenu unitaire moindre aux tarifs biénergie (résidentiel et  
7 général) par rapport aux tarifs réguliers (D, G et M) pour le chauffage de l'espace.
- 8 Ces revenus moindres sont toutefois largement compensés par une réduction des coûts  
9 d'approvisionnement en énergie (en raison du volume d'énergie moindre) et surtout en  
10 puissance (grâce à l'écrêtement de la demande de pointe). Les analyses démontrent également  
11 le gain qu'apporte la biénergie en matière d'impact sur les investissements en transport et en  
12 distribution.

- 1 Globalement, en 2030, le scénario biénergie permet une réduction de l'impact sur les revenus  
 2 requis de HQD de plus de 300 M\$, par rapport au scénario TAE, avant le partage des coûts de  
 3 la décarbonation entre les Distributeurs.

#### 6.4. Estimation de l'impact tarifaire

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

- 6 En exprimant ces hausses, de même que celles de 2025, en \$<sub>2019</sub>, et en utilisant comme base  
 7 le dernier revenu requis approuvé par la Régie<sup>27</sup>, l'impact tarifaire des scénarios TAE et  
 8 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 (\$ <sub>2019</sub> )	107	9	372	107
Revenus requis 2019	12 284			
<b>Impact tarifaire cumulé</b>	<b>0,9 %</b>	<b>0,1 %</b>	<b>3,0 %</b>	<b>0,9 %</b>

#### 7. RÉSUMÉ DES IMPACTS POUR LES DISTRIBUTEURS

- 9 Les sections 5 et 6 présentent l'impact des deux scénarios pour chacun des Distributeurs. Afin  
 10 d'illustrer l'avantage de la biénergie par rapport au scénario TAE, le Tableau 40 présente  
 11 l'impact financier total et cumulé à l'horizon 2030. Il permet de constater que la biénergie génère  
 12 des économies significatives par rapport au scénario TAE. Sur la période 2022-2030, la  
 13 réduction cumulative des revenus requis grâce à la biénergie, par rapport au scénario TAE, est  
 14 de l'ordre de 1,7 G\$<sub>2030</sub>. La réduction de l'impact sur les revenus requis 2030 pour les  
 15 Distributeurs est de 342 M\$, en contrepartie d'une réduction moindre des émissions annuelles  
 16 de GES de 0,2 Mt de CO<sub>2</sub> équivalent. Les Distributeurs sont d'avis que les GES évités par le  
 17 scénario biénergie constituent néanmoins un apport important à l'atteinte de la cible du  
 18 PEV 2030, et ce, à un coût raisonnable pour la clientèle.

<sup>27</sup> Dossier R-4057-2018 – Phase 1, Décision D-2019-037, paragraphe 11.

**TABLEAU 40 :**  
**IMPACT NET SUR LES REVENUS REQUIS (M\$) ET SUR LES ÉMISSIONS DE GES (MT. DE CO<sub>2</sub> EQ.) DES**  
**SCÉNARIOS TAE ET BIÉNERGIE**

	2025 (M\$ <sub>2025</sub> )		2030 (M\$ <sub>2030</sub> )		Cumulatif 2022-2030 (M\$ <sub>2030</sub> )	
	TAE	Biénergie	TAE	Biénergie	TAE	Biénergie
Énergir	48	43	119	106	564	503
Hydro-Québec	121	10	463	134	2 108	490
<b>Total</b>	<b>169</b>	<b>53</b>	<b>582</b>	<b>240</b>	<b>2 672</b>	<b>993</b>
<b>Différence TAE-biénergie</b>	<b>116</b>		<b>342</b>		<b>1 679</b>	

Réduction de GES (Mt. de CO <sub>2</sub> eq.)	0,34	0,24	0,75	0,54	3,78	2,70
<b>Différence TAE-biénergie</b>	<b>0,10</b>		<b>0,21</b>		<b>1,07</b>	

## 8. CONTRIBUTION POUR LA RÉDUCTION DES GES ET SON IMPACT SUR LES DISTRIBUTEURS

1 Comme énoncé à l'Introduction, les Distributeurs ont convenu d'un partage entre eux des coûts  
 2 associés à la conversion à l'électricité d'une partie de la charge de chauffage de l'espace et de  
 3 l'eau présentement alimentée au gaz naturel. L'Entente convenue à cet effet entre les deux  
 4 Distributeurs détaille les modalités d'application de ce partage.

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

6 « 4° Il y aurait lieu de permettre un partage entre Hydro-Québec et Énergir des coûts liés à la  
 7 solution visant la conversion à la biénergie électricité – gaz naturel d'une partie des clients  
 8 actuels d'Énergir, et ce, afin d'équilibrer l'impact tarifaire entre les clients des deux  
 9 distributeurs. »

10 Le partage se matérialise à travers le versement par HQD d'une somme à Énergir, soit la  
 11 Contribution GES.

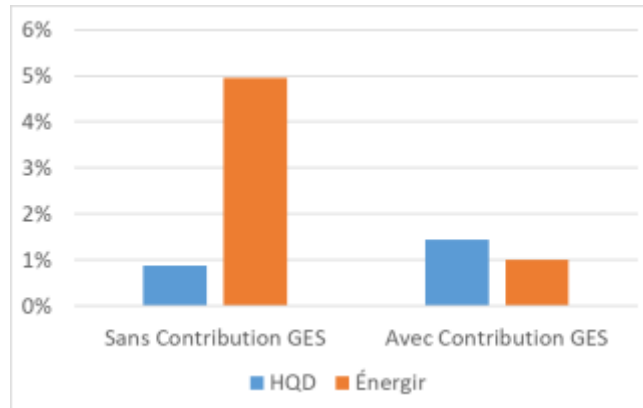
### 8.1. Montant et base de compensation

12 Les Distributeurs ont d'abord convenu du montant qui serait versé par HQD à Énergir en  
 13 supposant que les conversions de volumes du gaz naturel vers l'électricité prévues en 2030  
 14 dans le scénario biénergie se réalisent. Le montant convenu est de 85 M\$<sub>2030</sub>. Il est le fruit d'une  
 15 négociation entre les Distributeurs, laquelle s'est appuyée sur la volonté d'équilibrer l'impact



- 1 tarifaire du scénario biénergie entre les clients des Distributeurs. Le Décret a d'ailleurs confirmé
- 2 cette volonté.
- 3 La Figure 1 illustre l'impact tarifaire du scénario biénergie sur les clients des Distributeurs.

**FIGURE 1 :  
IMPACT TARIFAIRE DU SCÉNARIO BIÉNERGIE POUR LES DISTRIBUTEURS**



- 4 En incluant la Contribution GES, l'impact du scénario biénergie sur les tarifs est celui présenté
- 5 au Tableau 41 pour Énergir et au Tableau 42 pour HQD. La Contribution GES pour l'année 2025
- 6 a été évaluée sur la base d'un rythme de conversion linéaire de 1/15<sup>e</sup> du potentiel par année sur
- 7 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
<b>Manque à gagner après Contribution GES</b>	<b>8</b>	<b>21</b>
<b>Manque à gagner après Contribution GES (\$<sub>2022</sub>)</b>	<b>8</b>	<b>18</b>
Revenus requis 2022	2 020	
<b>Impact tarifaire cumulé</b>	<b>0,4 %</b>	<b>0,9 %</b>

**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
<b>Manque à gagner après Contribution GES</b>	<b>44</b>	<b>219</b>
<b>Manque à gagner après Contribution GES (\$<sub>2019</sub>)</b>	<b>39</b>	<b>176</b>
Revenus requis 2019	12 284	
<b>Impact tarifaire cumulé</b>	<b>0,3 %</b>	<b>1,4 %</b>

## 8.2. Modalités d'application

### *Principes généraux*

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

4 Comme mentionné précédemment, la Contribution GES vise à équilibrer l'impact tarifaire pour  
5 les clients des Distributeurs. Cette contribution est directement liée au volume de gaz naturel  
6 converti à l'électricité. Pour cette raison, la Contribution GES versée annuellement par HQD  
7 sera tributaire de ce volume. Ainsi, si aucune conversion ne se réalise, le montant versé par  
8 HQD à Énergir sera nul. Si, par contre, la conversion s'avère supérieure à celle anticipée, le  
9 montant versé pourrait être supérieur à celui estimé.

10 Par ailleurs, les clients d'Énergir visés par l'Offre sont assujettis au tarif  $D_1$  de cette dernière. Or,  
11 ce tarif est dégressif. Pour cette raison, la baisse de revenus découlant de la conversion dépend  
12 du volume de consommation des clients avant cette conversion. Afin que la Contribution GES  
13 reflète adéquatement la perte de revenus d'Énergir, elle présente une structure dégressive en  
14 fonction du volume consommé par chacun des clients.

15 Les Distributeurs ont également déterminé que la Contribution GES serait versée en deux  
16 temps : un premier versement permettant de couvrir la période de facturation comprise entre le  
17 1<sup>er</sup> janvier et le 30 juin de l'année civile en cours (Premier versement) et un deuxième permettant  
18 de refléter la conversion réelle des volumes des clients au cours de la dernière année (du  
19 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre) (Second versement). Cette approche en deux temps permet à  
20 Énergir de percevoir en cours d'année une partie de la Contribution GES.

### *Calcul de la Contribution GES*

21 L'annexe B présente un sommaire du mode de calcul de la Contribution GES et l'annexe C  
22 fournit un exemple de calcul de cette contribution.

#### Premier versement

23 Le premier versement annuel permet de couvrir les six premiers mois de l'année.

24 Le volume annuel de gaz naturel converti n'étant pas encore connu, la consommation totale  
25 historique est utilisée pour déterminer le Premier versement. Cette « Consommation de  
26 référence » est égale à la moyenne des consommations des trois dernières années précédant  
27 la conversion. Elle est, par la suite, multipliée par des taux unitaires, exprimés en  $\text{¢}/\text{m}^3$ , selon  
28 les paliers de consommation du client converti (Tableau 43). Ces taux prennent en compte le  
29 fait qu'ils sont applicables au volume total de gaz naturel consommé par le client avant sa  
30 conversion, et non uniquement le volume de gaz naturel converti.

1 Les paliers de la grille présentée au Tableau 43 correspondent à ceux du tarif D<sub>1</sub> d'Énergir<sup>28</sup>,  
2 multiplié par :

- 3 • 365 pour ramener les volumes sur une base annuelle ;
- 4 • 40 % afin de tenir compte du coefficient d'utilisation d'un client à profil chauffage.

5 Par exemple, le premier palier journalier allant de 0 à 30 m<sup>3</sup>/jour est converti en un palier annuel  
6 allant de 0 à 30 x 365 x 40 % = 4 380 m<sup>3</sup>/an.

