

SUIVI DE LA DÉCISION D-2025-078

1 Le 23 avril 2025, dans le dossier R-4253-2014, la Régie de l'énergie (Régie) demandait à
2 Énergir, s.e.c. (Énergir) de fournir les renseignements précis permettant de suivre l'évolution des
3 textes des *Conditions de service et Tarif* (CST) à compter du 1^{er} décembre 2023¹. À cet égard,
4 l'information attendue par la Régie devait minimalement inclure les éléments suivants, et ce, pour
5 chacune des versions française et anglaise du texte des CST aux 1^{er} avril, 1^{er} octobre et
6 1^{er} décembre 2024 respectivement :

- 7 1) date d'entrée en vigueur de la modification;
- 8 2) identification du dossier, de la décision et des paragraphes pertinents de cette dernière;
- 9 3) texte annoté de la modification;
- 10 4) texte final en vigueur à chacune de ces dates.

11 Le 3 juin 2025, Énergir déposait le document demandé par la Régie à la pièce Énergir-C-0018,
12 ainsi que les versions française et anglaise des CST telles qu'elles devaient se lire les
13 1^{er} avril 2024, 1^{er} octobre 2024 et 1^{er} décembre 2024, déposées aux pièces Énergir-C-0019 à
14 Énergir-C-0024.

15 Dans sa décision D-2025-078 datée du 1^{er} août 2025, la Régie constatait que, conformément à
16 sa décision D-2025-025, les versions des CST déposées par Énergir, tant le 21 mars 2025 que
17 le 3 juin 2025, n'incluent pas les modifications aux CST approuvées par les décisions D-2024-007
18 et D-2024-018 et confirmait que ces modifications sont révoquées rétroactivement au 1^{er} avril
19 2024. Par ailleurs, la Régie ordonnait à Énergir de soumettre les versions française et anglaise
20 des CST en date du 1^{er} avril 2024, du 1^{er} octobre 2024 et du 1^{er} décembre 2024, pour examen de
21 la Régie dans le cadre du dossier R-4287-2024, afin que leur conformité aux diverses décisions
22 de la Régie en vigueur à ces dates soit évaluée et que le résultat de cette évaluation puisse être
23 pris en compte aux fins de la décision que la Régie rendra sur la demande d'approbation de
24 modifications aux CST qu'Énergir présente dans le cadre de ce dernier dossier.

25 [...]

¹ Pièce A-0019.

1 Dans une correspondance datée du datée du 12 août 2025 (pièce A-0061), la Régie indique que
2 le suivi de la décision D-2025-078 ne fera pas partie des sujets d'examen pour l'audience qui se
3 déroulera en septembre 2025. Dans sa décision D-2025-090 datée du 11 septembre 2025, la
4 Régie crée la phase 3 du présent dossier, dans laquelle sera examinée la conformité des CST.

5 Le présent document présente, aux pages suivantes, l'information demandée par la Régie le
6 23 avril 2025, sous forme de tableau. Une colonne « Commentaires » a été ajoutée à l'information
7 demandée par la Régie afin d'aider à faire le lien avec les pages des CST ou ajouter toute autre
8 information jugée pertinente. Le tableau présente les modifications à la version française des
9 CST. La réalisation de ce tableau a demandé plusieurs jours de travail aux équipes d'Énergir et
10 une version anglaise de ce tableau ne pourrait être montée de la même façon. En effet, Énergir
11 ne dépose pas toujours de version anglaise de ses propositions dans les différents dossiers. Il
12 n'existe donc pas de version annotée en anglais de chacun des changements proposés. Lorsque
13 la Régie approuve des modifications aux CST pour laquelle une version anglaise n'existe pas,
14 Énergir publie par la suite la version anglaise sur son site web en traduisant les modifications
15 approuvées. Ces modifications dans la version anglaise sont par la suite déposées lors des
16 causes tarifaires sous la pièce Énergir-S, Document 2 pour approbation par la Régie. Énergir tient
17 à rassurer la Régie qu'elle a validé que les versions anglaises des CST en date des 1^{er} avril 2024,
18 1^{er} octobre 2024 et 1^{er} décembre 2024 correspondent bien aux versions françaises.

19 Les versions française et anglaise des CST d'Énergir telles qu'elles devaient se lire les
20 1^{er} avril 2024, 1^{er} octobre 2024 et 1^{er} décembre 2024 et tenant compte des commentaires de la
21 Régie dans sa pièce A-0019 (R-4253-2024) du 23 avril 2025, sont déposées aux pièces
22 Énergir-S, Documents 4 à 9. Il est à noter que les CST telles qu'elles devaient se lire le 1^{er} avril
23 2024 correspondent à la version datée du 1^{er} décembre 2023 modifiée, pour tenir compte des
24 décisions rendues jusqu'au 1^{er} avril 2024.

25 Dans sa décision D-2025-078, la Régie se dit d'avis qu'Énergir doit y préciser le processus qu'elle
26 entend suivre pour assurer un reflet fidèle des décisions des versions des CST et un repérage
27 facile à ces dernières, au fur et à mesure que des modifications sont effectuées aux CST, en
28 particulier lorsqu'elles le sont en cours d'année entre deux dossiers tarifaires. À cet effet, Énergir
29 continuera de suivre les modifications proposées et approuvées de la même manière que celles
30 présentées dans le tableau débutant à la page 7 du présent document. Cela permettra à Énergir
31 de suivre l'évolution de toutes ses demandes de modifications aux CST et de bien refléter les

1 décisions de la Régie, en particulier lorsque les modifications ne sont pas approuvées telles que
2 proposées.

3 Avant la présentation du tableau, Énergir désire revenir sur certains éléments soulevés par la
4 Régie dans sa lettre du 23 avril 2025 dans le dossier R-4253-2024.

5 **Articles 11.2.3.3.1 et 11.2.3.3.2**

6 Dans sa lettre du 23 avril 2025, la Régie indique que les articles 11.2.3.3.1 et 11.2.3.3.2 devraient
7 inclure le mot « naturel », conformément à ce qu'elle a approuvé dans sa décision D-2024-028
8 (R-4008-2017) rendue le 21 mars 2024. La Régie mentionne également que dans sa
9 décision D-2023-134 (R-4213-2022) rendue le 22 novembre 2023, la Régie a approuvé et fixé au
10 1^{er} décembre 2023 l'entrée en vigueur d'un texte des articles 11.2.3.3.1 et 11.2.3.3.2 différent de
11 celui sur la base duquel elle s'est prononcée dans sa décision D-2024-028.

