

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ À ÉNERGIR

NOMBRE ANTICIPÉ DE CLIENTS

1. **Références :** (i) R-4213-2022, B-0052, page 21, tableau 15;
(ii) B-0006, page 26, tableau 17;
(iii) R-4169-2021, B-0034, page 17, note de bas de page no. 15;
(iv) B-0006, page 25, lignes 8 à 13.

Préambule :

(i)

Tableau 15
Nombre anticipé de clients
Révision volumétrique 4/8 2022-2023
et Cause tarifaire 2023-2024

Nombre de clients	Total
4/8 2022-2023	212 932
CT 2023-2024	211 877

(ii)

Tableau 17
Nombre anticipé de clients
Révision volumétrique 4/8 2023-2024
et Cause tarifaire 2024-2025

Nombre de clients	Total
4/8 2023-2024	212 410
CT 2024-2025	211 450

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

à interdire les appareils de chauffage émettant des GES attribuables à la combustion dans les nouveaux bâtiments, et la nouvelle politique approuvée d'Énergir où tout nouveau raccordement à partir du printemps 2024 sera 100 % renouvelable, pèseront encore sur le potentiel de croissance et de maturation de nouvelles ventes. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 1.1** Veuillez expliquer l'écart positif de 533 clients entre la prévision de la CT 2023-2024 (211 877, référence (i)) et la prévision 4/8 2023-2024 (212 410, référence (ii)).
 - 1.2** Veuillez expliquer l'écart négatif de 960 clients entre la prévision 4/8 2023-2024 (212 410, référence (ii)) et la prévision de la CT 2024-2025 (211 450, référence (ii)). Veuillez notamment indiquer le nombre de nouveaux clients et le nombre de clients perdus expliquant un tel écart négatif.
 - 1.3** Veuillez indiquer où, selon la prévision d'Énergir, se retrouvent les clients perdus en réponse à la demande précédente (p. ex. tout à l'électricité ou autre).
 - 1.4** Veuillez concilier le fait qu'Énergir prévoit perdre des clients (référence (ii)) avec l'hypothèse de la référence (iii) selon laquelle tous les clients se seraient convertis à la biénergie sur une période de 15 ans. Veuillez mettre à jour une telle hypothèse, le cas échéant.
 - 1.5** Relativement à la référence (iv), veuillez indiquer comment le règlement de la ville de Montréal a été considéré dans les prévisions de la référence (ii) et veuillez indiquer si d'autres règlements de d'autres municipalités ont été pris en compte et, dans l'affirmative, veuillez indiquer de quelles municipalités il est question et comment ceux-ci ont été pris en compte.
-

TRANSFERTS VERS L'ÉLECTRICITÉ ATTRIBUABLES À LA BIÉNERGIE

2. **Référence :** B-0006, page 24, tableau 16.

Préambule :

«

Tableau 16
Écarts de livraisons au marché petit et moyen débits
Cause tarifaire 2023-2024 vs révision volumétrique 4/8 2023-2024

DESCRIPTION	Prévision CT 2023-2024 (10 ⁶ m ³)	Révision 4/8 2023-2024 (10 ⁶ m ³)
1 Livraisons au 30 septembre 2023	3 023,8 *	3 002,0 **
2 Économies d'énergie attribuables au PGEE	(20,5)	(20,4)
3 Économies d'énergie hors programmes	(8,8)	(8,7)
4 Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(19,7)	(3,8)
5 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(62,2)	(26,5)
6 Normale climatique	(3,3)	5,5
7 Impact du 29 février	3,0	3,0
8 Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	7,4	(12,9)
9 Maturation des nouvelles ventes	72,1	28,7
10 Livraisons anticipées au 30 septembre 2024	2 991,8	2 967,0

* R-4213-2022, pièce B-0052, Énergir-H, Document 2, p. 20, tableau 14, ligne 10.

** R-4242-2023, pièce B-0051, Énergir-9, Document 1, p. 1, colonne 5, ligne 5.

»

Demande :

2.1 Veuillez expliquer l'écart significatif défavorable des transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie apparaissant au tableau de la référence, passant de 19,7 10⁶m³ lors de la prévision CT 2023-2024 à 3,8 10⁶m³ lors de la révision 4/8 2023-2024.

3. **Références :** (i) R-4213-2022, B-0174, page 5;
(ii) B-0006, page 32, tableau 19;
(iii) B-0006, page 34, ligne 1, à page 35, ligne 6.