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

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

**TABLEAU 43 :  
TAUX APPLICABLES À LA CONSOMMATION DE RÉFÉRENCE**

Palier	Borne inférieure	Borne supérieure	Volume	Taux (¢ <sub>2022</sub> /m <sup>3</sup> )
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

14 Le Premier versement est égal au produit de la Consommation de référence par les taux  
15 apparaissant au Tableau 43, divisé par deux puisqu'il vise à couvrir les six premiers mois de  
16 l'année. Pour la première année de conversion, le Premier versement est pondéré pour refléter  
17 le nombre de mois restants au cours du premier semestre, incluant le mois où a lieu la  
18 conversion.

<sup>28</sup> Article 15.2.2.2 des *Conditions de service et Tarif* d'Énergir.

Second versement

1 Comme mentionné précédemment, le montant annuel final de la Contribution GES est calculé  
 2 sur la base de la réduction réelle de consommation de gaz naturel par les clients. L'écart entre  
 3 ce montant final et le Premier versement constitue le Second versement au titre de la  
 4 Contribution GES.

5 Aux fins du calcul du montant final, les Distributeurs établissent d'abord l'écart entre la  
 6 Consommation de référence et le volume de gaz naturel consommé par le client au cours de  
 7 l'année (le Volume converti). Le Volume converti est multiplié par les taux unitaires, exprimés  
 8 en ¢/m<sup>3</sup>, présentés au Tableau 44. Ces taux sont calibrés pour tenir compte du fait qu'ils sont  
 9 applicables au volume de gaz naturel converti. Ils sont plus élevés que ceux applicables à la  
 10 Consommation de référence puisqu'ils visent uniquement la fraction de cette dernière convertie  
 11 à l'électricité.

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

**TABLEAU 44 :**  
**TAUX APPLICABLES AU VOLUME CONVERTI**

Palier	Borne inférieure	Borne supérieure	Volume	Taux (¢ <sub>2022</sub> /m <sup>3</sup> )
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

17 Aux fins de l'application de ces taux, la répartition du Volume converti entre les différents paliers  
 18 doit se faire en tenant compte de la répartition de la Consommation de référence, en  
 19 commençant par le palier le plus élevé. En effet, la Contribution GES doit refléter la perte de  
 20 revenus d'Énergir. Or, cette dernière découle de la perte des m<sup>3</sup> de gaz naturel consommés à  
 21 la marge. Pour cette raison, le calcul de la Contribution GES se fait en partant du dernier palier  
 22 atteint par le client visé, puis sur les paliers inférieurs jusqu'à l'allocation de l'ensemble du  
 23 Volume converti.

### 8.3. Durée des versements et de l'Entente

1 La Contribution GES est versée, pour chacun des clients convertis, pendant 15 ans à compter  
2 du moment de sa conversion. Le versement est conditionnel au maintien du client converti à un  
3 tarif biénergie de HQD, puisque ce tarif permet à HQD de s'assurer de l'effacement du client en  
4 période de pointe. Or, si le client devait délaissier son tarif biénergie pour adhérer aux tarifs  
5 réguliers de HQD, les coûts pour cette dernière seraient importants puisqu'elle devrait alors  
6 assurer l'approvisionnement en puissance associé à la charge de ce client. Dans un tel cas, la  
7 portion de la Contribution GES attribuable à ce client ne sera plus payable à compter du moment  
8 où l'abonnement du client cesse d'être assujéti à un tarif biénergie applicable.

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

### 8.4. Suivi

14 Les Distributeurs feront un suivi interne régulier des conversions et des caractéristiques de  
15 consommation des clients convertis, par exemple la pénétration des équipements efficaces, afin  
16 de valider et ajuster au besoin leurs hypothèses quant à l'impact de ces conversions sur leur  
17 demande d'énergie respective.

18 Par ailleurs, les Distributeurs proposent de déposer annuellement auprès de la Régie, sous  
19 forme de suivi administratif de la décision à rendre dans le présent dossier, un suivi des  
20 principaux éléments du projet, notamment :

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

## 9. STRATÉGIE DE MISE EN MARCHÉ

### 9.1. Analyses financières du point de vue des clients

26 Afin d'analyser l'impact de l'Offre biénergie du point de vue des clients, cinq cas types  
27 résidentiels ont été sélectionnés, lesquels sont les plus représentatifs de l'ensemble de la

1 clientèle résidentielle d'Énergir visée par l'Offre, tant sur le plan du profil de consommation que  
2 sur celui de la taille des clients.

3 Dans cette section, les cas types retenus seront d'abord décrits, puis les factures énergétiques  
4 annuelles associées à une consommation en mode biénergie pour chacun des cas types seront  
5 présentées. Il est à noter que les factures énergétiques « tout gaz » et TAE seront également  
6 présentées afin d'illustrer la position concurrentielle avantageuse de la facture biénergie.

7 Finalement, les coûts associés aux équipements nécessaires pour un fonctionnement en  
8 biénergie seront exposés. Compte tenu des coûts reliés à l'installation d'un appareil de  
9 chauffage complémentaire, des subventions gouvernementales, ainsi que d'autres mesures de  
10 soutien à la biénergie, sont anticipées pour alléger les investissements requis pour la conversion  
11 (voir la section 9.4). Il est à noter que ces subventions sont en cours d'analyse et ne sont pas  
12 encore déterminées. Toutefois, une étude de sensibilité est donnée à titre indicatif et permet  
13 d'estimer les périodes de retour sur investissement (les PRI) pour les clients en fonction de la  
14 proportion des coûts subventionnée.

#### 9.1.1. Description des cas types

15 Les clients résidentiels d'Énergir peuvent être divisés en deux sous-segments : celui des  
16 unifamiliales, duplex et triplex (les UDT) et celui des multihabitations. Afin de bien capter l'impact  
17 d'une consommation en biénergie sur la facture énergétique de l'ensemble de la clientèle, trois  
18 cas types ont été sélectionnés pour le sous-segment des UDT. De plus, le fait de choisir trois  
19 cas types avec des volumes de consommation différents permet de constater l'impact de la  
20 biénergie sur la facture des clients de taille différente. Les trois cas types UDT identifiés sont  
21 représentatifs de 79 % de la clientèle UDT d'Énergir visée par l'Offre.

22 Pour le sous-segment des multihabitations, les clients sont répartis de manière homogène à  
23 travers les différents paliers de consommation. Pour cette raison, deux cas types ont été retenus  
24 à titre illustratif : une multihabitation de 6 unités et une autre de 13 unités.

**TABLEAU 45 :**  
**VOLUME DE CONSOMMATION CONSIDÉRÉ SELON LES CAS TYPES SÉLECTIONNÉS**

Segment		UDT			Multihabitations	
Cas type		Petite taille	Taille moyenne	Grande taille	6 unités	13 unités
Générateur d'air chaud	Chauffage et chauffe-eau (m <sup>3</sup> )	1 010	1 955	2 914	-	-
	Base électrique (kWh)	5 114	8 283	9 823	-	-
Chaudière	Chauffage et chauffe-eau (m <sup>3</sup> )	1 010	1 955	2 914	7 897	15 000
	Base électrique (kWh)	4 500	7 483	8 703	24 165	8 403

1 Comme présentés à la section 3.1, les deux principaux équipements pour la chauffe au sein du  
 2 marché résidentiel sont les chaudières et les générateurs d'air chaud. Afin de pouvoir  
 3 fonctionner en mode biénergie, des systèmes électriques complémentaires doivent être  
 4 installés. À titre de rappel, dans le cas des chaudières au gaz, il s'agira de l'ajout d'une chaudière  
 5 électrique, tandis qu'une thermopompe électrique sera installée en complément aux générateurs  
 6 d'air chaud au gaz.

7 Dans le cas du scénario TAE, les équipements au gaz naturel seraient remplacés par des  
 8 équipements électriques. La chaudière au gaz serait remplacée par une chaudière électrique,  
 9 alors que le générateur d'air chaud au gaz serait remplacé par une thermopompe incluant un  
 10 serpentin électrique. Dans ce dernier cas, la thermopompe pourrait permettre également de  
 11 remplacer un climatiseur central électrique.

12 Le profil et les volumes de consommation des cas types sont fonction du type d'équipement  
 13 utilisé par bâtiment et des spécificités technologiques de chaque équipement. Les factures  
 14 énergétiques sont par la suite calculées à partir des volumes de consommation de chacun des  
 15 cas types.

16 Dans le cas des UDT, davantage de clients utilisent un générateur d'air chaud plutôt qu'une  
 17 chaudière pour la chauffe.



**9.1.2. Comparaison des dépenses d'exploitation (OPEX)**

1 Dans cette sous-section, les factures énergétiques des cas types tout gaz sont comparées à  
 2 celles obtenues dans les cas de conversion vers la biénergie ou vers une solution TAE. Pour  
 3 chacun des scénarios, les hypothèses tarifaires suivantes ont été retenues :

- 4 • Tout gaz : Chauffage des espaces et de l'eau au gaz naturel au tarif D<sub>1</sub> et les  
 5 autres usages à l'électricité au tarif D ;
- 6 • TAE : Tous les usages sont à l'électricité au tarif D, à l'exception de ceux des  
 7 multihabitations de 13 unités qui sont au tarif DP ;
- 8 • Biénergie : Le chauffage des espaces en période de pointe est au gaz naturel au  
 9 tarif D<sub>1</sub> et les autres usages sont à l'électricité au tarif DT.

10 Peu importe le scénario, les prix utilisés pour le gaz naturel sont ceux présentés dans le cadre  
 11 de la Cause tarifaire 2021-2022 d'Énergir<sup>29</sup>, alors que le prix de l'électricité correspond au prix  
 12 en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2021, majoré de 1,5 %.

**TABLEAU 46 :  
 FACTURES ANNUELLES SELON LE SCÉNARIO ET L'ÉQUIPEMENT SÉLECTIONNÉS  
 (\$)**

Cas types	Chaudière			Générateur d'air chaud		
	Tout gaz	TAE	Biénergie	Tout gaz	TAE	Biénergie
UDT de petite taille	1 182	1 041	1 067	1 220	877	996
UDT de taille moyenne	1 868	2 028	1 651	1 918	1 602	1 483
UDT de grande taille	2 451	2 916	2 136	2 522	2 240	1 870
Multihabitations de 6 unités	6 710	7 275	5 818			
Multihabitations de 13 unités	8 263	14 823	7 554			

13 Comme illustré au Tableau 46, l'économie annuelle réalisée dans les scénarios TAE et biénergie  
 14 par rapport au scénario tout gaz du sous-segment UDT est plus importante pour les clients ayant  
 15 un générateur d'air chaud. Cela s'explique principalement par une meilleure efficacité des  
 16 thermopompes électriques par rapport aux chaudières électriques.