12 Énergir tient à rappeler à la Régie que dans sa décision D-2023-022 datée du 21 février 2023,
13 elle indiquait ce qui suit :

14 « [396] *En conséquence, la Régie accueille partiellement les modifications proposées aux*
15 *CST aux pièces B-0888 et B-0889. Tel qu'indiqué à l'annexe 1 de la présente décision, elle*
16 *ne retient pas l'utilisation de l'expression « gaz naturel de source renouvelable » aux articles*
17 *1.3, 10.2, 11.1.2.1, 11.1.3.5, 11.1.3.7, 11.2.3.3.1, 11.2.3.3.2, 11.2.3.5, 12.2.3.1 et 13.2.1 des CST.*
18 *Elle ordonne à Énergir de remplacer l'expression « gaz naturel de source renouvelable » par*
19 *l'expression « gaz de source renouvelable » aux CST ainsi que l'expression « gaz naturel*
20 *renouvelable » à l'article 11.4.1 des CST par « gaz de source renouvelable ».*

21 [399] *Enfin, en raison de l'entrée en vigueur des modifications apportées à la Loi en date du*
22 *1^{er} janvier 2023, la Régie fixe l'entrée en vigueur des modifications aux textes des CST au*
23 *1^{er} janvier 2023.*

24 [401] *Pour les motifs énoncés à la présente section, la Régie autorise les textes des CST*
25 *modifiés selon le libellé présenté à l'annexe 1 de la présente décision et fixe leur entrée en*
26 *vigueur en date du 1^{er} janvier 2023. Elle demande à Énergir de déposer, dans les 10 jours de*
27 *la présente décision le texte des CST tel que modifié et approuvé, dans ses versions*
28 *française et anglaise. »*

29 L'annexe 1 de la décision D-2023-022 présente le texte approuvé des différents articles.

30 À la suite de la décision D-2023-022, Énergir a publié ses CST en enlevant le mot « naturel » des
31 articles 11.2.3.3.1 et 11.2.3.3.2. La Régie a par la suite approuvé, dans sa décision D-2023-134
32 (R-4213-2022) rendue le 22 novembre 2023, les CST déposées à la pièce B-0358, Énergir-S,
33 Document 1 du dossier R-4213-2022.

1 Dans sa décision D-2024-028 datée du 21 mars 2024, la Régie approuvait les modifications
2 proposées par Énergir en date du 21 décembre 2022², soit antérieurement à la
3 décision D-2023-022. Ces modifications comportaient alors le mot « naturel ». À la suite de la
4 décision D-2024-028, Énergir a publié ses CST sans y ajouter le mot « naturel », afin de se
5 conformer à la décision D-2023-022.

6 Énergir comprend de la lettre de la Régie qu'elle souhaite qu'Énergir réintègre le mot « naturel »
7 aux articles 11.2.3.3.1 et 11.2.3.3.2 présentés dans les versions des CST aux 1^{er} avril 2024,
8 1^{er} octobre 2024 et 1^{er} décembre 2024, malgré le fait que ces modifications ne reflètent pas les
9 ajustements de langage souhaités par la décision D-2023-022. Les CST déposées aux pièces
10 Énergir-S, Documents 4 à 9 réintègrent donc le mot « naturel » aux articles précités.

11 Énergir informe cependant la Régie qu'à des fins d'uniformisation des CST et pour assurer la
12 conformité à la décision D-2023-022, Énergir a proposé le retrait du mot « naturel » des articles
13 11.2.3.3.1 et 11.2.3.3.2 à la pièce Énergir-R, Document 1, [...], déposée [...] dans le présent
14 dossier.

15 Également, comme l'indique la Régie dans sa lettre, le mot « traditionnel » est supprimé de
16 l'article 11.2.3.3.1 dans les versions des CST aux 1^{er} avril 2024, 1^{er} octobre 2024 et
17 1^{er} décembre 2024, car il faisait partie des ajouts aux CST que la Régie a approuvés par sa
18 décision D-2024-007 et dont la révocation est ordonnée par la décision D-2025-025. Cependant,
19 dans sa décision D-2024-007, la Régie indiquait :

20 « [116] Elle est également d'avis que l'ajout du mot « traditionnel » visant à différencier le GNT du
21 GSR, dans le cas précis des articles ci-dessus, permet d'améliorer la compréhension de ces
22 articles. À cet égard, la Régie est d'avis que le mot « traditionnel » devrait également être ajouté à
23 l'article 11.2.3.3.2, lorsque le déséquilibre volumétrique de la période contractuelle se situe entre
24 0 % à 5 % du volume retiré pour les adresses de service non visées par le nouvel article 4.5.3.

25 **[117] Conséquemment, la Régie approuve les modifications aux CST, telles que proposées**
26 **par Énergir aux pièces B-0327 et B-0333 et présentées à la section 4.1 de la présente**
27 **décision, y incluant la modification apportée par la Régie à l'article 11.2.3.3.2. »**

28 Le retrait du mot « traditionnel » des articles 11.2.3.3.1 et 11.2.3.3.2 à la suite de la décision
29 D-2025-025 ne permet plus de différencier le GNT du GSR dans le cas de ces articles. Dans les
30 CST en vigueur au 1^{er} décembre 2025, le terme « gaz naturel traditionnel », tel que défini à la

² R-4008-2017, pièce B-0897, Gaz Métro-12, Document 2.

1 page 9 des CST, apparaît aux articles 11.2.3.3.1 et 11.2.3.3.2 afin de différencier le GNT du GSR.
2 Pour cette raison, Énergir ne propose aucune modification à cet égard à la pièce Énergir-R,
3 Document 1, [...] déposée [...] dans le présent dossier.

4 **Article 10.2**

5 Les modifications proposées au troisième alinéa à l'article 10.2 ont été approuvées par la Régie
6 dans sa décision D-2024-028 datée du 21 mars 2024. La modification proposée, incluant
7 l'expression « gaz naturel de source renouvelable », avait été déposée le 21 décembre 2022³,
8 soit antérieurement à la décision D-2023-022 qui retenait l'expression « gaz de source
9 renouvelable ». Pour les mêmes raisons que celles exprimées précédemment, à des fins
10 d'uniformisation des CST et pour assurer la conformité de la décision D-2023-022, Énergir a
11 proposé, dans sa pièce Énergir-R, Document 1, de retirer le mot « naturel » du troisième alinéa
12 de l'article 10.2.

13 **Concordance entre les versions française et anglaise**

14 La Régie indiquait dans sa lettre qu'elle constatait des problèmes de concordance entre les
15 versions française et anglaise de ces alinéas, aux pièces C-Énergir-0010 à C-Énergir-0015,
16 pages 42 et 43. Énergir confirme que ces problèmes de concordance sont réglés. Il en est de
17 même pour le terme « only » qui était inclus à la version anglaise du cinquième alinéa de l'article
18 11.2.3.3.1.

19 Dans sa demande de renseignements n° 10 (pièce A-0121), la Régie note deux coquilles à la
20 version anglaise de l'article 14.2.4.2 des CST⁴. Dans sa correspondance datée du 29 avril 2019
21 (pièce A-0126), la Régie demande à Énergir de tenir compte, dans les versions anglaises
22 déposées, de sa réponse à la question 2.4 de la demande de renseignements n° 10, à la pièce
23 B-0321, Énergir-V, Document 2.

24 **Demande d'Énergir**

25 Énergir applique aux pièces Énergir-S, Documents 4 à 9 les conclusions des décisions de la
26 Régie dans leur ordre chronologique, ce qui a pour effet que les décisions D-2023-022 et

³ R-4008-2017, pièce B-0897, Gaz Métro-12, Document 2.