Préambule :

(i) « Énergir travaille à intégrer à son modèle de prévision de la demande le transfert de consommation vers l'électricité des clients ayant passé à la biénergie pour les mois passés de l'année en cours. De plus, une revue de la manière de projeter le transfert de consommation vers l'électricité est en cours et sera intégrée au modèle de la prévision de la demande lors de la prochaine cause tarifaire. » (Nous soulignons)

(ii) «

Tableau 19
Livraisons de gaz naturel 2025-2028
Marché petit et moyen débits

DESCRIPTION		
1	Livraisons anticipées au 30 septembre 2024	2 967,0
2	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(18,0)
3	Économies d'énergie hors-programmes	(11,5)
4	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(12,8)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(51,2)
6	Évolution de la normale climatique	(18,8)
7	Impact du 29 février	(3,0)
8	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(4,4)
9	Maturation des nouvelles ventes	41,2
10	Livraisons anticipées au 30 septembre 2025	2 888,6
11	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(20,5)
12	Économies d'énergie hors-programmes	(14,4)
13	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(16,6)
14	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(20,7)
15	Évolution de la normale climatique	(3,3)
16	Impact du 29 février	-
17	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
18	Maturation des nouvelles ventes	35,8
19	Livraisons anticipées au 30 septembre 2026	2 849,0
20	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(20,8)
21	Économies d'énergie hors-programmes	(21,4)
22	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(25,0)
23	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(14,9)
24	Évolution de la normale climatique	(3,2)
25	Impact du 29 février	-
26	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
27	Maturation des nouvelles ventes	32,3
28	Livraisons anticipées au 30 septembre 2027	2 796,0
29	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(20,8)
30	Économies d'énergie hors-programmes	(28,0)
31	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(30,4)
32	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(12,1)
33	Évolution de la normale climatique	5,4
34	Impact du 29 février	3,0
35	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
36	Maturation des nouvelles ventes	35,9
37	Livraisons anticipées au 30 septembre 2028	2 749,2

»

(iii) « **Biénergie** : Le volet résidentiel du programme de biénergie est entré en vigueur en juin 2022. Les volets commercial et institutionnel sont entrés à leur

tour en vigueur en novembre 2023. De ce fait, les volumes transférés vers l'électricité attribuables à la biénergie sont prévus à $-12,8 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ pour 2024-2025. Ces volumes augmentent progressivement pour atteindre jusqu'à $-30,4 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ par année à l'horizon 2027-2028.

Les hypothèses ayant servi à établir les volumes prévisionnels de biénergie du plan d'approvisionnement 2025-2028 ont été revues en tenant compte du fait que le potentiel de clients existants admissibles à la biénergie et celui de leurs volumes moyens associés devraient diminuer d'une année à l'autre, à cause de l'effet combiné de la perte naturelle de clients/volumes ainsi que l'adoption de mesures d'efficacité énergétique des initiatives des clients. Ces hypothèses considèrent également le fait que de nouvelles technologies devraient être disponibles dans le marché en 2026, ce qui permettra à un plus grand nombre de clients dont leurs appareils seront en fin de leur vie utile de potentiellement adhérer à l'offre biénergie.

L'évolution réelle observée du programme de biénergie résidentielle, incluant les contraintes techniques et logistiques constatées, a permis de revoir et d'ajuster la courbe de pénétration du volet résidentiel en termes de taux de pénétration annuel ainsi que la répartition mensuelle de l'adhésion des clients au cours d'une année. Ces deux éléments ont un impact sur le volume prévu effectif de transferts vers l'électricité attribuable à la biénergie. Les hypothèses de biénergie pour le secteur résidentiel considèrent un taux de pénétration en termes de nouveaux clients de 60 % pour 2024-2025. Ce taux continuera d'augmenter pour atteindre un niveau de 88 % pour 2027-2028.

Les hypothèses du programme de biénergie des volets commercial et institutionnel ont été calibrées en considérant une courbe de pénétration annuelle théorique qui prend en compte la progression de l'adoption d'un niveau produit dans le marché, c'est-à-dire des taux qui s'accroissent graduellement année après année. Les taux sont faibles au début de la période d'analyse, mais prennent de l'ampleur au fur et à mesure que le programme devient plus mature, en gardant une portion du potentiel de clients, lesquels – pour des raisons techniques, financières ou par choix – n'adopteront pas le produit. Ces hypothèses considèrent aussi le fait que les volets commercial et institutionnel de biénergie ne débiteront qu'au deuxième trimestre de 2024 et ont été ajustés en prenant en compte la progression observée du taux de pénétration lors des deux premières années de mise en oeuvre du volet biénergie résidentielle.