<sup>29</sup> Les tarifs déposés dans le cadre du dossier R-4151-2021, approuvés de manière provisoire par la Régie, ont été retenus pour l'analyse afin de refléter la hausse prévue des tarifs en 2021-2022. Il est à noter que la position concurrentielle de la solution biénergie serait encore plus avantageuse par rapport à la solution TAE si la grille tarifaire actuelle d'Énergir avait été utilisée.

1 Il est alors possible de constater la position concurrentielle avantageuse de la solution biénergie  
 2 par rapport au gaz naturel pour tous les cas de figure. Concernant le scénario TAE, les factures  
 3 annuelles sont moins élevées que celles du scénario tout gaz dans certains cas (UDT avec  
 4 générateur d’air chaud et UDT de petite taille avec chaudière). Par contre, à l’exception des UDT  
 5 de petite taille, le scénario TAE présente des factures annuelles plus élevées que celles du  
 6 scénario biénergie. La migration vers une électrification totale des usages n’est donc pas la  
 7 solution la plus avantageuse du point de vue de la facture énergétique pour la plupart des clients  
 8 d’Énergir.

**9.1.3. Comparaison des dépenses d’investissement (CAPEX)**

9 Le Tableau 47 présente les coûts associés au remplacement des équipements pour chaque cas  
 10 type en fonction des scénarios et des équipements installés selon le type de bâtiment, comme  
 11 présenté à la sous-section 9.1.1.

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

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

12 Concernant les UDT, le coût de remplacement dans les scénarios TAE et biénergie par rapport  
 13 au scénario tout gaz est plus important pour les clients ayant un générateur d’air chaud. Cela  
 14 s’explique principalement par un coût des thermopompes électriques plus élevé par rapport aux  
 15 chaudières électriques.

16 Par contre, les coûts dans le scénario biénergie sont moins élevés que dans le scénario TAE,  
 17 car ils n’incluent que les coûts liés aux équipements et leur installation, alors que le scénario TAE  
 18 inclut également le coût lié à la mise à niveau électrique. Ce dernier élément explique totalement  
 19 l’écart de coût entre ces deux scénarios. Il est à noter que dans un nombre limité de cas pour le

1 scénario biénergie, une mise à niveau électrique pourrait être nécessaire, ce qui aurait pour effet  
2 d'augmenter les coûts globaux de remplacement des appareils. Une attention particulière sera  
3 portée sur ces situations afin de s'assurer que ces coûts supplémentaires ne constituent pas un  
4 frein pour les clients à adhérer à l'Offre.

#### **9.1.4. Analyse des coûts totaux et évaluation de la période de récupération de l'investissement**

5 Dans cette sous-section, l'ensemble des coûts reliés aux factures énergétiques et aux  
6 équipements seront repris pour chaque cas type dans les tableaux 48 à 52.

7 Dans le cadre du PEV 2030, le Gouvernement a alloué une enveloppe de 125 M\$<sup>30</sup> pour  
8 financer des actions permettant la mise en place de la biénergie pour les clients résidentiels et  
9 commerciaux. Les Distributeurs élaborent également des programmes afin de financer des  
10 actions permettant la mise en place de la biénergie. La facture annuelle énergétique et le coût  
11 des équipements présentés ci-dessous ne prennent pas en compte ces subventions puisque la  
12 forme et les montants sont toujours en cours d'analyse. Par conséquent, le coût réel payé par  
13 le client sera moindre.

14 À titre indicatif, des PRI ont été calculées selon deux cas de figure, soit des subventions  
15 permettant de couvrir 50 % ou 80 % du surcoût. Il est alors possible de constater que des  
16 subventions de l'ordre de 80 % des surcoûts permettent de réduire les PRI en dessous de  
17 5 années pour l'ensemble des cas types.

---

<sup>30</sup> [Plan de mise en oeuvre 2021-2026](#), p.15.

**TABLEAU 48 :**  
**UDT DE PETITE TAILLE (1 010 M<sup>3</sup>)**

Scénarios	Chaudière			Générateur d'air chaud		
	100 % gaz	TAE	Biénergie	100 % gaz	TAE	Biénergie
Factures annuelles (\$)	1 182	1 041	1 067	1 220	877	996
Coût des équipements (\$)	5 650	15 400	8 600	3 650	19 150	9 100
PRI sans subvention (an)		69	26		45	24
PRI avec 50 % de subvention (an)			13			12
PRI avec 80 % de subvention (an)			5			5

**TABLEAU 49 :**  
**UDT DE TAILLE MOYENNE (1 955 M<sup>3</sup>)**

Scénarios	Chaudière			Générateur d'air chaud		
	100 % gaz	TAE	Biénergie	100 % gaz	TAE	Biénergie
Factures annuelles (\$)	1 868	2 028	1 651	1 918	1 602	1 483
Coût des équipements (\$)	6 000	15 900	9 400	3 900	20 600	10 150
PRI sans subvention (an)		S/O	16		53	14
PRI avec 50 % de subvention (an)			8			7
PRI avec 80 % de subvention (an)			3			3

**TABLEAU 50 :**  
**UDT DE GRANDE TAILLE (2 914 M<sup>3</sup>)**

Scénarios	Chaudière			Générateur d'air chaud		
	100 % gaz	TAE	Biénergie	100 % gaz	TAE	Biénergie
Factures annuelles (\$)	2 451	2 916	2 136	2 522	2 240	1 870
Coût des équipements (\$)	6 650	16 450	10 550	4 350	23 050	12 300
PRI sans subvention (an)		S/O	12		66	12
PRI avec 50 % de subvention (an)			6			6
PRI avec 80 % de subvention (an)			2			2

**TABLEAU 51 :**  
**MULTIHABITATIONS DE 6 UNITÉS (7 897 M<sup>3</sup>)**

Scénarios	Chaudière			Générateur d'air chaud		
	100 % gaz	TAE	Biénergie	100 % gaz	TAE	Biénergie
Factures annuelles (\$)	6 710	7 275	5 818			
Coût des équipements (\$)	11 800	40 000	25 900			
PRI sans subvention (an)		S/O	16			
PRI avec 50 % de subvention (an)			8			
PRI avec 80 % de subvention (an)			3			

**TABLEAU 52 :  
MULTIHABITATIONS DE 13 UNITÉS (15 000 M<sup>3</sup>)**

Scénarios	Chaudière			Générateur d'air chaud		
	100 % gaz	TAE	Biénergie	100 % gaz	TAE	Biénergie
Factures annuelles (\$)	8 263	14 823	7 554			
Coût des équipements (\$)	18 050	60 850	35 100			
PRI sans subvention (an)		S/O	24			
PRI avec 50 % de subvention (an)			12			
PRI avec 80 % de subvention (an)			5			

## 9.2. Modification aux *Conditions de service et Tarif d'Énergir (CST)*

- 1 Énergir propose une modification à l'article 15.2.4 de ses CST. La modification proposée est  
 2 présentée à la section 4 de la pièce HQD-Énergir-1, document 3.

## 9.3. Modification proposée aux *Conditions de service de HQD (CS)*

- 3 HQD propose l'assouplissement d'une condition de service afin de rendre l'Offre plus  
 4 concurrentielle par rapport à d'autres options tarifaires et ainsi encourager le plus grand nombre  
 5 de clients chauffant leurs bâtiments au gaz naturel à adhérer à l'Offre biénergie. La section 2.2.2  
 6 de la pièce HQD-Énergir-1, document 2 présente en détail la proposition pour la clientèle  
 7 résidentielle.

## 9.4. Mesures de soutien à la biénergie

- 8 L'acquisition d'équipements biénergie peut représenter des sommes importantes pour certains  
 9 clients d'Énergir selon les technologies en place, ce qui pourrait compromettre leur adhésion à  
 10 l'Offre. Pour réduire le surcoût lié aux équipements requis pour adhérer à cette Offre, HQD offre  
 11 certains appuis financiers aux clients admissibles, de même qu'Énergir, par le biais de ses  
 12 programmes commerciaux. L'offre actuelle disponible pour la clientèle résidentielle est décrite  
 13 à la section 2.2.1 de la pièce HQD-Énergir-1, document 2.
- 14 D'autres aides financières, décrites à la section 2.3 de cette même pièce, seront offertes par le  
 15 SITE d'ici le déploiement de la présente Offre.

1 L'ensemble de ces mesures de soutien vise à couvrir une part maximale du surcoût pour  
2 favoriser des PRI les plus basses possible pour les clients. À titre illustratif, une couverture  
3 d'environ 80 % des surcoûts des équipements et de l'installation est requise pour obtenir des  
4 PRI sous les 5 ans pour les clients.

## 9.5. Stratégie de déploiement

### 9.5.1. Un déploiement séquentiel

5 Dans un souci d'accompagnement efficace des clients et afin d'avoir une offre biénergie  
6 accessible rapidement dans le marché, les Distributeurs ont convenu d'opter pour une approche  
7 par étape selon la disponibilité des tarifs et des technologies sur le marché québécois.

8 Le marché résidentiel est celui présentant les meilleures conditions à la mise en marché de  
9 l'Offre et à l'accompagnement des clients avec l'existence du tarif DT de HQD et les  
10 technologies existantes couramment installées. C'est donc pour ces raisons que le marché  
11 résidentiel sera le premier marché visé pour le déploiement de l'Offre et sa commercialisation  
12 qui sont prévus au printemps 2022.

13 Comparativement aux bâtiments résidentiels, où les configurations technologiques sont plus  
14 simples, on retrouve dans les bâtiments commerciaux et institutionnels une grande variété de  
15 solutions technologiques et des configurations plus complexes. Les Distributeurs poursuivront  
16 donc, parallèlement au déploiement de l'offre résidentielle, des travaux pour proposer les  
17 solutions technologiques et tarifaires les plus avantageuses permettant aux clients commerciaux  
18 et institutionnels d'avoir une solution performante, efficace et économiquement viable. Pour ce  
19 faire, des analyses additionnelles sont nécessaires afin d'offrir aux marchés commerciaux et  
20 institutionnels une offre biénergie optimale et permettant de répondre aux objectifs du  
21 Gouvernement.

### 9.5.2. Une commercialisation ciblée

22 La commercialisation de l'Offre se fera de façon coordonnée par les Distributeurs. Ces derniers  
23 prévoient mettre en valeur les avantages environnementaux et économiques de l'Offre en  
24 utilisant plusieurs stratégies de commercialisation-marketing pour établir à la fois la notoriété et  
25 encourager l'adhésion à l'Offre. La commercialisation sera ciblée conformément à l'approche  
26 séquentielle décrite ci-haut. Elle pourra aussi être modulée géographiquement afin de minimiser  
27 les impacts sur le réseau que pourrait avoir une conversion massive de bâtiments résidentiels  
28 ou de plusieurs bâtiments de plus grande d'envergure concentrée dans certains secteurs de l'île  
29 de Montréal et de les gérer adéquatement.