⁴ Pièce A-0121, question 2.4.

1 D-2024-007 qui établissent la formulation correcte du GSR et du gaz naturel traditionnel ne sont
2 pas appliquées à l'ensemble des CST. Les modifications proposées par Énergir à sa pièce [...],
3 Énergir-R, Document 1 en fonction des CST en vigueur au 1^{er} décembre 2025 permettent de
4 rétablir l'uniformisation des termes et d'assurer la conformité des décisions.

5 Afin qu'il ne subsiste plus d'ambiguïté sur l'utilisation des mots « naturel » et « traditionnel »,
6 Énergir demande à la Régie de confirmer que l'expression « gaz de source renouvelable » est
7 celle qui devrait être utilisée dans l'ensemble des CST depuis la décision D-2023-022 du
8 21 février 2023 et que le terme « gaz naturel traditionnel » devrait être utilisé dans le texte des
9 CST lorsqu'il sert à le différencier du GSR, et ce, depuis la décision D-2024-007 du
10 24 janvier 2024.

11 **Énergir demande à la Régie de prendre acte du suivi relatif au dépôt des versions française**
12 **et anglaise des CST en date du 1er avril 2024, du 1er octobre 2024 et du 1er décembre**
13 **2024, pour examen dans le cadre du présent dossier requis par la décision D-2025-078.**

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} AVRIL 2024				
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires
2023-12-01	R-4213-2022	R-4213-2022, pièce B-0227, page 11	1.3 DÉFINITIONS	Ces modifications, en date du 1 ^{er} déc. 2023, se trouvent à la page 10 des CST, à la pièce B-0225, Énergir-S, Document 4.
	D-2023-134 [52]	« 1.3 DÉFINITIONS [...] OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA) <i>Elle peut être soit :</i> <ul style="list-style-type: none"> un volume minimal annuel de gaz naturel, pour chaque année du contrat, que le client s'engage à payer, conformément au texte des Conditions de service et Tarif, qu'il le retire ou l'injecte ou non; <u>ou</u> un revenu minimal, pour chaque année tarifaire, que le client s'engage à payer, conformément au texte des Conditions de service et Tarif. [...] »	[...] OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA) Elle peut être soit : <ul style="list-style-type: none"> un volume minimal annuel de gaz naturel, pour chaque année du contrat, que le client s'engage à payer, conformément au texte des Conditions de service et Tarif, qu'il le retire ou l'injecte ou non; ou un revenu minimal, pour chaque année tarifaire, que le client s'engage à payer, conformément au texte des Conditions de service et Tarif. 	
		R-4213-2022, pièce B-0162, page 4	« 7.2.1 MODES DE PAIEMENT <i>Le client doit payer sa facture en dollars canadiens et peut le faire de l'une des façons suivantes :</i> <i>Par le biais d'une institution financière, notamment par prélèvements automatiques ou par Internet;</i> <i>Par la poste (pour les chèques et mandats);</i> <i>En personne au siège social du distributeur.</i> <i>Le client désirant utiliser une carte de crédit pour payer sa facture peut le faire par le biais d'un tiers acceptant ce mode de paiement, lequel paiera le distributeur selon l'un des modes de paiement mentionnés aux paragraphes alinéas 1; et 2 et 3 du premier paragraphe du présent article, dans la mesure où aucuns frais ne sont chargés au distributeur. »</i>	
	R-4213-2022, pièce B-0227, pages 13 et 14	« 13.1.4 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA) <i>L'article 13.1.4 ne s'applique pas aux clients assujettis au tarif DT ou au tarif biénergie de petite et de moyenne puissance pour le chauffage des espaces d'Hydro-Québec.</i> <i>Tout client avec un coefficient d'utilisation inférieur à 10 % et une demande de capacité de pointe plus grande ou égale à 10 000 m³ lors d'une année tarifaire donnée sera assujetti au présent article lors de l'année tarifaire suivante :</i> <i>Pour les clients non assujettis lors de l'année tarifaire précédente, le distributeur considère la pointe réelle et le volume de consommation réel afin de déterminer l'assujettissement pour l'année tarifaire suivante.</i> <i>Pour les clients assujettis lors de l'année tarifaire précédente, le distributeur considère la pointe potentielle, telle que définie à l'article 13.1.4.1 et le volume consommé réel pour déterminer l'assujettissement pour l'année tarifaire suivante.</i>	13.1.4 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA) L'article 13.1.4 ne s'applique pas aux clients assujettis au tarif DT ou au tarif biénergie de petite et de moyenne puissance pour le chauffage des espaces d'Hydro-Québec. Tout client avec un coefficient d'utilisation inférieur à 10 % et une demande de capacité de pointe plus grande ou égale à 10 000 m ³ lors d'une année tarifaire donnée sera assujetti au présent article lors de l'année tarifaire suivante : <ul style="list-style-type: none"> Pour les clients non assujettis lors de l'année tarifaire précédente, le distributeur considère la pointe réelle et le volume de consommation réel afin de déterminer l'assujettissement pour l'année tarifaire suivante; Pour les client assujettis lors de l'année tarifaire précédente, le distributeur considère la pointe potentielle, telle que définie à l'article 13.1.4.1 et le volume consommé réel pour déterminer l'assujettissement pour l'année tarifaire suivante. 	Ces modifications, en date du 1 ^{er} déc. 2023, se trouvent aux pp. 52 et 53 des CST, à la pièce B-0225, Énergir-S, Document 4.

