

# **IMPACTS DE L'OFFRE SUR LES DIFFÉRENTS SERVICES ET SUR LES OPÉRATIONS D'ÉNERGIR**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>3</b>
<b>1 PROJECTION DES VOLUMES CONVERTIS À L'ÉLECTRICITÉ À LA SUITE DU DÉPLOIEMENT DE L'OFFRE .....</b>	<b>4</b>
<b>2 IMPACTS SUR LES APPROVISIONNEMENTS GAZIERS .....</b>	<b>5</b>
2.1 Planification des outils d'approvisionnement gaziers .....	5
2.2 Flexibilité opérationnelle.....	5
2.3 Impacts ultérieurs au plan d'approvisionnement 2022-2025 .....	6
<b>3 TRAITEMENT COMPTABLE ET TARIFAIRE DES IMPACTS SUITE AU DÉPLOIEMENT DE L'OFFRE .....</b>	<b>7</b>
3.1 Au moment de la cause tarifaire .....	7
3.2 Au moment du rapport annuel .....	8
3.3 Traitement pour l'année 2022 .....	10
<b>4 MODIFICATION AUX CST.....</b>	<b>11</b>
<b>CONCLUSION .....</b>	<b>15</b>

## INTRODUCTION

1 En complément de la preuve HQD-Énergir-1, document 1, Énergir s.e.c. (Énergir)  
2 présente, dans le document qui suit, les impacts de la conversion<sup>1</sup> des clients à la  
3 biénergie sur ses opérations, ainsi que le traitement comptable et tarifaire des impacts  
4 monétaires potentiels sur l'ensemble de sa clientèle. Compte tenu de la nature  
5 prévisionnelle des volumes de consommation et de conversion présentés dans la pièce  
6 HQD-Énergir-1, document 1, il est important de noter que les impacts monétaires exacts  
7 seront présentés ultérieurement, lors des prochaines causes tarifaires et rapports  
8 annuels. Néanmoins, les estimations présentées dans ce document seront utilisées pour  
9 illustrer les grandes lignes du mécanisme comptable qui sera instauré à la suite du  
10 déploiement de l'offre concertée de biénergie électricité – gaz naturel (l'Offre).

11 Dans un premier temps, les projections des volumes convertis à la biénergie seront  
12 rappelées à la section 1. Une fois que la perte des volumes de distribution sera estimée,  
13 les impacts opérationnels sur le réseau d'Énergir et sur ses approvisionnements gaziers  
14 seront détaillés à la section 2. Par la suite, cette perte de volumes sera traduite en des  
15 impacts monétaires sur les revenus à la section 3. Dans cette même section, le traitement  
16 du montant de la contribution pour la réduction des gaz à effet de serre (GES) (la  
17 Contribution GES) et son incorporation dans les pièces comptables au moment de la  
18 cause tarifaire et du rapport annuel seront présentés. Enfin, la modification aux Conditions  
19 de service et Tarif d'Énergir (les CST) nécessaire pour la mise en place de l'Offre sera  
20 présentée à la section 4.

---

<sup>1</sup> Dans le présent dossier, le terme conversion réfère à la clientèle existante d'Énergir ainsi qu'aux nouveaux bâtiments.

## 1 PROJECTION DES VOLUMES CONVERTIS À L'ÉLECTRICITÉ À LA SUITE DU DÉPLOIEMENT DE L'OFFRE

1 À l'aide des informations fournies au Tableau 12 de la pièce HQD-Énergir-1, document 1,  
2 il est possible de déterminer quels sont les volumes qui seront convertis à la biénergie  
3 dans les prochaines années.

4 Au départ, seule la clientèle résidentielle sera ciblée. Selon le potentiel identifié au marché  
5 résidentiel (182 Mm<sup>3</sup>) et un rythme de conversion constant de 1/15<sup>e</sup> par année, un volume  
6 annuel de 12 Mm<sup>3</sup> de gaz naturel pourrait être converti à l'électricité en 2022. À noter  
7 qu'Énergir et Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (Hydro-Québec  
8 Distribution ou HQD) (les Distributeurs) estiment que l'Offre sera déployée auprès de la  
9 clientèle au printemps 2022. Ainsi, aux fins d'analyse, la date de début de la  
10 commercialisation de l'Offre a été fixée au 1<sup>er</sup> avril 2022. Par conséquent, seule la moitié  
11 du volume estimé pour 2022, soit 6 Mm<sup>3</sup><sup>2</sup>, est retenu pour cette année.