30 L'Entente fournie en annexe A fait état, à la section 6, des actions prévues par les Distributeurs  
31 pour la promotion de l'Offre.

### 9.5.3. Un parcours client optimisé

1 Les Distributeurs s'affairent également à mettre au point un parcours client optimisé et fluide  
2 entre les parties prenantes à l'Offre afin de faciliter les démarches d'adhésion des clients. Ainsi,  
3 lors de la demande d'adhésion au tarif DT, les demandes d'aides financières auprès d'Énergir,  
4 de HQD et du SITÉ pour l'acquisition d'équipements ou la couverture de certains frais pour la  
5 réalisation de travaux chez les clients seront facilitées par un processus coordonné simplifiant  
6 les contacts entre la clientèle et les parties impliquées.

## CONCLUSION

7 En conclusion, il est de l'avis des Distributeurs que l'Offre concrétise de façon optimale la vision  
8 gouvernementale de décarboner le chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et  
9 institutionnels telle qu'exprimée dans le Décret ainsi que dans le PEV 2030. De plus, cette Offre  
10 permet de répondre à la volonté du Gouvernement d'électrifier une part grandissante du  
11 chauffage assuré actuellement par le gaz naturel, et ce, tout en considérant que l'électrification  
12 à 100 % ne représente pas une utilisation optimale de l'électricité pour le Québec. En effet, celle-  
13 ci permet de maximiser le potentiel d'électrification du chauffage de l'espace et de l'eau en se  
14 basant sur la complémentarité des réseaux électrique et gazier et en permettant de réduire les  
15 coûts pour la clientèle visée.

16 L'Offre est le résultat du travail et de la collaboration des Distributeurs permettant le  
17 développement d'une approche commerciale attrayante et avantageuse pour la clientèle, ainsi  
18 que l'établissement d'un partage des coûts entre HQD et Énergir visant à équilibrer l'impact  
19 tarifaire entre les clients.

20 Ainsi, cette offre compétitive, accompagnée d'une mise en marché ciblée et orchestrée en  
21 concertation par les Distributeurs et d'un parcours client se voulant facilitant pour les clients  
22 résidentiels contribuera, avec l'offre biénergie pour la clientèle commerciale et institutionnelle  
23 qui sera proposée en phase 2 du présent dossier, à l'atteinte de la cible de réduction de 50 %  
24 des émissions de GES liés au chauffage des bâtiments du Québec d'ici 2030 et ce, au meilleur  
25 coût pour les clients et l'ensemble de la collectivité.

26 Afin de maximiser la contribution de la biénergie à l'atteinte de cette cible du PEV 2030, l'Offre  
27 pour le marché résidentiel devra être lancée au printemps 2022. Une décision serait donc  
28 souhaitée au plus tard au mois de mars 2022.

### Énergir et HQD demandent à la Régie de :

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



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- Reconnaître un principe général selon lequel la contribution pour la réduction des GES, ainsi que sa méthode d'établissement, tels que détaillés à l'Entente et dans la preuve, doivent être considérés aux fins de l'établissement du revenu requis d'Énergir pour la fixation de ses tarifs ;
  - Approuver les modifications aux Conditions de service d'Hydro-Québec, tel que présentées à la pièce HQD-Énergir-1, document 2 ;
  - Prendre acte des traitements comptable et réglementaire qui seront implantés par Énergir à la suite du déploiement de l'Offre biénergie, le tout tels que présentés à la section 3 de la pièce HQD-Énergir-1, document 3 ;
  - Approuver les modifications à l'article 15.2.4 des Conditions de service et Tarif d'Énergir, telles que présentées à la pièce HQD-Énergir-1, document 3.



**ANNEXE A :  
ENTENTE DE COLLABORATION**

**ENTENTE DE COLLABORATION**

**RELATIVEMENT AU PROJET FAVORISANT LA DÉCARBONATION DANS LE CHAUFFAGE DES BÂTIMENTS GRÂCE À LA BIÉNERGIE ÉLECTRICITÉ-GAZ NATUREL**

(l'« Entente »)

**ENTRE :** **HYDRO-QUÉBEC**, personne morale régie par la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5), ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, à Montréal, Québec, H2Z 1A4, agissant aux fins des présentes dans ses activités de distribution d'électricité

(ci-après « **Hydro-Québec** »)

**ET :** **ÉNERGIR, s.e.c.**, société en commandite formée en vertu du Code civil du Québec, ayant son siège social au 1717 rue du Havre, Montréal, Québec, H2K 2X3, agissant par son associé commandité Énergir inc.

(ci-après « **Énergir** »)

(ci-après individuellement désignée une « **Partie** » et collectivement désignées les « **Parties** »)

**PRÉAMBULE :**

**ATTENDU QU'**en novembre 2020, le Gouvernement du Québec (« **Gouvernement** ») a lancé le Plan pour une économie verte 2030 (« **PEV 2030** ») et son premier plan de mise en œuvre couvrant la période 2021-2026 (« **PMO 2026** »);

**ATTENDU QUE** le PEV 2030 réitère l'engagement du Québec de réduire ses émissions de gaz à effet de serre (« **GES** ») de 37,5 % d'ici 2030, par rapport à leur niveau de 1990;

**ATTENDU QUE** pour atteindre cet engagement, le PEV 2030 indique que le Gouvernement mise notamment sur une réduction de 50 % des émissions de GES liées au chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels;

**ATTENDU QUE** le Gouvernement souhaite que cette cible soit atteinte par différentes mesures incluant une complémentarité optimale entre les réseaux électrique et gazier et le recours à la Biénergie, telle que définie ci-après;

**ATTENDU QUE** le Gouvernement a pour objectif d'électrifier une part croissante du chauffage actuellement assuré par le gaz naturel et constate que l'électrification à 100% du chauffage ne constituerait pas une utilisation de l'électricité optimale pour le Québec;

**ATTENDU QUE** Hydro-Québec est titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (« **Loi** ») et qu'Énergir est titulaire d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel, en vertu de la Loi et des décrets applicables;

**ATTENDU QUE** dans le cadre du PEV 2030 et du PMO 2026, le Gouvernement a demandé aux Parties de proposer conjointement les meilleurs moyens de réduire la part du carbone dans la chauffe des bâtiments au meilleur coût, pour les clients comme pour l'ensemble de la collectivité;

**ATTENDU QUE** les Parties ont entrepris des discussions afin de présenter une proposition commune et innovante à la Régie de l'énergie dans le but de contribuer à l'atteinte des objectifs prévus au PEV 2030 et au PMO 2026;

**ATTENDU QUE** le PMO 2026 précise qu'une enveloppe d'au moins 125 millions de dollars est réservée pour financer les actions requises, afin de permettre notamment la conversion partielle de la chauffe principale des bâtiments du gaz naturel vers l'électricité.

**ATTENDU QUE** les Parties souhaitent, par la présente Entente, convenir de la manière dont elles entendent collaborer pour donner suite au PEV 2030 et au PMO 2026 et ainsi mettre en œuvre un projet favorisant la décarbonation dans le chauffage des bâtiments, incluant les nouveaux bâtiments, utilisant le gaz naturel pour le chauffage des locaux ou pour le chauffage des locaux et de l'eau sanitaire grâce à la Biénergie (le « **Projet** »);

**ATTENDU QUE**, pour atteindre les objectifs du PEV 2030, les Parties ont convenu de séparer le Projet en deux périodes consécutives : la première d'une durée de 5 ans allant de 2022 à 2026 pour tenir compte du PMO 2026, et la seconde d'une durée de 4 ans allant de 2027 à 2030;

**ATTENDU QUE** les Parties pourront entreprendre des discussions dès 2026 relativement à la Deuxième période d'adhésion afin d'évaluer les paramètres relatifs à cette période, à la lumière notamment de l'évolution du contexte énergétique;

**ATTENDU QUE** les Parties entendent réaliser le Projet dans la perspective de maximiser le potentiel d'électrification du chauffage de l'espace et de l'eau sanitaire au Québec tout en réduisant les coûts pour les différentes clientèles concernées;

**ATTENDU QUE** les Parties considèrent que l'Entente est bénéfique pour la société québécoise et qu'elle est dans l'intérêt public;

**EN CONSIDÉRANT CE QUI PRÉCÈDE, LES PARTIES ONT CONVENU DE CE QUI SUIT :**

---

<sup>1</sup> RLRQ, c. R-6.01

## 1. PRÉAMBULE

1.1 Le préambule fait partie intégrante de la présente Entente.

## 2. DÉFINITIONS

2.1 Dans l'Entente, y compris dans ses annexes y étant jointes, les termes débutant par une majuscule ont le sens qui leur est donné ci-après :

- a. « **Biénergie** » signifie l'utilisation de l'électricité et du gaz naturel au moyen d'un système central servant au chauffage des locaux et conçu de telle sorte que l'électricité peut être utilisée comme source principale de chauffage et le gaz naturel comme source d'appoint en période de pointe hivernale.
- b. « **Comité de gouvernance** » signifie le comité constitué de représentants de chaque Partie plus amplement décrit à l'article 9 de l'Entente.
- c. « **Comité technique** » signifie le comité constitué de représentants de chaque Partie plus amplement décrit à l'article 10 de l'Entente.
- d. « **Contribution pour la réduction des gaz à effet de serre** » ou « **Contribution GES** » : signifie le montant que Hydro-Québec accepte de verser à Énergir en vertu de la présente Entente.
- e. « **Deuxième période d'adhésion** » signifie une période de quatre (4) ans débutant le 1<sup>er</sup> janvier 2027 et se terminant le 31 décembre 2030.
- f. « **Première période d'adhésion** » signifie une période de cinq (5) ans débutant le 1<sup>er</sup> janvier 2022 et se terminant le 31 décembre 2026.
- g. « **Projet** » a le sens qui lui est donné dans le préambule de la présente Entente.
- h. « **Régie** » signifie la Régie de l'énergie du Québec.
- i. « **Volet commercial et institutionnel** » signifie le volet du Projet qui portera sur la Biénergie dans les bâtiments à usage commercial ou institutionnel.
- j. « **Volet résidentiel** » signifie le volet du Projet qui portera sur la Biénergie dans les bâtiments à usage domestique, assujettis au tarif DT des *Tarifs d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité*.

## 3. OBJET DE L'ENTENTE

3.1 La présente Entente a pour objet d'encadrer la collaboration entre les Parties afin de réaliser le Projet.

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.