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} AVRIL 2024				
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires
		<p><i>Nonobstant ce qui précède, le distributeur peut convenir, avec un client migrant vers le tarif D₁ ou un nouveau client, s'il prévoit que les paramètres de consommation du client rempliraient les critères d'assujettissement, d'une OMA. Si le client débute sa consommation au tarif D₁ :</i></p> <p><i>au plus tard le dernier jour du mois de février, il sera assujéti à l'OMA lors de l'année tarifaire en cours. Dans ce cas, le volume utilisé aux fins de calcul du coefficient d'utilisation est déterminé ainsi :</i></p> $\frac{\text{Volume consommé réel}}{\text{Nombre de jours de l'année tarifaire}}$ <p><i>* Nombre de jours entre le début de la consommation au D₁ et la fin de l'année tarifaire après le dernier jour du mois de février, il sera assujéti à l'OMA lors de l'année tarifaire suivante.</i></p> <p><i>Pour tous les clients assujéti, la somme des montants facturés en transport et en équilibrage doit être au moins égale à l'OMA applicable pour la même période.</i></p> <p>13.1.4.1 Établissement de l'OMA</p> <p><i>Pour les clients au service de transport du distributeur, le montant de l'OMA est déterminé selon la formule suivante :</i></p> $\text{Montant de l'OMA} = \#, \### \text{ ¢/m}^3 \times \text{Pointe potentielle du client} \times 75 \%$ <p><i>Pour les clients qui fournissent leur propre service de transport, le montant de l'OMA est déterminé selon la formule suivante :</i></p> $\text{Montant de l'OMA} = \#, \### \text{ ¢/m}^3 \times \left[\text{Pointe potentielle du client} - \frac{\text{volume du 1}^{\text{er}} \text{ octobre} \text{ #### au 30 septembre} \text{ ####}}{\# \text{ jours du 1}^{\text{er}} \text{ octobre} \text{ #### au 30 septembre} \text{ ####}} \right] \times 75 \%$ <p><i>La pointe potentielle du client est déterminée selon la formule suivante :</i></p> $\begin{aligned} \text{Pointe potentielle} &= \text{Max} (\text{Pointe réelle } t - 1; \text{Pointe potentielle convenue avec le client}) + 2 \\ &\quad * \text{Max} (\text{Pointe réelle } t \\ &\quad - \text{Max} (\text{Pointe réelle } t - 1; \text{Pointe potentielle convenue avec le client}); 0) \end{aligned}$ <p><i>La pointe réelle de l'année t correspond à la consommation journalière maximale du 1^{er} décembre au dernier jour du mois de février de l'année tarifaire t.</i></p> <p><i>Pour les clients dont le distributeur ne dispose pas de données journalières facturables, les pointes quotidiennes réelles seront estimées à l'aide de la formule définie à l'article 13.1.3.1.</i></p> <p>13.1.4.2 Facturation du revenu déficitaire</p> <p><i>Si, à la fin de l'année tarifaire, le client s'est vu facturer en transport et en équilibrage un montant inférieur à son OMA, le montant déficitaire lui sera facturé. »</i></p>	<p>Nonobstant ce qui précède, le distributeur peut convenir, avec un client migrant vers le tarif D₁ ou un nouveau client, s'il prévoit que les paramètres de consommation du client rempliraient les critères d'assujettissement, d'une OMA. Si le client débute sa consommation au tarif D₁ :</p> <ul style="list-style-type: none"> au plus tard le dernier jour du mois de février, il sera assujéti à l'OMA lors de l'année tarifaire en cours. Dans ce cas, le volume utilisé aux fins de calcul du coefficient d'utilisation est déterminé ainsi : $\frac{\text{Volume consommé réel}}{\text{Nombre de jours de l'année tarifaire}}$ <p><i>* Nombre de jours entre le début de la consommation au D₁ et la fin de l'année tarifaire</i></p> <ul style="list-style-type: none"> après le dernier jour du mois de février, il sera assujéti à l'OMA lors de l'année tarifaire suivante. <p>Pour tous les clients assujéti, la somme des montants facturés en transport et en équilibrage doit être au moins égale à l'OMA applicable pour la même période.</p> <p>13.1.4.1 Établissement de l'OMA</p> <p>Pour les clients au service de transport du distributeur, le montant de l'OMA est déterminé selon la formule suivante :</p> $\text{Montant de l'OMA} = 1\,197,896 \text{ ¢/m}^3 \times \text{Pointe potentielle du client} \times 75 \%$ <p>Pour les clients qui fournissent leur propre service de transport, le montant de l'OMA est déterminé selon la formule suivante :</p> $\text{Montant de l'OMA} = 1\,197,896 \text{ ¢/m}^3 \times \left[\text{Pointe potentielle du client} - \frac{\text{volume du 1}^{\text{er}} \text{ octobre 2022 au 30 septembre 2023}}{\# \text{ jours du 1}^{\text{er}} \text{ octobre 2022 au 30 septembre 2023}} \right] \times 75 \%$ <p>La pointe potentielle du client est déterminée selon la formule suivante :</p> $\begin{aligned} \text{Pointe potentielle} &= \text{Max} (\text{Pointe réelle } t - 1; \text{Pointe potentielle convenue avec le client}) + 2 \\ &\quad * \text{Max} (\text{Pointe réelle } t \\ &\quad - \text{Max} (\text{Pointe réelle } t - 1; \text{Pointe potentielle convenue avec le client}); 0) \end{aligned}$ <p>La pointe réelle de l'année t correspond à la consommation journalière maximale du 1^{er} décembre au dernier jour du mois de février de l'année tarifaire t.</p> <p>Pour les clients dont le distributeur ne dispose pas de données journalières facturables, les pointes quotidiennes réelles seront estimées à l'aide de la formule définie à l'article 13.1.3.1.</p> <p>13.1.4.2 Facturation du revenu déficitaire</p>	

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} AVRIL 2024				
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires
			Si, à la fin de l'année tarifaire, le client s'est vu facturer en transport et en équilibrage un montant inférieur à son OMA, le montant déficitaire lui sera facturé.	
		<p>R-4213-2022, pièce B-0135, page 20</p> <p>« 13.2.1 APPLICATION</p> <p><i>« Pour tout client qui désire fournir partiellement ou totalement l'équilibrage servant à la gestion quotidienne du gaz naturel qu'il retire à ses installations ou qu'il injecte dans le réseau de distribution, sous réserve de l'article 17.2.2.</i></p> <p><i>Le client assujetti au tarif D₁, D₃ ou D₄ qui désire fournir totalement son équilibrage, s'engage à livrer chaque jour au distributeur un VJC égal à sa consommation de la même journée ; les modalités relatives aux déséquilibres volumétriques décrites à l'article « Service fourni par le client » du service de fourniture sont applicables.</i></p> <p><i>Le client assujetti au tarif D_R est assujetti à l'article 13.2.2.2 « Écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés » à l'exception du client injectant du gaz de source renouvelable qui livre l'ensemble des volumes injectés en franchise et dont le volume d'injection quotidien est inférieur à 10 000 GJ. »</i></p>	<p>13.2.1 APPLICATION</p> <p>Pour tout client qui désire fournir partiellement ou totalement l'équilibrage servant à la gestion quotidienne du gaz naturel qu'il retire à ses installations ou qu'il injecte dans le réseau de distribution, sous réserve de l'article 17.2.2.</p> <p>Le client assujetti au tarif D₁, D₃ ou D₄ qui désire fournir totalement son équilibrage, s'engage à livrer chaque jour au distributeur un VJC égal à sa consommation de la même journée ; les modalités relatives aux déséquilibres volumétriques décrites à l'article « Service fourni par le client » du service de fourniture sont applicables.</p> <p>Le client assujetti au tarif D_R est assujetti à l'article 13.2.2.2 « Écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés » à l'exception du client injectant du gaz de source renouvelable qui livre l'ensemble des volumes injectés en franchise et dont le volume d'injection quotidien est inférieur à 10 000 GJ.</p>	<p>Ces modifications, en date du 1^{er} déc. 2023, se trouvent à la page 54 des CST, à la pièce B-0225, Énergir-S, Document 4.</p>
		<p>R-4213-2022, pièce B-0162, page 5</p> <p>« 14.2.3.1 Rabais tarifaire concurrence du mazout</p> <p>Le distributeur et le client peuvent convenir pour une durée maximale de 12 mois et dans les limites du programme de flexibilité tarifaire dont le texte est disponible sur demande, si la situation concurrentielle le requiert, d'un pourcentage de réduction applicable au tarif de distribution</p>		<p>Cet article a bien été supprimé des CST au 1^{er} déc. 2023.</p>