12 Au-delà de 2022, toujours en considérant un rythme de conversion linéaire de 1/15<sup>e</sup> par  
13 année, tous marchés confondus, les volumes convertis sont projetés à 32 Mm<sup>3</sup> pour  
14 chacune des autres années du plan d'approvisionnement 2022-2025.

---

<sup>2</sup> Compte tenu du caractère illustratif des valeurs numériques présentées dans cette preuve, les impacts volumétriques sont simplement divisés par deux pour capter l'impact sur une demi-année, même si les volumes de consommation sont plus élevés au courant des mois d'hiver.

## 2 IMPACTS SUR LES APPROVISIONNEMENTS GAZIERS

1 Dans cette section, les impacts sur les approvisionnements gaziers sont évalués à haut  
2 niveau pour l’horizon du plan d’approvisionnement 2022-2025 et au-delà de 2025. À  
3 l’heure actuelle, aucun impact majeur n’a été identifié tant sur la planification pour les  
4 journées de pointe et pour l’hiver extrême, que sur le besoin en flexibilité opérationnelle.

### 2.1 Planification des outils d’approvisionnement gaziers

5 La conversion d’une portion de la clientèle à la biénergie prévoit, pour Énergir, une  
6 réduction des charges de base, tout en conservant la portion chauffage lors des journées  
7 froides. Ce transfert est prévu être graduel au fil des ans, avec des volumes relativement  
8 modestes pour les premières années.

9 La structure de coûts des approvisionnements gaziers est principalement composée de  
10 coûts fixes, ceux-ci dépendant directement des hypothèses retenues pour la journée de  
11 pointe et l’hiver extrême. Par conséquent, aussi longtemps que les paramètres régissant  
12 les besoins de la journée de pointe et de l’hiver extrême ne sont pas affectés par le  
13 transfert d’une partie de la clientèle consommant du gaz vers la biénergie, les besoins en  
14 approvisionnements gaziers ne devraient pas être substantiellement impactés pour les  
15 raisons suivantes :

- 16 • L’effet sur la journée de pointe devrait surtout se limiter à la baisse de la demande  
17 de base de la clientèle. Au terme du plan d’approvisionnement 2022-2025, cette  
18 baisse demeure négligeable ;
- 19 • Au niveau du débit requis en hiver extrême, celui-ci devrait également peu varier  
20 sur l’horizon du plan d’approvisionnement 2022-2025. En effet, la demande lors  
21 des journées froides ne change que très légèrement avec l’ajout de clients en  
22 biénergie, ce qui impacte peu l’utilisation de l’inventaire d’entreposage en  
23 franchise. En fonction des hypothèses actuelles de conversion, aucun  
24 changement sur le débit requis en hiver extrême n’est prévu à l’horizon du plan  
25 d’approvisionnement 2022-2025.

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

### 2.2 Flexibilité opérationnelle

29 Comme pour les besoins de la journée de pointe et de l’hiver extrême, l’impact net prévu  
30 sur la flexibilité opérationnelle sur l’horizon 2022-2025 sera négligeable. Pour les journées

## Énergir, s.e.c.

---

1 oscillant autour de la température de permutation<sup>3</sup>, les fluctuations de la demande en  
2 cours de journée pourraient être plus importantes que celles observées avant le  
3 déploiement de l'Offre. Cependant, en référant à l'historique, ces journées ne sont pas  
4 celles qui génèrent les besoins les plus élevés en flexibilité opérationnelle. Étant donné  
5 cette situation, Énergir évalue que les volumes transférés vers la biénergie jusqu'en 2024-  
6 2025 ne devraient pas augmenter les besoins en flexibilité opérationnelle.

### 2.3 Impacts ultérieurs au plan d'approvisionnement 2022-2025

7 Comme mentionné à la section 2.1, l'impact de l'Offre sur la demande en journée de  
8 pointe sera surtout relié à la baisse de la demande de base de la clientèle. Énergir estime  
9 que l'impact au-delà de l'année 2025 demeurera plutôt faible. Il en est de même pour  
10 l'impact sur le débit requis de l'hiver extrême, étant donné que les clients en biénergie  
11 continueront de consommer lors des journées froides de l'hiver.