Les hypothèses des volets commercial et institutionnel prévoient des taux de pénétration de 18 % du potentiel de clients admissibles à la biénergie en 2024 pour chacun de volets. Ces taux progresseront à 30 % en 2025 et atteindront un niveau de 57 % et de 66 % pour le volet commercial et institutionnel respectivement. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 3.1** Veuillez décrire comment Énergir a intégré à son modèle de prévision de la demande le transfert de consommation vers l'électricité des clients ayant passé à la biénergie pour les mois passés de l'année en cours, tel que mentionné à la référence (i).
 - 3.2** Veuillez décrire comment Énergir a procédé à une revue de la manière de projeter le transfert de consommation vers l'électricité et comment une telle revue a été intégrée au modèle de la prévision de la demande lors de la présente cause tarifaire, tel que mentionné à la référence (i).
 - 3.3** Veuillez concilier deux informations apparaissant à la référence (iii) selon lesquelles, d'une part, « *Les volets commercial et institutionnel sont entrés à leur tour en vigueur en novembre 2023* » et, d'autre part, « *que les volets commercial et institutionnel de biénergie ne débiteront qu'au deuxième trimestre de 2024* ».
 - 3.4** Pour chacun des deux volets mentionnés à la référence (iii), veuillez fournir un tableau détaillé qui montre le taux de pénétration annuel historique et prévisionnel et toutes les valeurs permettant de calculer les valeurs des lignes intitulées « *Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie* » apparaissant au tableau de la référence (ii), dont le potentiel et la durée de vie des équipements.
 - 3.5** Pour chacun des deux volets mentionnés à la référence (iii), veuillez fournir un tableau détaillé qui compare les taux de pénétration annuels historiques et prévisionnels maintenant retenus et les taux de pénétration annuels utilisés originalement dans le cadre du dossier R-4169-2021.
 - 3.6** Veuillez décrire les « *nouvelles technologies* » dont il est question à la référence (iii).
 - 3.7** Veuillez fournir les valeurs de « *la répartition mensuelle de l'adhésion des clients au cours d'une année* » dont il est question à la référence (iii).
-

PRÉVISION DE LA DEMANDE VOLONTAIRE DE GSR

4. **Référence :** B-0006, page 48, tableau 27.

Préambule :

Tableau 27
Prévision - Demande volontaire GSR
Cause tarifaire 2025-2028

DESCRIPTION	Volumes (10 ⁹ m ³)			
	2025	2026	2027	2028
Petit et moyen débits existants	14 302	16 212	21 440	34 370
Grandes entreprises	29 071	16 670	24 511	28 077
Nouveaux raccordements	8 558	21 384	34 770	47 333
Total	51 931	54 266	80 722	109 780

Demande :

4.1 Veuillez ventiler les valeurs de la ligne intitulée « *Nouveaux raccordements* » du tableau de la référence entre les nouveaux raccordements pour les petits et moyens débits et ceux pour les grandes entreprises.

PRÉVISION DE JOURNÉE DE POINTE

5. **Références** : (i) B-0019, annexe 4, page 4 (PDF 43), lignes 22 à 24;
 (ii) B-0006, annexe 1, page 4 (PDF 53).

Préambule :

(i) « **La journée du 3 février 2023 est identifiée comme étant la journée de pointe historique des 30 dernières années, avec un volume projeté de 36 620 10³m³.** »

(ii)

	Dossier tarifaire	Demande clientèle continue										
		Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe 10 ^{m³/jour}	Volume réel de pointe 10 ^{m³/jour}		Date	Paramètre réel	Variation des paramètres	Ajustement de volume 10 ^{m³/jour}	Volume estimé 10 ^{m³/jour}	Écart vs prévision 10 ^{m³/jour}
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
1	2020			36 875	31 193	Vendredi	2020-01-17			7 066	38 259	1 384
2	Base (10 ^{m³/jour})	11 957,34										
3	Base journée (10 ^{m³/jour})	2 122,42	Lundi					1200,13	922,29			
4	D _J (10 ^{m³/DJ})	410,88		36,49				31,20	5,29			
5	D _{J,s} (10 ^{m³/DJ})	107,90		39,37				24,70	14,67			
6	D _J x V _t (10 ^{m³/DJxkm/h})	2,85		1 245,36				408,72	836,64			
7	2021			37 113	29 698	Mardi	2020-12-15			7 403	37 101	-13
8	Base (10 ^{m³/jour})	12 048,06										
9	Base journée (10 ^{m³/jour})	2 150,25	Lundi					2028,43	121,82			
10	D _J (10 ^{m³/DJ})	416,94		36,60				31,20	5,40			
11	D _{J,s} (10 ^{m³/DJ})	110,02		39,17				13,10	26,07			
12	D _J x V _t (10 ^{m³/DJxkm/h})	2,90		1 154,86				408,72	746,14			
13	2022			36 789	32 849	Vendredi	2022-01-21			4 208	37 057	269
14	Base (10 ^{m³/jour})	12 030,57										
15	Base journée (10 ^{m³/jour})	2 127,28	Lundi					1202,54	924,74			
16	D _J (10 ^{m³/DJ})	412,49		36,54				36,20	0,34			
17	D _{J,s} (10 ^{m³/DJ})	108,85		39,13				33,70	5,43			
18	D _J x V _t (10 ^{m³/DJxkm/h})	2,87		1 151,03				260,64	890,39			
19	2023			36 620	35 209	Vendredi	2023-02-03			828	36 037	-583
20	Base (10 ^{m³/jour})	12 311,55										
21	Base journée (10 ^{m³/jour})	2 003,48	Jeudi					1080,35	923,13			
22	D _J (10 ^{m³/DJ})	441,23		40,66				40,70	-0,04			
23	D _{J,s} (10 ^{m³/DJ})	93,89		23,25				24,30	-1,05			
24	D _J x V _t (10 ^{m³/DJxkm/h})	1,95		1 117,33				1107,04	10,29			