#### **4. ENTRÉE EN VIGUEUR, DURÉE DE L'ENTENTE ET TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE PAR LA RÉGIE**

4.1 L'Entente entre en vigueur au jour où elle est signée par tous les représentants des Parties.

4.2 Sous réserve de l'article 13, la présente Entente expire le 31 décembre 2041.

4.3 Les Parties conviennent de déposer conjointement une demande à la Régie pour le traitement du Volet résidentiel du Projet. Le Volet résidentiel a été priorisé par les Parties étant donné qu'en date de la présente Entente, les *Tarifs d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité* contiennent déjà un tarif applicable en cas de biénergie pour usage domestique, à savoir le tarif DT.

4.4 Le démarrage du Volet résidentiel du Projet est conditionnel à l'obtention d'une décision de la Régie accueillant les conclusions de la demande conjointe qui sera déposée par les Parties.

Le démarrage du Volet commercial et institutionnel du Projet est aussi conditionnel à l'obtention d'une décision de la Régie accueillant les conclusions d'une demande conjointe qui sera déposée par les Parties.

4.5 Les Parties préciseront au cours des prochains mois le plan de déploiement du Volet commercial et institutionnel.

4.6 Si la Régie ne rend pas une décision accueillant les conclusions de la demande conjointe des Parties relative au Volet résidentiel au plus tard un (1) an suivant le dépôt de cette demande, ou avant toute autre date convenue par les Parties par écrit, la présente Entente sera nulle et sans effet dès la réception d'un avis de résiliation donné par écrit par l'une des Parties à l'autre Partie.

4.7 Si la Régie rend une décision sur la demande conjointe des Parties fixant des conditions qui sont insatisfaisantes pour l'une ou l'autre des Parties agissant raisonnablement, la présente Entente sera nulle et sans effet dès la réception d'un avis de résiliation donné par écrit par l'une des Parties à l'autre Partie.

4.8 Les Parties peuvent renoncer par écrit à l'une ou l'autre des conditions prévues au présent article 4.

4.9 Le défaut par une Partie de transmettre un avis de résiliation dans les 10 jours suivant la décision finale de la Régie équivaut à une renonciation de cette Partie à la condition visée à l'article 4.6 ou à l'article 4.7, selon le cas.

## 5. DESCRIPTION DU PROJET

- 5.1 Tant pour le Volet résidentiel que pour le Volet commercial et institutionnel, le Projet visera :
- i) une partie des clients d'Énergir utilisant actuellement le gaz naturel; ainsi que
  - ii) les nouveaux bâtiments.
- 5.2 Le Volet résidentiel du Projet visera les bâtiments dont le volume de consommation annuel équivaut à un maximum de 15 000 m<sup>3</sup> de gaz naturel.
- 5.3 Le Volet commercial et institutionnel du Projet visera les bâtiments commerciaux dont le volume de consommation annuel équivaut à un maximum de 15 000 m<sup>3</sup> de gaz naturel et les bâtiments institutionnels dont le volume de consommation annuel équivaut à un maximum de 500 000 m<sup>3</sup> de gaz naturel.
- 5.4 Un client dont le bâtiment a un volume de consommation de gaz naturel plus élevé que ceux indiqués à l'article 5.2 et à l'article 5.3 pourra tout de même adhérer à la Biénergie selon les termes de l'Entente.
- 5.5 Les clients existants d'Hydro-Québec qui utilisent une source d'énergie fossile autre que le gaz naturel comme source principale ou comme source d'appoint pour leur abonnement au tarif DT ne sont pas visés par la présente Entente.

## 6. COMMERCIALISATION

- 6.1 Le Projet inclut le développement, avec le soutien financier du Gouvernement tel qu'indiqué au PMO 2026, d'une approche de commercialisation attrayante et avantageuse au plan économique afin d'inciter la clientèle visée par la présente Entente à adhérer à la Biénergie.
- 6.2 Les Parties s'engagent à agir de bonne foi dans leurs stratégies commerciales respectives afin de réaliser les buts visés par la présente Entente.
- 6.3 Dans le cadre de la réalisation du Projet, chaque Partie s'engage à ce qui suit:
- i) Faire la promotion du Projet par ses outils (ex : service à la clientèle, site internet, campagne publicitaire, médias sociaux, etc.) pour démontrer les bénéfices d'adhérer à la Biénergie;
  - ii) Informer ses clients du soutien financier offert par le Gouvernement dans le cadre du PMO 2026 pour faciliter l'achat, l'installation et la mise à niveau d'appareils de chauffage; et
  - iii) Respecter, lorsqu'applicable, les exigences de la *Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels* et de la *Loi sur la protection des renseignements personnels dans le secteur privé*



lors de tout échange de renseignements confidentiels et signer au préalable une entente de confidentialité s'il s'agit de renseignements personnels.

- 6.4 Dans le cadre de la réalisation du Projet, en plus des autres obligations prévues à la présente Entente, Énergir s'engage à ce qui suit:
- i) Inciter ses partenaires certifiés en gaz naturel à faire la promotion du Projet auprès de la clientèle actuelle et future d'Énergir; et
  - ii) Fournir à Hydro-Québec dans les meilleurs délais les coordonnées (adresse de service et numéro de téléphone et toutes autres données pertinentes) de ses clients qui souhaitent adhérer à la Biénergie.

## 7. CONTRIBUTION POUR LA RÉDUCTION DES GAZ À EFFET DE SERRE

- 7.1 Les Parties ont convenu de mettre en place une Contribution GES pour tenir compte de la perte de revenus d'Énergir découlant des volumes moindres de gaz naturel qu'elle livrera à ses clients ainsi que de l'équité tarifaire du Projet pour les clientèles des Parties, le tout afin d'assurer la réalisation de l'objectif de décarbonation du Gouvernement.
- 7.2 La Contribution GES sera facturée deux (2) fois par année par Énergir à Hydro-Québec. Elle sera facturée une première fois au plus tard le 30 septembre pour couvrir la période de facturation comprise entre le 1<sup>er</sup> janvier et 30 juin de l'année civile en cours (« **Premier versement** »), et au plus tard le 31 mars d'une année civile pour refléter la consommation réelle annuelle du client de l'année civile précédente (« **Second versement** »).
- 7.3 Énergir soumettra à Hydro-Québec les informations et volumes pertinents permettant de calculer la Contribution GES conformément aux modalités du présent article.
- 7.4 La période pendant laquelle la participation d'un client sera prise en compte aux fins du calcul de la Contribution GES débutera à partir de la date de mise sous tension des appareils du client requis pour la Biénergie et se poursuivra jusqu'au 15<sup>e</sup> anniversaire de cette date, à moins que l'abonnement du client ne soit plus assujéti à un tarif Biénergie applicable selon les conditions établies aux *Tarifs d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité*. 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.
- 7.5 Si le tarif Biénergie disparaissait des *Tarifs d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité*, des mesures présentant un niveau de garantie d'effacement en période de pointe hivernale équivalant à celui de l'actuel tarif DT et incitant les clients à permuter au gaz naturel en période de pointe hivernale pourront être mises en place par les Parties, lesquelles devront déployer leurs meilleurs efforts en ce sens. Les Parties conviendront alors des ajustements requis à la présente Entente.

7.6 La Contribution GES s'applique pour une adresse de service, sans égard aux éventuels changements relatifs au titulaire de l'abonnement pour cette adresse de service, à condition que l'abonnement demeure assujéti à un tarif Biénergie applicable.

7.7 Pour les clients ayant adhéré à la Biénergie pendant la Première période d'adhésion, le calcul de la Contribution GES sera effectué selon la méthodologie suivante :

7.7.1 Pour chaque client existant d'Énergir visé par le Projet et qui adhère à la Biénergie, le montant de la Contribution GES est déterminé selon les étapes qui suivent :

#### **Étape 1 : Détermination de la Consommation de référence**

Sur la base de l'historique de consommation réelle, Énergir identifie le volume total annuel exprimé en mètres cubes de gaz naturel, normalisé pour la température, des trois dernières années de consommation complète de l'adresse de service du client et calcule la consommation moyenne annuelle normalisée pour la température (la « **Consommation de référence** »); si l'historique de consommation est de moins de trois ans, Énergir utilise la moyenne annuelle de consommation normalisée sur la plus grande période de consommation complète, soit deux années ou une année, afin de déterminer la Consommation de référence, tel que prévu à la formule qui suit :

$$\text{Consommation de référence} = \frac{\sum_{n=1}^3 \text{Consommation historique}_{t-n}}{n}$$

où :  $t$  = année de conversion

$n$  = nombre d'années historiques disponibles (1, 2 ou 3)

Si l'historique de consommation est de moins d'une année, les modalités prévues à l'article 7.7.2 s'appliquent.

#### **Étape 2 : Détermination du montant provisoire de la Contribution GES**

Pour chaque période de facturation comprise entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 30 juin de chaque année, le montant provisoire de la Contribution GES (« **Montant provisoire** ») est calculé en multipliant la Consommation de référence par les « Taux applicables à la consommation de référence (¢/m<sup>3</sup>) » selon les paliers de volume prévus à l'annexe 1 de l'Entente, tel que prévu à la formule qui suit :

**Montant provisoire**

= Consommation de référence

× Taux applicables à la Consommation de référence

### Étape 3 : Calcul du Premier versement

Le Premier versement prévu à l'article 7.2 correspond au Montant provisoire divisé par deux. Pour la première année, le Premier versement est ajusté au prorata sur six mois du nombre de mois restants à compter de la date d'adhésion jusqu'au 30 juin de cette année, incluant le mois d'adhésion du client, tel que prévu à la formule qui suit :

$$\begin{aligned} & \textit{Premier versement} \\ & = \frac{\textit{Montant provisoire}}{2} \\ & \times \frac{\textit{Mois restants jusqu'au 30 juin}}{6} \end{aligned}$$

### Étape 4 : Détermination du montant final de la Contribution GES

À la fin de chaque année civile suivant l'adhésion du client à la Biénergie, Énergir identifie le volume total annuel exprimé en mètres cubes de gaz naturel, normalisé pour la température, consommé par le client (« **Consommation réelle** »). Le montant final de la Contribution GES (« **Montant final** ») est calculé pour chaque client en multipliant la différence entre la Consommation de référence et la Consommation réelle (« **Volume converti** ») par les « Taux applicables au Volume converti (¢/m<sup>3</sup>) » selon les paliers de volume prévus à l'annexe 2 de l'Entente, tel que prévu à la formule qui suit :

$$\begin{aligned} & \textit{Volume converti} \\ & = \textit{Consommation de référence} - \textit{Consommation réelle} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \textit{Montant final} \\ & = \textit{Volume converti} \times \textit{Taux applicables au Volume converti} \end{aligned}$$

Aux fins de l'application des taux prévus au tableau 2 de l'annexe 2, la répartition du Volume converti doit se faire selon celle de la Consommation de référence en fonction des paliers définis à ce tableau 2. Le Volume converti est alloué entre les différents paliers en partant du dernier palier déterminé par la Consommation de référence. La part du Volume converti du dernier palier ainsi déterminé ne peut dépasser la Consommation de référence allouée à ce palier. Le reste du Volume converti est réparti de manière dégressive sur les paliers inférieurs.