12 Éventuellement, le calcul de la régression utilisé pour l'établissement du besoin de pointe  
13 et du scénario d'hiver extrême devra être ajusté, puisqu'il est basé sur l'historique réel. À  
14 partir du moment où le transfert de clients en biénergie vient modifier le profil de  
15 consommation historique de la clientèle de façon significative, une dégradation de l'effet  
16 « consommation par degré-jour » sera alors observée dû à la variation de la  
17 consommation par degré-jour avant et après la température de permutation. Comme  
18 Énergir utilise l'historique de l'hiver précédent au moment de produire la cause tarifaire,  
19 l'effet de la conversion de la clientèle à la biénergie ne sera significatif que dans plusieurs  
20 années. Entretemps, l'effet de la conversion sera capté par le facteur d'ajustement en  
21 fonction des volumes prévus par la prévision de la demande.

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

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

---

<sup>3</sup> Température extérieure en-deçà de laquelle le système de chauffage biénergie doit passer automatiquement de l'électricité au gaz naturel.

### 3 TRAITEMENT COMPTABLE ET TARIFAIRE DES IMPACTS SUITE AU DÉPLOIEMENT DE L'OFFRE

1 L'effet de l'offre biénergie devra être considéré dans le cadre des causes tarifaires et des  
2 rapports annuels à venir. La façon dont il sera traité est abordée dans la présente section.

3 Il est à noter que l'encaissement de la Contribution GES en deux versements (voir la  
4 section 8.2 de la pièce HQD-Énergir-1, document 1) aura un impact sur le calcul de  
5 l'encaisse réglementaire, qui sera prise en compte dans l'étude du *lead-lag* présentée au  
6 rapport annuel 2021-2022, ainsi que dans les causes tarifaires subséquentes. Dans un  
7 souci de simplification et afin d'exposer les effets prépondérants de la biénergie sur les  
8 causes tarifaires et les rapports annuels, l'impact sur l'encaisse réglementaire n'a pas été  
9 pris en compte dans les exemples de traitement des sections 3.1 à 3.3.

#### 3.1 Au moment de la cause tarifaire

10 Lors des prochaines causes tarifaires, l'exercice de la prévision de la demande inclura la  
11 projection du nombre de clients visés par la biénergie et des volumes convertis à  
12 l'électricité. Une nouvelle pièce présentant le calcul du montant de la Contribution GES<sup>4</sup>  
13 sur la base des volumes convertis prévus sera créée et déposée dans le cadre de la  
14 prochaine cause tarifaire.

15 Le revenu requis sera calculé sur la base des volumes nets des effets de l'Offre et sera  
16 réduit du montant projeté de la Contribution GES. Un exemple d'établissement de revenu  
17 requis est présenté au Tableau 1. Les hypothèses suivantes ont été utilisées :

- 18 • Un volume annuel de conversion du gaz naturel à l'électricité de 32 Mm<sup>3</sup> tel que  
19 présenté à la section 1;
- 20 • Un revenu requis de départ, avant considération de la Contribution GES,  
21 équivalant à celui de la Cause tarifaire 2021-2022<sup>5</sup>, en supposant que la  
22 conversion projetée des volumes de 32 Mm<sup>3</sup> a été prise en compte dans le calcul  
23 de ce revenu requis;
- 24 • Une Contribution GES annuelle de 7,2 M\$ résultant de l'application de la grille (voir  
25 les Tableaux 43 et 44 de la pièce HQD-Énergir-1, document 1) sur le volume  
26 converti projeté de 32 Mm<sup>3</sup>;

---

<sup>4</sup> Basé sur la méthodologie énoncée à la section 8.2 de la pièce HQD-Énergir-1, document 1.

<sup>5</sup> R-4151-2021, B-0169, Énergir-N, document 1.

**Énergir, s.e.c.**

- 1 • Une ventilation du montant total de la Contribution GES entre les services de  
 2 transport, d'équilibrage et de distribution basée sur les taux de la grille  
 3 susmentionnée.