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} AVRIL 2024				
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires
		<p>R-4213-2022, pièce B-0227, pages 11 et 12</p> <p>« 14.2.4 OBLIGATIONS MINIMALES ANNUELLES (OMA)</p> <p>14.2.4.1 Obligation minimale annuelle – Client nouvellement raccordé ou bénéficiant d'une aide financière</p> <p><i>Le distributeur peut convenir, avec un client dont l'adresse de service est nouvellement raccordée au réseau de distribution ou avec un client qui bénéficie d'une aide financière, d'une OMA pour toute la durée du contrat. Si, à la fin d'une année contractuelle, le client a retiré un volume inférieur à son OMA, il sera facturé pour le volume déficitaire au moindre du prix moyen du tarif de distribution payé au cours des 12 mois de l'année contractuelle ou du prix moyen du tarif de distribution résultant de la facturation du volume déficitaire réparti uniformément sur l'année contractuelle.</i></p> <p>14.2.4.2 Obligation minimale annuelle – Client utilisant le gaz naturel comme source d'énergie d'appoint</p> <p><i>L'article 14.2.4.2 ne s'applique pas aux clients assujettis au tarif DT ou au tarif biénergie de petite et de moyenne puissance pour le chauffage des espaces d'Hydro-Québec.</i></p> <p><i>Tout client avec un coefficient d'utilisation inférieur à 10 % et une demande de capacité de pointe plus grande ou égale à 10 000 m³ lors d'une année tarifaire donnée sera assujetti au présent article lors de l'année tarifaire suivante :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>Pour les clients non assujettis lors de l'année tarifaire précédente, le distributeur considère la pointe réelle et le volume de consommation réel afin de déterminer l'assujettissement pour l'année tarifaire suivante;</i> <i>Pour les clients assujettis lors de l'année tarifaire précédente, le distributeur considère la pointe potentielle, telle que définie à l'article 14.2.4.2.1 et le volume consommé réel pour déterminer l'assujettissement pour l'année tarifaire suivante.</i> <p><i>Nonobstant ce qui précède, le distributeur peut convenir, avec un client migrant vers le tarif D₁ ou un nouveau client, s'il prévoit que les paramètres de consommation du client rempliraient les critères d'assujettissement, d'une OMA. Si le client débute sa consommation au tarif D₁ :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>au plus tard le dernier jour du mois de février, il sera assujetti à l'OMA lors de l'année tarifaire en cours. Dans ce cas, le volume utilisé aux fins de calcul du coefficient d'utilisation est déterminé ainsi :</i> <p><i>Volume consommé réel</i></p> $* \frac{\text{Nombre de jours de l'année tarifaire}}{\text{Nombre de jours entre le début de la consommation au } D_1 \text{ et la fin de l'année tarifaire}}$ <ul style="list-style-type: none"> <i>après le dernier jour du mois de février, il sera assujetti à l'OMA lors de l'année tarifaire suivante.</i> <p><i>Pour tous les clients assujettis, le montant facturé en distribution doit être au moins égal à l'OMA applicable pour la même période.</i></p>	<p>14.2.4 OBLIGATIONS MINIMALES ANNUELLES (OMA)</p> <p>14.2.4.1 Obligation minimale annuelle – Client nouvellement raccordé ou bénéficiant d'une aide financière</p> <p>Le distributeur peut convenir, avec un client dont l'adresse de service est nouvellement raccordée au réseau de distribution ou avec un client qui bénéficie d'une aide financière, d'une OMA pour toute la durée du contrat. Si, à la fin d'une année contractuelle, le client a retiré un volume inférieur à son OMA, il sera facturé pour le volume déficitaire au moindre du prix moyen du tarif de distribution payé au cours des 12 mois de l'année contractuelle ou du prix moyen du tarif de distribution résultant de la facturation du volume déficitaire réparti uniformément sur l'année contractuelle.</p> <p>14.2.4.2 Obligation minimale annuelle – Client utilisant le gaz naturel comme source d'énergie d'appoint</p> <p>L'article 14.2.4.2 ne s'applique pas aux clients assujettis au tarif DT ou au tarif biénergie de petite et de moyenne puissance pour le chauffage des espaces d'Hydro-Québec.</p> <p>Tout client avec un coefficient d'utilisation inférieur à 10 % et une demande de capacité de pointe plus grande ou égale à 10 000 m³ lors d'une année tarifaire donnée sera assujetti au présent article lors de l'année tarifaire suivante :</p> <ul style="list-style-type: none"> Pour les clients non assujettis lors de l'année tarifaire précédente, le distributeur considère la pointe réelle et le volume de consommation réel afin de déterminer l'assujettissement pour l'année tarifaire suivante; Pour les clients assujettis lors de l'année tarifaire précédente, le distributeur considère la pointe potentielle, telle que définie à l'article 14.2.4.2.1 et le volume consommé réel pour déterminer l'assujettissement pour l'année tarifaire suivante. <p>Nonobstant ce qui précède, le distributeur peut convenir, avec un client migrant vers le tarif D₁ ou un nouveau client, s'il prévoit que les paramètres de consommation du client rempliraient les critères d'assujettissement, d'une OMA. Si le client débute sa consommation au tarif D₁ :</p> <ul style="list-style-type: none"> au plus tard le dernier jour du mois de février, il sera assujetti à l'OMA lors de l'année tarifaire en cours. Dans ce cas, le volume utilisé aux fins de calcul du coefficient d'utilisation est déterminé ainsi : <p><i>Volume consommé réel</i></p> $* \frac{\text{Nombre de jours de l'année tarifaire}}{\text{Nombre de jours entre le début de la consommation au } D_1 \text{ et la fin de l'année tarifaire}}$ <ul style="list-style-type: none"> après le dernier jour du mois de février, il sera assujetti à l'OMA lors de l'année tarifaire suivante. 	<p>Ces modifications, en date du 1^{er} déc. 2023, se trouvent aux pp. 57 et 58 des CST, à la pièce B-0225, Énergir-S, Document 4.</p>