Énergir et Hydro-Québec conviendront dans les meilleurs délais de la méthode de normalisation pour la température applicable à la Consommation réelle.

Les valeurs indiquées au tableau 2 de l'annexe 2 sont préliminaires. Les valeurs finales du tableau 2 de l'annexe 2 seront établies par les Parties de telle sorte que leur application sur les volumes de conversion prévus au Projet à l'année 2030, compte tenu de leur indexation, résultera en une Contribution GES d'un montant

de 85 M\$<sub>2030</sub> en 2030, si le volume réellement converti (314 Mm<sup>3</sup>) et sa répartition entre les différentes clientèles correspondent à ceux prévus.

#### Étape 5 : Calcul du Second versement

L'écart entre le Montant final et le Premier versement est, selon le cas, crédité ou débité à Énergir par Hydro-Québec et constitue le Second versement tel que défini à l'article 7.2, tel que prévu à la formule qui suit :

$$\textit{Second versement} = \textit{Montant final} - \textit{Premier versement}$$

- 7.7.2 Pour les nouveaux bâtiments pour lesquels le client adhère à la Biénergie et pour les clients ayant un historique de consommation de moins d'une année, le montant de la Contribution GES est déterminé selon les étapes prévues au paragraphe 7.7.1, à une exception. La Consommation de référence prévue à l'article 7.7.1 est déterminée en remplaçant la consommation historique normalisée pour la température par une estimation de consommation. Les Parties conviendront de la méthode d'estimation de consommation avant le dépôt auprès de la Régie de la demande conjointe prévue à l'article 4.3.
- 7.8 Hydro-Québec devra, à compter du démarrage du Volet résidentiel, fournir à Énergir chaque mois la liste des adresses de service ayant adhéré au tarif DT des *Tarifs d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité* dans le cadre du Projet pendant le mois précédent, de même que la date de mise sous tension des appareils.
- 7.9 Hydro-Québec s'engage à payer à Énergir la Contribution GES dans les 30 jours de la date de réception de la facture d'Énergir, à moins qu'Hydro-Québec ne conteste la facture à l'intérieur de ce délai en fournissant à Énergir une explication écrite précisant en détail le motif de sa contestation. Si aucune entente relative à la facture n'intervient entre les Parties dans les 30 jours de cette contestation, les Parties devront avoir recours au mécanisme de résolution des différends prévu à l'article 15.
- 7.10 Si Hydro-Québec omet de verser le paiement à l'expiration du délai de 30 jours suivant la réception de la facture ou dans les 10 jours suivant la fin du mécanisme de résolution de différends, tout montant alors dû par celle-ci portera intérêt composé annuellement, au taux d'intérêt à compter de la date d'échéance jusqu'au paiement intégral de la facture. Ce taux d'intérêt est calculé sur la base du taux préférentiel annuel de la Banque Royale du Canada, plus deux (2) points de pourcentage.
- 7.11 Les parties s'engagent à préparer conjointement un rapport d'avancement du Projet au 31 mars et au 30 septembre de chaque année civile afin de faciliter l'établissement de leurs provisions financières respectives.

- 7.12 Les Parties pourront nommer conjointement un auditeur externe pour valider les informations prévues au présent article, et assumeront les honoraires de ce dernier à parts égales.
- 7.13 Les taux définis aux annexes 1 et 2 de la présente Entente seront indexés de 2 % par année à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2023.
- 7.14 Le texte et les formules forment un tout pour l'interprétation de l'article 7 et les exemples indiqués aux annexes 1, 2 et 3 servent à les illustrer.

## **8. COLLABORATION AUX FINS DU PROJET**

- 8.1 Les Parties reconnaissent que le Projet requiert qu'elles collaborent étroitement en vue de le réaliser.
- 8.2 Dans l'éventualité où un changement réglementaire ou législatif vient empêcher l'une ou l'autre Partie de respecter ses obligations selon les modalités prévues à l'Entente, les Parties s'engagent à négocier de bonne foi des modifications à l'Entente.
- 8.3 Les communiqués de presse reliés au Projet, le cas échéant, devront avoir été convenus au préalable entre les Parties avant d'être émis.
- 8.4 Les Parties s'engagent à collaborer pour développer une campagne de marketing coordonnée.
- 8.5 Les Parties s'engagent à entreprendre des discussions pour déterminer comment elles pourraient collaborer pour développer une approche de commercialisation attrayante et avantageuse au plan économique pour la clientèle de Hydro-Québec dont l'abonnement est au tarif DT, mais utilisant actuellement une autre source d'énergie fossile que le gaz naturel, et afin de l'inciter à adhérer à la Biénergie dans le cadre du Projet.

## **9. COMITÉ DE GOUVERNANCE**

- 9.1 Les Parties conviennent de créer un Comité de gouvernance formé de deux représentants de chaque Partie pour les fins du Projet. Le Comité de gouvernance se réunit aux deux semaines pendant la première année suivant la signature de la présente Entente, et au besoin par la suite. Son mandat consiste à assurer la gouvernance, le bon fonctionnement et la coordination des actions des Parties afin de réaliser le Projet.
- 9.2 Les Parties désigneront leurs représentants au Comité de gouvernance.
- 9.3 Chaque Partie peut changer son ou ses représentants au moyen d'un avis écrit transmis à l'autre Partie.
- 9.4 Chaque Partie peut, sur consentement de l'autre Partie, désigner un ou des observateur(s) aux réunions du Comité de gouvernance.

## **10. COMITÉ TECHNIQUE**

- 10.1 Les Parties conviennent de créer un Comité technique formé de représentants de chaque Partie pour les fins du Projet. Ce comité se réunit chaque semaine ou à la fréquence qu'il aura convenue pendant la première année suivant la signature de la présente Entente, et au besoin par la suite.
- 10.2 Le mandat du Comité technique consiste à :
- 10.2.1 S'assurer de l'exactitude et de l'exhaustivité de la liste des clients participant à la Biénergie;
  - 10.2.2 Suivre l'avancement de l'adhésion à la Biénergie des clients d'Énergir pour le Volet résidentiel et le Volet commercial et institutionnel, prendre connaissance des données utilisées aux fins du calcul de la Contribution GES et discuter de tout autre sujet à caractère technique relatif au Projet, incluant les volumes de gaz naturel convertis par les clients et leur nouvelle consommation électrique
- 10.3 Les Parties désigneront leurs représentants au Comité technique.

## **11. FRAIS**

- 11.1 Sous réserve de l'article 7 de la présente Entente, aucun autre montant ne sera échangé, payé ou réclamé d'une Partie à l'autre Partie en application de la présente Entente.
- 11.2 Chaque Partie assume ses frais internes (ex : coûts de main-d'œuvre) et externes (ex : frais de consultant ou autres tiers) reliés au Projet.
- 11.3 Chaque Partie aura la responsabilité de facturer à ses clients les frais applicables approuvés par la Régie, tels que les frais de prolongement de réseau.

## **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.

### 13. RÉSILIATION DE L'ENTENTE

13.1 L'Entente peut être résiliée par l'envoi d'un avis de résiliation, tel que prévu à l'article 4.6 et à l'article 4.7.

13.2 Si l'une des Parties est en défaut de respecter l'une ou l'autre de ses obligations en vertu de l'Entente (la « **Partie en défaut** »), l'autre Partie peut lui donner un avis écrit en ce sens (l' « **Avis de défaut** ») décrivant le défaut constaté (le « **Cas de défaut** »).

13.3 Dans un délai de trente (30) jours suivant la réception de l'Avis de défaut, la Partie en défaut doit fournir à l'autre Partie :

13.3.1 les explications détaillées relativement aux raisons ayant donné lieu au Cas de défaut;

13.3.2 le cas échéant, les raisons pour lesquelles elle estime qu'il ne s'agit pas d'un Cas de défaut et;

13.3.3 le cas échéant, les mesures correctives que la Partie en défaut entend mettre en place pour éviter une répétition du Cas de défaut et pour y remédier, ainsi que l'échéancier pour y arriver.

13.4 L'Avis de défaut peut être levé, par écrit, par la Partie l'ayant transmis si elle est d'avis qu'il ne s'agit pas d'un Cas de défaut suivant les explications détaillées fournies par l'autre Partie ou si les mesures correctives mises en place par la Partie en défaut sont satisfaisantes.

13.5 Si le Cas de défaut n'est pas corrigé dans un délai raisonnable, la Partie ayant transmis l'Avis de défaut peut résilier l'Entente sur simple avis écrit à la Partie en défaut, laquelle résiliation prendra effet 30 jours après la réception de l'avis écrit de résiliation.

13.6 Nonobstant toute autre disposition de l'Entente, l'inexécution d'une obligation en raison d'un cas de Force majeure, quelle que soit la Partie qui l'invoque, ne constitue pas un Cas de défaut en vertu des présentes.

13.7 Nonobstant toute autre disposition à l'effet contraire, la résiliation de l'Entente en vertu du présent article ne mettra pas fin aux obligations des Parties relatives à la Contribution GES applicable à la clientèle ayant déjà adhéré à la Biénergie dans le cadre du Projet avant la résiliation de l'Entente, en autant que la Contribution GES aurait été payable selon les exigences de la présente Entente n'eût été sa résiliation. Pour fins de clarté, l'obligation de payer la Contribution GES selon les modalités de l'article 7 survit à la résiliation de l'Entente.

#### **14. CONFIDENTIALITÉ**

- 14.1 Les Parties garderont la présente Entente confidentielle avant son dépôt à la Régie avec la demande conjointe des Parties visée à l'article 4.3.

#### **15. RÉOLUTION DES DIFFÉRENDS**

- 15.1 Les Parties tenteront de bonne foi de résoudre tous différends relatifs à la présente Entente par la coopération et la consultation afin d'en arriver à une solution mutuellement satisfaisante, y compris en faisant appel à leur direction respective.

#### **16. CESSION**

- 16.1 Aucune cession de la présente Entente par les Parties n'est possible sans avoir obtenu le consentement préalable écrit de l'autre Partie.