**Tableau 1 :**  
**Exemple d'établissement du revenu requis au moment de la cause tarifaire**  
**(M\$)**

	Transport	Équilibrage	Distribution
Revenu requis avant considération de la Contribution GES (1)	190,8	139,7	664,1
Projection Contribution GES annuelle (2)	0,8	1,0	5,4
<b>Revenu requis servant à établir les tarifs de la clientèle (3) = (1 – 2)</b>	<b>189,0</b>	<b>138,7</b>	<b>658,7</b>

- 4 Le revenu requis, ainsi calculé, sera utilisé pour l'établissement de la variation tarifaire par  
 5 service et afin de générer des tarifs pour l'année suivante conformément au processus  
 6 habituel d'Énergir.

**3.2 Au moment du rapport annuel**

- 7 Dans le cadre du rapport annuel, Énergir présentera les volumes réellement convertis à  
 8 la biénergie pendant la dernière année financière et la Contribution GES associée à ces  
 9 volumes. Les écarts par rapport aux prévisions pourront être constatés.
- 10 Dans sa décision D-2019-141<sup>6</sup>, la Régie a autorisé Énergir à mettre en place un  
 11 mécanisme de découplage des revenus de distribution pour les années tarifaires  
 12 2019-2020 à 2021-2022. Tous les écarts de revenus entre les revenus projetés et les  
 13 revenus générés réels sont donc retournés à la clientèle.
- 14 Parmi les avantages identifiés par Énergir, une telle mécanique permet au distributeur de  
 15 ne pas être pénalisé par ses actions pour atteindre les objectifs fixés par le gouvernement  
 16 en matière d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de GES<sup>7</sup>. Étant donné  
 17 que l'Offre découle des objectifs fixés par le Plan pour une économie verte 2030, et dans  
 18 la mesure où la Régie autorise le distributeur à reconduire le mécanisme de découplage  
 19 au-delà de l'année 2021-2022, l'écart financier relatif à la biénergie sur le service de

<sup>6</sup> Paragraphe 51.

<sup>7</sup> R-4027-2017, B-0005, Énergir 1, document 1, p. 9.



**Énergir, s.e.c.**

- 1 distribution sera intégré au compte de frais reportés (CFR) de découplage des revenus,  
 2 pour être remis/récupéré des clients dans les tarifs futurs.
- 3 Traiter l'écart financier relatif à la biénergie dans le CFR de découplage des revenus de  
 4 distribution permet, en plus, de respecter la logique selon laquelle tous les écarts de  
 5 revenus liés aux volumes sont entièrement retournés à la clientèle. Comme la grille  
 6 permettant de calculer la Contribution GES est fixe et provient de l'entente intervenue  
 7 entre les deux Distributeurs<sup>8</sup> (l'Entente), les écarts constatés au rapport annuel  
 8 comparativement aux prévisions établies lors de la cause tarifaire ne seront dus qu'à des  
 9 variations de volumes.
- 10 Pour les services de transport et d'équilibrage, les impacts de la biénergie qui se traduiront  
 11 par des écarts financiers seront comptabilisés dans le CFR de trop-perçus/manques à  
 12 gagner respectif à chacun de ces services.
- 13 Le Tableau 2 montre un exemple du traitement de la Contribution GES lors d'un rapport  
 14 annuel.

**Tableau 2 :**  
**Exemple du traitement de la Contribution GES lors d'un rapport annuel**  
**(M\$)**

Montants	Transport	Équilibrage	Distribution
Revenu requis pour l'exercice clos le 30 septembre 20XX (1) <sup>9</sup>	190,8	139,7	664,1
Contribution GES réelle ( <i>chiffres fictifs</i> ) (2)	0,6	1,1	5,2
<b>Revenu requis pour l'exercice clos le 30 septembre 20XX net de la contribution GES (3=1-2)</b>	<b>190,2</b>	<b>138,6</b>	<b>658,9</b>
Revenus générés par les volumes conservés ( <i>chiffres fictifs</i> ) (4)	190,1	138,3	658,0
<b>Trop-perçu ou (manque à gagner) (5 = 4-3)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(0,9)</b>

<sup>8</sup> Entente de collaboration relativement au projet favorisant la décarbonation dans le chauffage des bâtiments grâce à la biénergie électricité-gaz naturel.