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} AVRIL 2024				
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires
			Pour tous les clients assujettis, le montant facturé en distribution doit être au moins égal à l'OMA applicable pour la même période.	
		<p>R-4213-2022, pièce B-0227, page 12</p> <p>14.2.4.2.1 Établissement de l'OMA</p> <p><u>Le montant de l'OMA est déterminé selon la formule suivante :</u></p> $\text{Montant de l'OMA} = \#, \#\#\# \text{ ¢/m}^3 \times \text{Pointe potentielle du client} \times 75 \%$ <p><u>La pointe potentielle du client est déterminée selon la formule suivante :</u></p> $\text{Pointe potentielle} = \text{Max (Pointe réelle } t - 1; \text{Pointe potentielle convenue avec le client)} + 2$ $\times \text{Max (Pointe réelle } t - \text{Max (Pointe réelle } t - 1; \text{Pointe potentielle convenue avec le client); 0)$ <p><u>La pointe réelle de l'année t correspond à la consommation journalière maximale du 1^{er} décembre au dernier jour du mois de février de l'année tarifaire t.</u></p> <p><u>Pour les clients dont le distributeur ne dispose pas de données journalières facturables, les pointes quotidiennes réelles seront estimées à l'aide de la formule définie à l'article 13.1.3.1.</u></p>	<p>14.2.4.2.1 Établissement de l'OMA</p> <p>Le montant de l'OMA est déterminé selon la formule suivante :</p> $\text{Montant de l'OMA} = 723,598 \text{ ¢/m}^3 \times \text{Pointe potentielle du client} \times 75 \%$ <p>La pointe potentielle du client est déterminée selon la formule suivante :</p> $\text{Pointe potentielle} = \text{Max (Pointe réelle } t - 1; \text{Pointe potentielle convenue avec le client)} + 2$ $\times \text{Max (Pointe réelle } t - \text{Max (Pointe réelle } t - 1; \text{Pointe potentielle convenue avec le client); 0)$ <p>La pointe réelle de l'année t correspond à la consommation journalière maximale du 1^{er} décembre au dernier jour du mois de février de l'année tarifaire t.</p> <p>Pour les clients dont le distributeur ne dispose pas de données journalières facturables, les pointes quotidiennes réelles seront estimées à l'aide de la formule définie à l'article 13.1.3.1.</p>	Ces modifications, en date du 1 ^{er} déc. 2023, se trouvent à la page 58 des CST, à la pièce B-0225, Énergir-S, Document 4.
		R-4213-2022, pièce B-0227, page 12	14.2.4.2.2 Facturation du revenu déficitaire	Ces modifications, en date du 1 ^{er} déc. 2023, se

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} AVRIL 2024																																																				
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires																																																
		<p>14.2.4.2.2 Facturation du revenu déficitaire</p> <p><i>Si, à la fin de l'année tarifaire, le client s'est vu facturer en distribution un montant inférieur à son OMA, le montant déficitaire lui sera facturé.»</i></p>	Si, à la fin de l'année tarifaire, le client s'est vu facturer en distribution un montant inférieur à son OMA, le montant déficitaire lui sera facturé.	trouvent à la page 58 des CST, à la pièce B-0225, Énergir-S, Document 4.																																																
		<p>R-4213-2022, pièce B-0162, page 5</p> <p>14.3.3 Rabais tarifaires concurrence du mazout</p> <p>Dans le cas du tarif D3 seulement, le distributeur et le client peuvent convenir pour une durée maximale de 12 mois et dans les limites du programme de flexibilité tarifaire dont le texte est disponible sur demande, si la situation concurrentielle le requiert, d'un pourcentage de réduction applicable au tarif de distribution.»</p>		Cet article a bien été supprimé des CST au 1 ^{er} déc. 2023.																																																
2023-12-05	R-4213-2022, phase 2 D-2023-143, paragr. 41	<p>R-4213-2022, pièce B-0398, pages 4 et 5.</p> <p>14.5.2.1 Taux aux points de réception</p> <p>14.5.2.1.1 Obligation minimale quotidienne</p> <p>Pour chaque m³ de capacité maximale contractuelle (CMC), les taux unitaires applicables sont les suivants, selon le point de réception :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Point de réception</th> <th>Taux – Volet Investissements (¢/m³/jour)</th> <th>Taux – Volet Distribution (¢/m³/jour)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Saint-Hyacinthe</td> <td>0,329</td> <td>0,382</td> </tr> <tr> <td>Coop Agri-Énergie Warwick</td> <td>0,000</td> <td>0,898</td> </tr> <tr> <td>ADM Agri-Industries Company</td> <td>0,401</td> <td>1,275</td> </tr> <tr> <td>CTBM</td> <td>1,027</td> <td>2,338</td> </tr> <tr> <td>SÉMECS</td> <td>0,000</td> <td>0,452</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)</td> <td>0,000</td> <td>0,532</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Chicoutimi)</td> <td>0,000</td> <td>0,016</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.5.2.1.2 Taux unitaires au volume injecté</p> <p>Pour chaque m³ de volume injecté, le taux unitaire est de 0,178 ¢/m³.</p>	Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)	Saint-Hyacinthe	0,329	0,382	Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898	ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275	CTBM	1,027	2,338	SÉMECS	0,000	0,452	WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532	WAGA (Chicoutimi)	0,000	0,016	<p>14.5.2.1 Taux aux points de réception</p> <p>14.5.2.1.1 Obligation minimale quotidienne</p> <p>Pour chaque m³ de capacité maximale contractuelle (CMC), les taux unitaires applicables sont les suivants, selon le point de réception :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Point de réception</th> <th>Taux – Volet Investissements (¢/m³/jour)</th> <th>Taux – Volet Distribution (¢/m³/jour)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Saint-Hyacinthe</td> <td>0,329</td> <td>0,382</td> </tr> <tr> <td>Coop Agri-Énergie Warwick</td> <td>0,000</td> <td>0,898</td> </tr> <tr> <td>ADM Agri-Industries Company</td> <td>0,401</td> <td>1,275</td> </tr> <tr> <td>CTBM</td> <td>1,027</td> <td>2,338</td> </tr> <tr> <td>SÉMECS</td> <td>0,000</td> <td>0,452</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)</td> <td>0,000</td> <td>0,532</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Chicoutimi)</td> <td>0,000</td> <td>0,016</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.5.2.1.2 Taux unitaires au volume injecté</p> <p>Pour chaque m³ de volume injecté, le taux unitaire est de 0,178 ¢/m³.</p>	Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)	Saint-Hyacinthe	0,329	0,382	Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898	ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275	CTBM	1,027	2,338	SÉMECS	0,000	0,452	WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532	WAGA (Chicoutimi)	0,000	0,016	Ces modifications ont initialement été incluses aux CST en date du 5 déc. 2023, mais ont été modifiées par la suite.
Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)																																																		
Saint-Hyacinthe	0,329	0,382																																																		
Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898																																																		
ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275																																																		
CTBM	1,027	2,338																																																		
SÉMECS	0,000	0,452																																																		
WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532																																																		
WAGA (Chicoutimi)	0,000	0,016																																																		
Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)																																																		
Saint-Hyacinthe	0,329	0,382																																																		
Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898																																																		
ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275																																																		
CTBM	1,027	2,338																																																		
SÉMECS	0,000	0,452																																																		
WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532																																																		
WAGA (Chicoutimi)	0,000	0,016																																																		