#### **17. COMMUNICATIONS**

- 17.1 Les communications régulières entre les Parties sont transmises par courriel conformément aux modalités de l'Entente. Toutefois, tout avis officiel qui doit être donné par écrit par une Partie à l'autre Partie en vertu de l'Entente doit être transmis par service de messagerie papier avec preuve de réception et sera réputé donné le jour ouvrable de sa réception si celle-ci survient avant 16h30 ou, dans le cas contraire, le jour ouvrable suivant, cet avis devant également être transmis par courriel, le tout aux adresses indiquées ci-dessous :

Dans le cas de Hydro-Québec :

aux adresses courriel suivantes : [Harbec.Sabrina@hydroquebec.com](mailto:Harbec.Sabrina@hydroquebec.com)

Et une copie à : [Tremblay.Jean-Olivier@hydroquebec.com](mailto:Tremblay.Jean-Olivier@hydroquebec.com)

avec un original papier à l'adresse suivante :

Directrice Principale – Approvisionnements en électricité et affaires  
réglementaires  
Édifice Jean-Lesage  
75 Boul. René-Lévesque Ouest, 22<sup>e</sup> étage  
Montréal (Québec)  
H2Z 1A4

Dans le cas d'Énergir :

aux adresses courriel suivantes :

[valerie.sapin@energir.com](mailto:valerie.sapin@energir.com)

Et une copie à : [legal@energir.com](mailto:legal@energir.com)



avec un original papier à l'adresse suivante :

Vice-président, Clients et Approvisionnements gaziers  
1717 rue du Havre  
Montréal (Québec)  
H2K 2X3

## **18. FORCE MAJEURE**

- 18.1 L'expression « **Force majeure** » signifie tout événement extérieur, imprévisible, irrésistible et indépendant de la volonté d'une Partie qui retarde, interrompt ou empêche l'exécution totale ou partielle par cette Partie de toutes ou partie de ses obligations en vertu de l'Entente.
- 18.2 La Partie invoquant un cas de Force majeure doit en donner avis écrit sans délai à l'autre Partie et indiquer dans cet avis, le plus précisément possible, l'effet de cette Force majeure sur sa capacité d'exécuter ses obligations conformément à l'Entente.
- 18.3 La Partie invoquant un cas de Force majeure voit ses obligations suspendues dans la mesure où elle est dans l'incapacité d'agir seulement et en autant qu'elle agisse avec diligence afin d'éliminer ou de corriger les effets de cette Force majeure.

## **19. MANQUEMENT ET RETARD**

- 19.1 Le manquement ou retard d'une ou l'autre des Parties d'exercer un droit prévu à l'Entente ne constitue pas une renonciation à un tel droit et aucune des Parties ne sera empêchée d'exercer ultérieurement ce droit qu'elle n'aurait pas antérieurement exercé, en tout ou en partie.

## **20. SIGNIFICATION ÉTENDUE**

- 20.1 Les variations grammaticales de tout terme défini dans l'Entente ont des significations similaires à de tels termes définis; les mots indiquant le nombre comprennent le singulier et le pluriel; les mots indiquant le sexe comprennent tous les genres.

## **21. TITRES**

- 21.1 La division de l'Entente en articles, en sections, en sous-sections et en annexes distinctes, ainsi que l'insertion de titres ne servent qu'à des fins de référence et n'ont aucune incidence sur l'interprétation de l'Entente.

## **22. ENTENTE COMPLÈTE**

- 22.1 Avec l'entente de confidentialité datée du 2 novembre 2020, l'Entente constitue l'accord complet entre les Parties quant à son contenu et elle remplace toute entente verbale ou écrite, lettre et tout document antérieur ayant mené à sa conclusion.

## **23. AMENDEMENT**

- 23.1 Toute modification à l'Entente ne peut être faite que par un écrit signé des Parties.

## **24. APPLICATION**

- 24.1 L'Entente lie les Parties aux présentes, leurs successeurs et ayants droit, et s'applique à leur profit.

## **25. DROIT APPLICABLE ET JURIDICTION**

- 25.1 Les Parties conviennent que l'Entente a été conclue à Montréal et est soumise aux lois en vigueur dans la province de Québec, incluant les lois canadiennes qui y sont applicables, sans égard pour les dispositions qui traitent des conflits de lois, et qu'ils s'en remettent à la juridiction exclusive des tribunaux compétents du district judiciaire de Montréal en cas de litige ou de différend relativement à l'Entente ou en découlant.

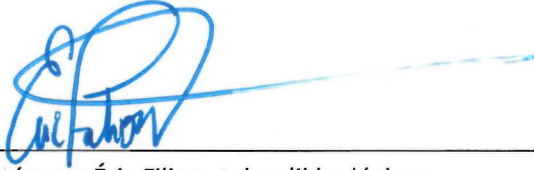
## **26. EXEMPLAIRES**

- 26.1 L'Entente peut être signée en plusieurs exemplaires, chacun de ces exemplaires ne constituant ensemble qu'un seul et même document. La livraison par une Partie d'une page signature de cette Entente dûment signée par cette Partie par courrier électronique à l'autre Partie sera équivalente à la livraison d'une copie originale d'une page signature dûment signée par cette Partie.

*(Les signatures apparaissent à la page suivante)*

**EN FOI DE QUOI les Parties ont signé la présente Entente**

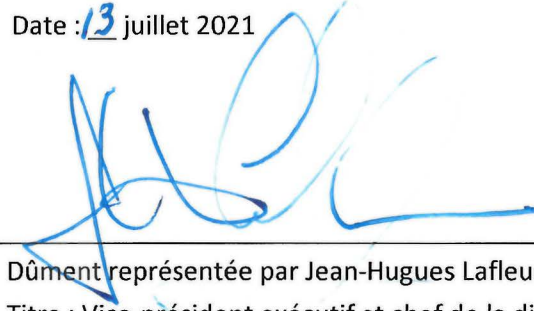
**HYDRO-QUÉBEC**, agissant aux fins des présentes dans ses activités de distribution d'électricité



Dûment représentée par **Éric Fillion**, tel qu'il le déclare

Titre : Vice-président exécutif – Distribution, approvisionnement et services partagés

Date : 13 juillet 2021



Dûment représentée par **Jean-Hugues Lafleur**, tel qu'il le déclare

Titre : Vice-président exécutif et chef de la direction financière

Date : 13 juillet 2021

-ET-

**ÉNERGIR**, S.E.C., agissant par son commandité **Énergir inc.**



Dûment représentée par **Stéphanie Trudeau**, tel qu'elle le déclare

Titre : Vice-présidente exécutive, Québec

Date : 13 juillet 2021

et



Dûment représentée par **Renault Lortie**, tel qu'il le déclare

Titre : Vice-président, Clients et approvisionnement gazier

Date : 13 juillet 2021

**énergir**



415-01597  
no. Dossier

## ANNEXE 1

### GRILLE DES TAUX ET EXEMPLES DE CALCUL AUX FINS DE LA DÉTERMINATION DU MONTANT PROVISOIRE

**Tableau 1 :**  
**Taux applicables à la Consommation de référence**

Palier	Borne inférieure	Borne supérieure	Volume	Taux (¢ <sub>2022</sub> /m <sup>3</sup> )
1	0	4 380	4 380	22,1
2	> 4 380	14 600	10 220	15,1
3	> 14 600	43 800	29 200	13,0
4	> 43 800	146 000	102 200	9,9
5	> 146 000	438 000	292 000	7,3
6	> 438 000	1 460 000	1 022 000	5,1

#### Exemple 1<sup>2</sup>

Consommation de référence : 6 000 m<sup>3</sup>

Palier	Consommation de référence (m <sup>3</sup> )	Taux (¢ <sub>2022</sub> /m <sup>3</sup> )	Montant provisoire (\$)
1	4 380	22,1	968
2	1 620	15,1	245
<b>Total</b>	<b>6 000</b>	<b>20,2</b>	<b>1 213</b>

<sup>2</sup> À des fins de simplification des illustrations, les taux applicables ne sont pas indexés comme le prévoit l'article 7.13.

### Exemple 2<sup>3</sup>

Consommation de référence : 150 000 m<sup>3</sup>

Palier	Consommation de référence (m <sup>3</sup> )	Taux (¢ <sub>2022</sub> /m <sup>3</sup> )	Montant provisoire (\$)
1	4 380	22,1	968
2	10 220	15,1	1 543
3	29 200	13,0	3 796
4	102 200	9,9	10 118
5	4 000	7,3	292
<b>Total</b>	<b>150 000</b>	<b>11,1</b>	<b>16 717</b>

---

<sup>3</sup> À des fins de simplification des illustrations, les taux applicables ne sont pas indexés comme le prévoit l'article 7.13.

## ANNEXE 2

### GRILLE DES TAUX ET EXEMPLES DE CALCUL AUX FINS DE LA DÉTERMINATION DU MONTANT FINAL

**Tableau 2 :**  
**Taux applicables au Volume converti**

Palier	Borne inférieure	Borne supérieure	Volume	Taux (¢ <sub>2022</sub> /m <sup>3</sup> )
1	0	4 380	4 380	29,5
2	> 4 380	14 600	10 220	22,1
3	> 14 600	43 800	29 200	19,9
4	> 43 800	146 000	102 200	16,6
5	> 146 000	438 000	292 000	13,8
6	> 438 000	1 460 000	1 022 000	11,5

#### Exemple 1<sup>4</sup>

Consommation de référence : 6 000 m<sup>3</sup>

Consommation réelle : 2 000 m<sup>3</sup>

Volume converti : 4 000 m<sup>3</sup>

Palier	Consommation de référence (m <sup>3</sup> )	Volume converti (m <sup>3</sup> )	Taux (¢ <sub>2022</sub> /m <sup>3</sup> )	Montant final (\$)
1	4 380	2 380	29,5	702
2	1 620	1 620	22,1	358
<b>Total</b>	<b>6 000</b>	<b>4 000</b>	<b>20,2</b>	<b>1 060</b>

<sup>4</sup> À des fins de simplification des illustrations, les taux applicables ne sont pas indexés comme le prévoit l'article 7.13.

### Exemple 2<sup>5</sup>

Consommation de référence : 150 000 m<sup>3</sup>

Consommation réelle : 30 000 m<sup>3</sup>

Volume converti : 120 000 m<sup>3</sup>

Palier	Consommation de référence (m <sup>3</sup> )	Volume converti (m <sup>3</sup> )	Taux (¢ <sub>2022</sub> /m <sup>3</sup> )	Montant final (\$)
1	4 380	0	29,5	0
2	10 220	0	22,1	0
3	29 200	13 800	19,9	2 746
4	102 200	102 200	16,6	16 965
5	4 000	4 000	13,8	552
<b>Total</b>	<b>150 000</b>	<b>120 000</b>	<b>16,9</b>	<b>20 263</b>

---

<sup>5</sup> À des fins de simplification des illustrations, les taux applicables ne sont pas indexés comme le prévoit l'article 7.13.