<sup>9</sup> Pour les besoins de l'exemple, il a été supposé que le revenu requis constaté au rapport annuel est le même que celui projeté à la cause tarifaire.

## Énergir, s.e.c.

---

1 Dans l'éventualité où le cadre réglementaire serait modifié et que le CFR de découplage  
2 des revenus serait revu, Énergir soumettrait à la Régie une nouvelle méthodologie  
3 appropriée pour le traitement comptable des écarts de revenus liés à la biénergie pour  
4 chacun des services.

### 3.3 Traitement pour l'année 2022

5 En mai 2021, au moment du dépôt de la Cause tarifaire 2021-2022, la négociation entre  
6 les Distributeurs n'était pas suffisamment avancée pour déterminer les modalités de  
7 l'Entente. Aucune mention n'a donc été faite quant aux volumes convertis projetés et au  
8 montant de Contribution GES à recevoir par Énergir dans ses pièces comptables et  
9 tarifaires.

10 Dans les faits, comme mentionné à la section 1, les Distributeurs prévoient que l'Offre  
11 sera déployée au printemps 2022 et ciblera, dans un premier temps, seulement le marché  
12 résidentiel. Même si les baisses de volumes et le montant de la Contribution GES pour  
13 cette année seront minimes, le début de l'Offre coïncidant avec la fin de la période de  
14 chauffe, HQD versera tout de même un montant à Énergir.

15 Ainsi, en supposant une conversion de 6 Mm<sup>3</sup> comme présentée à la section 1, la  
16 Contribution GES est évaluée à environ 1,5 M\$.

17 La baisse des volumes et la Contribution GES en lien avec l'Offre n'ayant pas été  
18 considérées dans l'établissement du revenu requis lors de la Cause tarifaire 2021-2022,  
19 toute chose étant égale par ailleurs, il en résultera un manque à gagner qui sera constaté  
20 au Rapport annuel 2022. La comptabilisation des impacts financiers en lien avec l'Offre,  
21 au Rapport annuel 2022, se fera dans les CFR dédiés aux trop-perçus/manques à gagner  
22 des services du transport et de l'équilibrage, ainsi que dans le CFR dédié au découplage  
23 des revenus de distribution. La récupération de ces montants se fera via les tarifs de  
24 l'année 2023-2024.

#### 4 MODIFICATION AUX CST

1 La mise en application de la première phase de l'Offre ne nécessite aucune modification  
2 aux tarifs en vigueur d'Énergir : les clients actuellement au tarif D<sub>1</sub> qui choisiront de se  
3 convertir à la biénergie demeureront à ce même tarif pour leur consommation de gaz  
4 naturel. De plus, aucune condition n'est fixée pour adhérer à l'Offre par Énergir pour le  
5 volet résidentiel.

6 Toutefois, afin de faciliter la pénétration de l'Offre sur le marché résidentiel Énergir soumet  
7 à la Régie une modification à l'article 15.2.4 de ses CST pour exempter les clients  
8 résidentiels qui souhaiteront adhérer à l'Offre.

##### **Article 15.2.4 – Supplément pour service de pointe**

9 Au début des années 1980, dans un contexte de surplus d'électricité et de lenteur dans  
10 les négociations visant à vendre ces surplus aux marchés d'exportation, HQD a lancé une  
11 série de programmes commerciaux afin de développer le marché québécois tout en  
12 évitant de faire augmenter la demande en période de pointe. Appuyée des politiques  
13 énergétiques fédérales et provinciales de l'époque, HQD a créé, entre autres, un  
14 programme de biénergie ciblant le marché résidentiel, dans un premier temps, puis les  
15 autres marchés dans un second temps. Pour faire face à la concurrence, Énergir (Gaz  
16 Métropolitain à l'époque) proposait le Tarif de Fourniture de Pointe (Tarif FP) visant  
17 principalement à décourager l'utilisation du gaz naturel comme source d'énergie d'appoint  
18 à la biénergie. Par la suite, ce tarif a évolué pour devenir le Supplément pour service de  
19 pointe (article 15.2.4 des CST) actuel.