25 Note 3 : Modification à la méthodologie de calcul pour les clients des tarifs D₂ et D₃.

Demandes :

- 5.1 Veuillez définir la signification de l'ajustement de volume de 828 10³m³/jour apparaissant à la référence (ii) pour l'année 2023 et la méthode de calcul pour son obtention.
- 5.2 Veuillez indiquer quel aurait été le volume réel de pointe (vs 35 209 10³m³/jour selon la référence (ii)) si les conditions météorologiques extrêmes du 3 février 2023 (référence (i)) étaient survenues la veille, soit un jeudi.
- 5.3 Relativement à la référence (ii), veuillez expliquer et justifier la prévision surestimée de 36 620 10³m³/jour versus le volume estimé de 36 037 10³m³/jour (-583 10³m³/jour) alors que la journée du 3 février 2023 est identifiée comme étant la journée de pointe historique des 30 dernières années. Veuillez indiquer comment Énergir compte modifier son modèle de prévision pour tenir compte de cette surestimation lors de cette journée aux conditions extrêmes.

BESOINS EN ÉQUILIBRAGE

6. **Référence :** B-0019, page 19, lignes 1 à 4.

Préambule :

« Le portefeuille d'outils d'entreposage des clients d'Énergir est constitué de quatre sites : les deux sites d'Intragaz (Pointe-du-Lac et Saint-Flavien), le site d'entreposage à Dawn et l'usine LSR. La Carte 1 de la pièce Énergir-H, Document 1 illustre les différents sites d'entreposage (items encerclés). »

Demande :

6.1 Veuillez indiquer comment Énergir démontre qu'il a utilisé et qu'il utilisera le portefeuille d'outils d'entreposage décrit à la référence de façon optimale pour le bénéfice de sa clientèle.

SERVICE INTERRUPTIBLE

7. **Références** : (i) B-0019, page 8, lignes 7 à 14;
(ii) B-0091, page 4, ligne 20, à page 5, ligne 4.

Préambule :

- (i) « Il est à noter que la refonte du service interruptible (R-3867-2013, phase 4) pourrait également modifier les besoins d'approvisionnement, mais l'impact précis sur le plan d'approvisionnement ne peut être projeté tant que le nouveau service interruptible ne sera pas en vigueur. Dans l'intervalle, pour établir le plan d'approvisionnement 2025-2028, aucun service interruptible découlant de la refonte n'a été utilisé sur l'horizon du plan. Cependant, pour combler les besoins réels pour l'année 2024-2025, Énergir pourrait tenter de conclure une entente particulière pour un service de pointe, comme celle soumise et approuvée dans la Cause tarifaire 2023-2024, dans le cas où les coûts négociés seraient plus avantageux que les autres alternatives [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)
- (ii) « Énergir propose également, à compter du 1^{er} décembre 2024, d'empêcher les clients considérés incapables de s'interrompre de prolonger leur contrat. Concrètement, comme il est actuellement prévu aux Conditions de service et Tarif (CST), les clients au service interruptible qui ne parviennent pas à démontrer leur capacité à s'interrompre seront assujettis à l'article 14.4.2.7. Par la suite, ces clients devront démontrer leur capacité de s'interrompre avant la fin de leur contrat, faute de quoi Énergir ne leur permettra pas de le prolonger. Cette solution permettra de ne conserver que les clients réellement interruptibles et ainsi d'améliorer la fiabilité de l'outil en période de pointe hivernale. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 7.1 Veuillez indiquer quand Énergir prévoit déposer un projet de refonte du service interruptible, tel que mentionné à la référence (i).
- 7.2 Veuillez indiquer la longueur des contrats dont il est question à la référence (ii).
- 7.3 Dans le cas où certains contrats, dans le contexte de la référence (ii), expirent au-delà du 1^{er} décembre 2024, veuillez indiquer la capacité d'interruption de l'ensemble de tels contrats pour chaque année d'expiration de ceux-ci (par exemple capacité d'interruption des contrats expirant entre le 1^{er} décembre 2024 et le 1^{er} décembre 2025, etc.). Dans le cas de ces contrats qui expirent au-delà du 1^{er} décembre 2024 avec des clients considérés incapables de s'interrompre, veuillez indiquer avec explications si Énergir pourrait les résilier.
-

STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT EN GSR

8. **Références** : (i) B-0033, page 32, lignes 3 à 8 et tableau 12;
(ii) B-0033, page 34, ligne 23, à page 35, ligne 5.

Préambule :

- (i) « Afin d'appuyer sa réflexion, Énergir a analysé l'écart entre la QCA totale connue en début d'année réglementaire (somme des QCA des contrats en vigueur pour l'année réglementaire à venir) avec les livraisons réelles connues en fin d'année réglementaire. Énergir a analysé cet écart depuis que le concept de marge au-delà du seuil réglementaire a été instauré, c'est-à-dire sur l'année réglementaire 2022-2023 et l'année réglementaire en cours. Le tableau et le graphique suivants montrent les résultats.

Tableau 12
QCA, volumes livrés et écart entre les deux

	2022-2023	2023-2024
QCA (10 ⁶ m ³)	95 659	160 471
Volumes livrés (10 ⁶ m ³)	61 893	122 630 *
Écart (%)	55 %	31 %

* Utilisation du seuil réglementaire en attendant les volumes réellement injectés de 2023-2024.

»

- (ii) « Dans ce contexte, **Énergir propose de conserver une marge au-delà du seuil réglementaire de 20 % jusqu'en 2027-2028**. Toutefois, considérant la baisse constatée ces dernières années dans la différence entre la QCA et les volumes injectés, **Énergir propose de réduire la marge, en passant de 20 % à 15 % à partir de 2028-2029 et jusqu'à l'année 2030-2031, année où le seuil réglementaire passera à 10 %**. En procédant ainsi, Énergir se donne une marge de manoeuvre et une flexibilité qui lui apparaissent suffisantes pour atteindre les nouveaux seuils réglementaires, tout en limitant les volumes qu'elle aurait la possibilité de contractualiser à un niveau qui se veut rassurant pour la Régie et sa clientèle. Dans l'éventualité où cette réduction mettrait en péril l'atteinte du seuil de 10 %, Énergir pourrait revenir vers la Régie dans le cadre d'une cause tarifaire ultérieure afin de proposer de l'ajuster sur la base de nouvelles données sur les projets en injection qui auront été compilées d'ici là. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 8.1 Veuillez fournir un tableau semblable au tableau 12 de la référence (i) mais en séparant les contrats en fonction de leur âge. Par exemple, fournir l'écart (%) pour la première année de l'ensemble des contrats, pour la deuxième année, etc.

- 8.2 Relativement à la référence (ii), veuillez décrire la méthode de calcul utilisée par Énergir pour arriver aux dates et aux valeurs de changements de la marge qui passe de 20 %, à 15 % puis à 10 %.

REFONTE DU TARIF DE RÉCEPTION

9. **Référence :** B-0090, page 4, lignes 14 à 20.

Préambule :

« Ainsi, afin de minimiser les freins au développement de la production de GSR au Québec et soutenir l'essor de cette filière, Énergir propose des modifications au tarif de réception. Plus particulièrement, Énergir propose de revoir la méthode d'établissement des taux – volet Investissement et volet Distribution, ainsi que le traitement des investissements de renforcement et d'adaptation du réseau permettant de maximiser l'injection de GSR. Énergir propose également de revoir le traitement réglementaire entourant l'approbation des taux du tarif de réception. » (Nous soulignons)

Demande :

- 9.1 Veuillez indiquer comment les modifications au tarif de réception proposées par Énergir à la référence incitent les producteurs potentiels de GSR à s'installer en amont de portions du réseau gazier qui n'ont pas atteint leur pleine capacité et ainsi éviter des investissements non requis.
-