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} AVRIL 2024																								
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires																				
		<p>14.5.2.2 Taux aux points de livraison pour le client qui injecte</p> <p>14.5.2.2.1 Taux unitaires pour les volumes livrés en territoire</p> <p>Pour chaque m³ de volume livré en territoire, les taux unitaires applicables sont les suivants, selon la zone de consommation :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Zone de consommation</th> <th>Taux (¢/m³)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Estrie</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Montérégie</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Bécancour</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Saguenay</td> <td>0,000</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.5.2.2.2 Taux unitaires pour les volumes livrés hors territoire</p> <p>Pour chaque m³ de volume livré hors territoire, le taux unitaire applicable est de 0,700 ¢/m³.</p>	Zone de consommation	Taux (¢/m ³)	Estrie	0,000	Montérégie	0,000	Bécancour	0,000	Saguenay	0,000	<p>14.5.2.2 Taux aux points de livraison pour le client qui injecte</p> <p>14.5.2.2.1 Taux unitaires pour les volumes livrés en territoire</p> <p>Pour chaque m³ de volume livré en territoire, les taux unitaires applicables sont les suivants, selon la zone de consommation :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Zone de consommation</th> <th>Taux (¢/m³)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Estrie</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Montérégie</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Bécancour</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Saguenay</td> <td>0,000</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.5.2.2.2 Taux unitaires pour les volumes livrés hors territoire</p> <p>Pour chaque m³ de volume livré hors territoire, le taux unitaire applicable est de 0,700 ¢/m³.</p>	Zone de consommation	Taux (¢/m ³)	Estrie	0,000	Montérégie	0,000	Bécancour	0,000	Saguenay	0,000	Ces modifications ont initialement été incluses aux CST en date du 5 déc. 2023 mais ont été modifiées par la suite.
Zone de consommation	Taux (¢/m ³)																							
Estrie	0,000																							
Montérégie	0,000																							
Bécancour	0,000																							
Saguenay	0,000																							
Zone de consommation	Taux (¢/m ³)																							
Estrie	0,000																							
Montérégie	0,000																							
Bécancour	0,000																							
Saguenay	0,000																							
2024-01-01	R-4213-2022, phase 2 D-2023-127, paragr. 459	R-4213-2022, pièce B-0156, page 18 15.1.2.1 Prix du SPEDE Pour chaque m ³ de volume retiré de gaz naturel traditionnel, le prix du SPEDE, en date du 1 ^{er} décembre 2022 ²⁰²⁴ , est de ###6,713 ¢/m ³ . Ce prix peut être ajusté trimestriellement ^{mensuellement} pour refléter le coût réel d'acquisition. »	15.1.2.1 Prix du SPEDE Pour chaque m ³ de volume retiré de gaz naturel traditionnel, le prix du SPEDE, en date du 1 ^{er} janvier 2024, est de 6,958 ¢/m ³ . Ce prix peut être ajusté trimestriellement pour refléter le coût réel d'acquisition.	Ces modifications, en date du 1 ^{er} janvier 2024, se trouvent à la page 68 des CST, à la pièce B-0225, Énergir-S, Document 4.																				
2024-02-01	R-4213-2022, prix du transport et de l'équilibrage Correspondance d'Énergir du 26 janvier 2024 et autorisation de la Régie du 30 janvier 2024	Correspondance d'Énergir du 26 janvier 2024 12.1.2.1.1 Prix de base du transport Pour chaque m ³ de volume retiré, le prix de base du transport, en date du 1 ^{er} février 2024, est de 3,087 ¢/m ³ .	12.1.2.1.1 Prix de base du transport Pour chaque m ³ de volume retiré, le prix de base du transport, en date du 1 ^{er} février 2024, est de 3,087 ¢/m ³ .	Dans sa correspondance du 26 janvier 2024, Énergir dépose une page de tarif modifiée (non annotée). La Régie autorise les modifications proposées dans sa lettre du 30 janvier 2024. Ces modifications, en date du 1 ^{er} février 2024, se trouvent à la page 47 des CST, à la pièce																				

CST EN VIGUEUR AU 1^{ER} AVRIL 2024

Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires																																																																									
				B-0225, Énergir-S, Document 4.																																																																									
2023-12-05 2023-12-15 et 2024-02-06 rétroactivement	R-4213-2022, phase 2 D-2024-026, paragr. 23	<p>R-4213-2022, pièce B-0414, pages 4 et 5</p> <p>14.5.2.1 Taux aux points de réception</p> <p>14.5.2.1.1 Obligation minimale quotidienne</p> <p>Pour chaque m³ de capacité maximale contractuelle (CMC), les taux unitaires applicables sont les suivants, selon le point de réception :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Point de réception</th> <th>Taux – Volet Investissements (¢/m³/jour)</th> <th>Taux – Volet Distribution (¢/m³/jour)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Saint-Hyacinthe</td> <td>0,329</td> <td>0,382</td> </tr> <tr> <td>Coop Agri-Énergie Warwick</td> <td>0,000</td> <td>0,898</td> </tr> <tr> <td>ADM Agri-Industries Company</td> <td>0,401</td> <td>1,275</td> </tr> <tr> <td>CTBM</td> <td>1,027</td> <td>2,338</td> </tr> <tr> <td>SÉMECS</td> <td>0,000</td> <td>0,452</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)</td> <td>0,000</td> <td>0,532</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Chicoutimi)</td> <td>0,000</td> <td>5,850</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.5.2.1.2 Taux unitaires au volume injecté</p> <p>Pour chaque m³ de volume injecté, le taux unitaire est de 0,178 ¢/m³.</p> <p>14.5.2.2 Taux aux points de livraison pour le client qui injecte</p> <p>14.5.2.2.1 Taux unitaires pour les volumes livrés en territoire</p> <p>Pour chaque m³ de volume livré en territoire, les taux unitaires applicables sont les suivants, selon la zone de consommation :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Zone de consommation</th> <th>Taux (¢/m³)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Etrie</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Montérégie</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Bécancour</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Saguenay</td> <td>0,000</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.5.2.2.2 Taux unitaires pour les volumes livrés hors territoire</p> <p>Pour chaque m³ de volume livré hors territoire, le taux unitaire applicable est de 0,700 ¢/m³.</p>	Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)	Saint-Hyacinthe	0,329	0,382	Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898	ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275	CTBM	1,027	2,338	SÉMECS	0,000	0,452	WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532	WAGA (Chicoutimi)	0,000	5,850	Zone de consommation	Taux (¢/m ³)	Etrie	0,000	Montérégie	0,000	Bécancour	0,000	Saguenay	0,000	<p>14.5.2.1.1 Obligation minimale quotidienne</p> <p>Pour chaque m³ de capacité maximale contractuelle (CMC), les taux unitaires applicables sont les suivants, selon le point de réception :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Point de réception</th> <th>Taux – Volet Investissements (¢/m³/jour)</th> <th>Taux – Volet Distribution (¢/m³/jour)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ADM Agri-Industries Company</td> <td>0,401</td> <td>1,275</td> </tr> <tr> <td>Coop Agri-Énergie Warwick</td> <td>0,000</td> <td>0,898</td> </tr> <tr> <td>CTBM (taux révisé, applicable le 15 déc. 2023)</td> <td>12,781</td> <td>3,331</td> </tr> <tr> <td>Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)</td> <td>6,443</td> <td>1,032</td> </tr> <tr> <td>Saint-Hyacinthe</td> <td>0,329</td> <td>0,382</td> </tr> <tr> <td>SÉMECS</td> <td>0,000</td> <td>0,452</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)</td> <td>0,000</td> <td>0,532</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)</td> <td>0,000</td> <td>5,850</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.5.2.1.2 Taux unitaires au volume injecté</p> <p>Pour chaque m³ de volume injecté, le taux unitaire est de 0,178 ¢/m³.</p> <p>14.5.2.2 Taux aux points de livraison pour le client qui injecte</p> <p>14.5.2.2.1 Taux unitaires pour les volumes livrés en territoire</p> <p>Pour chaque m³ de volume livré en territoire, les taux unitaires applicables sont les suivants, selon la zone de consommation :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Zone de consommation</th> <th>Taux (¢/m³)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Bécancour</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Etrie</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Montérégie</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Québec</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Saguenay</td> <td>0,000</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.5.2.2.2 Taux unitaires pour les volumes livrés hors territoire</p> <p>Pour chaque m³ de volume livré hors territoire, le taux unitaire applicable est de 0,700 ¢/m³.</p>	Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)	ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275	Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898	CTBM (taux révisé, applicable le 15 déc. 2023)	12,781	3,331	Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)	6,443	1,032	Saint-Hyacinthe	0,329	0,382	SÉMECS	0,000	0,452	WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532	WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)	0,000	5,850	Zone de consommation	Taux (¢/m ³)	Bécancour	0,000	Etrie	0,000	Montérégie	0,000	Québec	0,000	Saguenay	0,000	<p>Ces modifications ont initialement été incluses aux CST en date du 19 mars 2023, mais ont été modifiées par la suite.</p> <p>Dans le texte final, Énergir a mis en ordre alphabétique les points de réception.</p> <p>Ces modifications, en date du 19 mars 2024, se trouvent à la page 66 des CST, à la pièce B-0225, Énergir-S, Document 4.</p> <p>Dans le texte final, Énergir a mis en ordre alphabétique les zones de consommation.</p>
Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)																																																																											
Saint-Hyacinthe	0,329	0,382																																																																											
Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898																																																																											
ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275																																																																											
CTBM	1,027	2,338																																																																											
SÉMECS	0,000	0,452																																																																											
WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532																																																																											
WAGA (Chicoutimi)	0,000	5,850																																																																											
Zone de consommation	Taux (¢/m ³)																																																																												
Etrie	0,000																																																																												
Montérégie	0,000																																																																												
Bécancour	0,000																																																																												
Saguenay	0,000																																																																												
Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)																																																																											
ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275																																																																											
Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898																																																																											
CTBM (taux révisé, applicable le 15 déc. 2023)	12,781	3,331																																																																											
Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)	6,443	1,032																																																																											
Saint-Hyacinthe	0,329	0,382																																																																											
SÉMECS	0,000	0,452																																																																											
WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532																																																																											
WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)	0,000	5,850																																																																											
Zone de consommation	Taux (¢/m ³)																																																																												
Bécancour	0,000																																																																												
Etrie	0,000																																																																												
Montérégie	0,000																																																																												
Québec	0,000																																																																												
Saguenay	0,000																																																																												