20 Le supplément pour service de pointe prévoit que les clients utilisant une autre forme  
21 d'énergie que le gaz naturel en dehors des périodes de pointe doivent payer un  
22 supplément de 40,0 ¢/m<sup>3</sup> au taux unitaire applicable pour les clients résidentiels et un  
23 supplément variable en fonction du coefficient d'utilisation mensuelle et du volume  
24 consommé pour les clients des autres segments. Cet article vise à dissuader les clients  
25 d'Énergir d'utiliser le gaz naturel uniquement comme énergie de pointe, ce qui viendrait  
26 augmenter le coût du plan d'approvisionnement pour l'ensemble de la clientèle.

27 Or, l'article 15.2.4 actuel va à l'encontre de l'Offre, laquelle est fondée sur la  
28 complémentarité des réseaux électrique et gazier et axée sur l'utilisation du gaz naturel  
29 lors des périodes de pointe de consommation hivernale. Le souhait des Distributeurs est  
30 de faciliter l'adhésion de la clientèle à l'Offre et d'éliminer les mesures pouvant dissuader  
31 les clients à se convertir comme le Supplément pour service de pointe.

32 De plus, aucun client n'est présentement assujéti au Supplément pour service de pointe.  
33 La soustraction des clients résidentiels de cette obligation ne causerait donc aucun

**Énergir, s.e.c.**

1 préjudice à Énergir. Au contraire, l'exemption de la clientèle résidentielle de cet article  
 2 favoriserait l'adhésion à l'Offre.

3 En effet, l'application du Supplément pour service de pointe amoindrirait l'attractivité de la  
 4 facture associée à une consommation en biénergie et l'approcherait de la facture associée  
 5 à une consommation au gaz naturel. Dans le cas des multihabitations de 13 unités, la  
 6 facture en biénergie dépasserait même celle au gaz naturel lorsque le Supplément pour  
 7 service de pointe serait appliqué. La comparaison des factures biénergie avec et sans  
 8 Supplément pour service de pointe est fournie dans le Tableau 3 pour les cinq cas types  
 9 représentatifs de la clientèle d'Énergir présentés à la section 9 de la pièce HQD-Énergir-1,  
 10 document 1. En y ajoutant les coûts des équipements, les clients ne recevraient pas les  
 11 bons signaux de prix et ne seraient pas incités à migrer vers la biénergie.

**Tableau 3 :**  
**Comparaison des factures**  
**selon la source d'énergie utilisée pour cinq cas types**  
**(\$)**

Cas types		100 % gaz	Biénergie sans supplément de pointe	Biénergie avec supplément de pointe	TAE <sup>10</sup>
UDT <sup>11</sup>	Petite taille	1 182	1 067	1 137	1 041
	Moyenne taille	1 868	1 651	1 795	2 028
	Grande taille	2 451	2 136	2 358	2 916
Multihabitations	6 unités	6 710	5 818	6 336	7 275
	13 unités	8 263	7 554	8 398	14 823

12 Aussi, étant donné que l'Offre a été calibrée de manière à ce que le gaz ne soit utilisé  
 13 qu'en période de surcharge du réseau électrique durant les périodes de pointe hivernale,  
 14 il ne serait alors pas équitable de pénaliser les clients ciblés.

<sup>10</sup> Tout à l'électricité.

<sup>11</sup> Unifamiliales, duplex et triplex.

**Énergir, s.e.c.**

---

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

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

11

12 « **15.2.4 SUPPLÉMENT POUR SERVICE DE POINTE**

13 L'article 15.2.4 ne s'applique pas aux clients assujettis au tarif DT d'Hydro Québec.

14 **15.2.4.1 Clients à usage domestique ou à logement unique**

15 *Pour les retraits de gaz naturel des clients à usage domestique unifamiliaux ou à*  
16 *logement unique enregistrés par un appareil de mesurage distinct (sauf si le*  
17 *distributeur a d'autres moyens pour mesurer cette consommation) et destinés à*  
18 *alimenter des installations pouvant utiliser une autre forme d'énergie que le gaz*  
19 *naturel en dehors des périodes de pointe :*

20 *le taux unitaire supplémentaire est de 40,0 ¢/m<sup>3</sup>.*

21 **15.2.4.2 Autres clients**

22 *Pour les retraits de gaz naturel des autres clients enregistrés en un seul point de*  
23 *mesurage, lorsque le client a des installations pouvant utiliser une autre forme*  
24 *d'énergie que le gaz naturel en dehors des périodes de pointe :*