### ANNEXE 3

#### EXEMPLES DE CALCUL DU PREMIER VERSEMENT ET DU SECOND VERSEMENT

##### Exemple 1<sup>6</sup>

Consommation de référence : 6 000 m<sup>3</sup>

Montant provisoire : 1 213 \$ (voir annexe 1)

Date d'adhésion : mars

Montant final : 1 060 \$ (voir annexe 2)

##### **Premier versement (année de conversion)**

$$\begin{aligned} &= \frac{\text{Montant provisoire}}{2} \times \frac{\text{Mois restants jusqu'au 30 juin}}{6} \\ &= \frac{1\,213}{2} \times \frac{4}{6} \\ &= 404 \$ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Second versement} &= \text{Montant final} - \text{Premier versement} \\ &= 1\,060 - 404 \\ &= 656 \$ \end{aligned}$$

##### **Premier versement (années suivantes)**

$$\begin{aligned} &= \frac{\text{Montant provisoire}}{2} \\ &= \frac{1\,213}{2} \\ &= 606 \$ \end{aligned}$$

---

<sup>6</sup> À des fins de simplification des illustrations, les taux applicables ne sont pas indexés comme le prévoit l'article 7.13.



### Exemple 2<sup>7</sup>

Consommation de référence : 150 000 m<sup>3</sup>

Montant provisoire : 16 717 \$ (voir annexe 1)

Date d'adhésion : janvier

Montant final : 20 263 \$ (voir annexe 2)

#### **Premier versement (année de conversion)**

$$\begin{aligned} &= \frac{\text{Montant provisoire}}{2} \times \frac{\text{Mois restants jusqu'au 30 juin}}{6} \\ &= \frac{16\,717}{2} \times \frac{6}{6} \\ &= 8\,359 \$ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Second versement} &= \text{Montant final} - \text{Premier versement} \\ &= 20\,263 - 8\,359 \\ &= 11\,905 \$ \end{aligned}$$

#### **Premier versement (années suivantes)**

$$\begin{aligned} &= \frac{\text{Montant provisoire}}{2} \\ &= \frac{16\,717}{2} \\ &= 8\,359 \$ \end{aligned}$$

---

<sup>7</sup> À des fins de simplification des illustrations, les taux applicables ne sont pas indexés comme le prévoit l'article 7.13.



**ANNEXE B :**  
**FICHE SYNTHÈSE DE LA MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DE LA**  
**CONTRIBUTION GES**

**TABLEAU B1 :**  
**FICHE SYNTHÈSE DE LA MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DE LA CONTRIBUTION GES**

<b>Objectif</b> <i>(article 7.1)</i>	Prise en compte de la perte de revenus d'Énergir découlant de la décarbonation du chauffage des bâtiments afin de maintenir l'équité tarifaire. Cette perte est directement proportionnelle aux volumes de gaz perdus.
<b>Facturation</b> <i>(article 7.2)</i>	Deux fois par année, au plus tard : <ul style="list-style-type: none"> <li>• le 30 septembre pour la période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin ;</li> <li>• le 31 mars de l'année suivante pour la période résiduelle.</li> </ul>
<b>Période de consommation prise en compte aux fins du calcul de la Contribution GES</b> <i>(article 7.4)</i>	Pour chaque client ayant adhéré à un tarif biénergie, prise en compte de sa participation selon les dates suivantes : <ul style="list-style-type: none"> <li>• début : date de mise sous tension des appareils du client requis pour la biénergie ;</li> <li>• fin : date la plus rapprochée entre 15 ans et la fin de l'abonnement au tarif biénergie.</li> </ul>
<b>Application de la Contribution GES</b> <i>(article 7.6)</i>	Adresse civique sans égard au titulaire de l'abonnement, à condition que l'abonnement demeure assujéti à un tarif biénergie.
<b>Calcul de la Contribution GES</b> <i>(article 7.7)</i>	<b>Étape 1 : Consommation de référence</b> Volume total annuel de gaz naturel (m <sup>3</sup> ), 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.
	<b>Étape 2 : Montant provisoire de la Contribution GES</b> $= \text{Consommation de référence} \times \text{Taux applicables à la Consommation de référence}$ Les taux applicables sont définis à l'annexe 1 de l'Entente.
	<b>Étape 3 : Premier versement</b> $= \frac{\text{Montant provisoire}}{2}$ L'année d'adhésion, le Premier versement est ajusté pour tenir compte du moment de la conversion.
	<b>Étape 4 : Montant final de la Contribution GES</b> $\text{Volume converti} = \text{Consommation de référence} - \text{Consommation réelle}$ 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.
	<b>Étape 5 : Second versement</b> $= \text{Montant final} - \text{Premier versement}$

**ANNEXE C :  
EXEMPLES D'APPLICATION DE L'ENTENTE**

## Exemple 1

### 1. Calcul de la Consommation de référence

1 Celle-ci correspond à la moyenne de la consommation annuelle normalisée des trois dernières  
2 années. Dans cet exemple, elle s'établit à **6 000 m<sup>3</sup>**.

### 2. Calcul du Montant provisoire

3 Ce montant sert au calcul du premier versement au titre de la Contribution GES. Il est  
4 déterminé à l'aide des Taux applicables à la Consommation de référence, tels que définis au  
5 Tableau 43. Il est illustré au Tableau C1.

**TABLEAU C1 :  
MONTANT PROVISOIRE (EXEMPLE 1)**

<b>Palier</b>	<b>Consommation de référence (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Taux (¢<sub>2022</sub>/m<sup>3</sup>)</b>	<b>Montant provisoire (\$)</b>
1	4 380	19,102	837
2	1 620	14,213	230
<b>Total</b>	<b>6 000</b>	<b>17,782</b>	<b>1 067</b>

### 3. Calcul du Premier versement

6 Le Premier versement de chaque année, visant à couvrir les six premiers mois, correspond  
7 simplement à la moitié du Montant provisoire. Dans cet exemple, il est donc égal à **533 \$**  
8 (1 067 \$ / 2).

9 Pour l'année de conversion du client, toutefois, le Premier versement est ajusté  
10 proportionnellement au nombre de mois d'adhésion du premier semestre. Ainsi, si, dans le  
11 présent exemple, le client adhère au mois de mars, le Premier versement sera multiplié par  
12 un facteur de 4/6 (soit quatre mois sur six). Il serait donc égal, pour l'année de conversion  
13 uniquement, à **356 \$**.

### 4. Calcul du Montant final

14 Ce montant sert au calcul du Second versement au titre de la Contribution GES. Il est basé  
15 sur le **Volume converti**, lequel correspond à l'écart entre la consommation annuelle réelle  
16 mesurée et la **Consommation de référence**. Il est déterminé à l'aide des taux applicables à  
17 la Consommation de référence, tels que définis au Tableau 43.

- 1 En supposant un Volume converti, la première année, de **4 000 m<sup>3</sup>**, le Montant final sera celui  
 2 illustré au Tableau C2.

**TABLEAU C2 :  
 MONTANT FINAL – ANNÉE 1 (EXEMPLE 1)**

<b>Palier</b>	<b>Consommation de référence (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Volume converti (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Taux (¢<sub>2022</sub>/m<sup>3</sup>)</b>	<b>Montant final (\$)</b>
1	4 380	2 380	28,965	689
2	1 620	1 620	21,553	349
<b>Total</b>	<b>6 000</b>	<b>4 000</b>	<b>25,963</b>	<b>1 039</b>

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

8 Ainsi, dans le présent exemple, les 1 620 m<sup>3</sup> du palier 2 sont perdus, de même que 2 380 m<sup>3</sup>  
 9 des 4 380 m<sup>3</sup> du palier 1. Le Montant final est donc de **1 039 \$**.

#### 5. Calcul du Second versement

10 Le Second versement de chaque année vise à couvrir l'ensemble de la consommation réelle  
 11 de l'année, en tenant compte du Premier versement. Il correspond simplement au Montant  
 12 final, duquel est soustrait le Premier versement.

13 Dans le présent exemple, la première année, le Second versement sera de 1 039 \$ moins  
 14 356 \$, soit **683 \$**. Les années subséquentes, il sera égal au Montant final de chaque année,  
 15 moins 533 \$<sup>31</sup>.

<sup>31</sup> Abstraction faite de l'inflation.

## Exemple 2

### 1. Calcul de la Consommation de référence

1 Dans cet exemple, elle s'établit à **150 000 m<sup>3</sup>**

### 2. Calcul du Montant provisoire

2 Il est déterminé à l'aide des taux applicables à la Consommation de référence, tels que définis  
3 au Tableau 43. Il est illustré au Tableau C3.

**TABLEAU C3 :**  
**MONTANT PROVISOIRE (EXEMPLE 2)**

Palier	Consommation de référence (m <sup>3</sup> )	Taux (¢ <sub>2022</sub> /m <sup>3</sup> )	Montant provisoire (\$)
1	4 380	19,102	837
2	10 220	14,213	1 453
3	29 200	12,784	3 733
4	102 200	10,576	10 809
5	4 000	8,786	351
<b>Total</b>	<b>150 000</b>	<b>11,455</b>	<b>17 182</b>

### 3. Calcul du Premier versement

4 Dans cet exemple, il est égal à **8 591 \$**, soit la moitié du Montant provisoire.

5 En supposant, dans le présent exemple, que le client adhère au mois de janvier, aucun facteur  
6 d'ajustement n'est appliqué la première année et le Premier versement pour l'année  
7 d'adhésion sera lui aussi égal à **8 591 \$**.

### 4. Calcul du Montant final

8 En supposant un Volume converti, la première année, de **120 000 m<sup>3</sup>**, le Montant final sera  
9 celui illustré au Tableau C4.



**TABLEAU C4 :**  
**MONTANT FINAL – ANNÉE 1 (EXEMPLE 2)**

Palier	Consommation de référence (m <sup>3</sup> )	Volume converti (m <sup>3</sup> )	Taux (¢ <sub>2022</sub> /m <sup>3</sup> )	Montant final (\$)
1	4 380	0	28,965	0
2	10 220	0	21,553	0
3	29 200	13 800	19,385	2 675
4	102 200	102 200	16,037	16 390
5	4 000	4 000	13,322	533
<b>Total</b>	<b>150 000</b>	<b>120 000</b>	<b>16,332</b>	<b>19 598</b>

- <sup>1</sup> Dans le présent exemple, les 4 000 m<sup>3</sup> du palier 5 et les 102 200 m<sup>3</sup> du palier 4 sont perdus,  
<sup>2</sup> de même que 13 800 m<sup>3</sup> des 29 200 m<sup>3</sup> du palier 3. Le Montant final est donc de **19 598 \$**.

5. Calcul du **Second versement**

- <sup>3</sup> Dans le présent exemple, pour la première année, le Second versement sera de 19 598 \$  
<sup>4</sup> moins 8 591 \$, soit **11 007 \$**. Les années subséquentes, il sera égal au Montant final de  
<sup>5</sup> chaque année, moins 8 591 \$<sup>32</sup>.

<sup>32</sup> Abstraction faite de l'inflation.