25 *Le taux unitaire supplémentaire est établi à la colonne (1) du tableau suivant :*

26 *Du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars*

**Énergir, s.e.c.**

<b>Coefficient d'utilisation mensuel</b> %	<b>Taux unitaire volumes &lt; 75 000 m<sup>3</sup></b> (1) ¢/m <sup>3</sup>	<b>Taux unitaire volumes &gt; 75 000 m<sup>3</sup></b> (2) ¢/m <sup>3</sup>
Plus de 50,0	0,0	0,0
50,0	38,2	5,4
40,0	43,7	10,9
30,0	54,8	22,0
25,0	65,6	32,8
20,0	86,1	53,3
18,0	100,0	67,2
16,0	120,8	88,0
14,0	153,8	121,0
12,0	212,4	179,6
10,0 et moins	250,0	217,2

1            *Le taux unitaire supplémentaire sera interpolé linéairement pour tout coefficient*  
 2            *d'utilisation intermédiaire aux coefficients d'utilisation du tableau.*

3            *Le coefficient d'utilisation mensuel (CU) est calculé comme suit :*

4            
$$CU = \frac{VRM}{VJM \times J} \times 100$$
 où : *VRM = volume retiré au cours du mois*  
 5            *VJM = volume journalier maximum retiré au*  
 6            *cours du mois*  
 7            *J = nombre de jours du mois »*

8            Comme mentionné à la pièce HQD-Énergir-1, document 1, les travaux entourant le  
 9            développement d'une offre biénergie pour les clientèles commerciale et institutionnelle ont  
 10           cours actuellement. Les Distributeurs comptent présenter cette proposition lors d'une  
 11           seconde phase. Énergir en profitera pour soumettre à la Régie des modifications  
 12           supplémentaires à l'article 15.2.4 des CST, voire son retrait complet dans l'éventualité où  
 13           celui-ci ne s'avère plus utile.

## Énergir, s.e.c.

---

### CONCLUSION

1 Énergir est consciente que certains éléments sont encore en développement, toutefois  
2 les principes fondamentaux sont établis. Ainsi, les principales conclusions et les grands  
3 constats présentés ne changeront pas suivant la commercialisation de l'Offre.

4 Comme mentionné, les Distributeurs prévoient une commercialisation de l'Offre au  
5 printemps 2022 et les impacts financiers qui en découleront seront présentés dans le  
6 cadre du Rapport annuel 2022. Pour les années tarifaires subséquentes, Énergir  
7 élaborera ses dossiers tarifaires en intégrant les effets projetés de la biénergie, dont la  
8 prévision des volumes qui seront convertis à l'électricité, tous marchés confondus, et la  
9 Contribution GES associée à ces volumes. Ces impacts financiers seront pris en compte  
10 comptablement comme présenté à la section 3.

11 En ce qui concerne le plan d'approvisionnement, les impacts plus importants se feront  
12 sentir au fur et à mesure que les conversions augmenteront. Cependant, comme  
13 mentionné à la section 2, les impacts de l'Offre devraient rester marginaux sur le plan  
14 d'approvisionnement sur l'horizon 2022-2025. Dans l'éventualité où des modifications  
15 devaient être apportées aux outils d'approvisionnement actuels, Énergir s'assurera de le  
16 communiquer à la Régie dans le cadre de son plan d'approvisionnement. De la même  
17 façon, si des éléments touchant d'autres aspects devaient être revus à la suite de la mise  
18 en place de l'Offre, Énergir en avisera la Régie.

19 **Énergir demande à la Régie de :**

- 20 > **Reconnaître en vertu des articles 31 (5°) et 32 (3°) de la *Loi sur la Régie de***  
21 ***l'énergie*, un principe général selon lequel la contribution pour la réduction**  
22 **des GES, ainsi que sa méthode d'établissement, tels que détaillés à**  
23 **l'Entente, doivent être considérés aux fins de l'établissement de son revenu**  
24 **requis pour la fixation de ses tarifs ;**
- 25 > **Prendre acte des traitements comptable et réglementaire des impacts à la**  
26 **suite du déploiement de l'Offre, tels que décrits à la section 3 de la présente**  
27 **pièce ;**
- 28 > **Approuver la modification proposée à l'article 15.2.4.**