CST EN VIGUEUR AU 1^{ER} AVRIL 2024

Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires																																																						
		<p>R-4213-2022, pièce B-0422, pages 7 et 8</p> <p>14.5.2.1 Taux aux points de réception</p> <p>14.5.2.1.1 Obligation minimale quotidienne</p> <p>Pour chaque m³ de capacité maximale contractuelle (CMC), les taux unitaires applicables sont les suivants selon le point de réception :</p> <table border="1" data-bbox="711 606 1563 919"> <thead> <tr> <th>Point de réception</th> <th>Taux – Volet Investissements (¢/m³/jour)</th> <th>Taux – Volet Distribution (¢/m³/jour)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Saint-Hyacinthe</td> <td>0,329</td> <td>0,382</td> </tr> <tr> <td>Coop Agri-Énergie Warwick</td> <td>0,000</td> <td>0,898</td> </tr> <tr> <td>ADM Agri-Industries Company</td> <td>0,401</td> <td>1,275</td> </tr> <tr> <td>CTBM</td> <td>12,781</td> <td>3,331</td> </tr> <tr> <td>SÉMECS</td> <td>0,000</td> <td>0,452</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)</td> <td>0,000</td> <td>0,532</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Chicoutimi)</td> <td>0,000</td> <td>0,016</td> </tr> <tr> <td>Ville de Québec</td> <td>6,443</td> <td>1,032</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.5.2.1.2 Taux unitaires au volume injecté</p> <p>Pour chaque m³ de volume injecté, le taux unitaire est de 0,178 ¢/m³.</p>	Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)	Saint-Hyacinthe	0,329	0,382	Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898	ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275	CTBM	12,781	3,331	SÉMECS	0,000	0,452	WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532	WAGA (Chicoutimi)	0,000	0,016	Ville de Québec	6,443	1,032	<p>14.5.2.1.1 Obligation minimale quotidienne</p> <p>Pour chaque m³ de capacité maximale contractuelle (CMC), les taux unitaires applicables sont les suivants, selon le point de réception :</p> <table border="1" data-bbox="1690 510 2613 812"> <thead> <tr> <th>Point de réception</th> <th>Taux – Volet Investissements (¢/m³/jour)</th> <th>Taux – Volet Distribution (¢/m³/jour)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ADM Agri-Industries Company</td> <td>0,401</td> <td>1,275</td> </tr> <tr> <td>Coop Agri-Énergie Warwick</td> <td>0,000</td> <td>0,898</td> </tr> <tr> <td>CTBM (taux révisé, applicable le 15 déc. 2023)</td> <td>12,781</td> <td>3,331</td> </tr> <tr> <td>Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)</td> <td>6,443</td> <td>1,032</td> </tr> <tr> <td>Saint-Hyacinthe</td> <td>0,329</td> <td>0,382</td> </tr> <tr> <td>SÉMECS</td> <td>0,000</td> <td>0,452</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)</td> <td>0,000</td> <td>0,532</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)</td> <td>0,000</td> <td>5,850</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.5.2.1.2 Taux unitaires au volume injecté</p> <p>Pour chaque m³ de volume injecté, le taux unitaire est de 0,178 ¢/m³.</p>	Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)	ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275	Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898	CTBM (taux révisé, applicable le 15 déc. 2023)	12,781	3,331	Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)	6,443	1,032	Saint-Hyacinthe	0,329	0,382	SÉMECS	0,000	0,452	WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532	WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)	0,000	5,850	<p>Ces modifications ont initialement été incluses aux CST en date du 19 mars 2023, mais ont été modifiées par la suite.</p> <p>Dans le texte final, Énergir a mis en ordre alphabétique les points de réception.</p>
Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)																																																								
Saint-Hyacinthe	0,329	0,382																																																								
Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898																																																								
ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275																																																								
CTBM	12,781	3,331																																																								
SÉMECS	0,000	0,452																																																								
WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532																																																								
WAGA (Chicoutimi)	0,000	0,016																																																								
Ville de Québec	6,443	1,032																																																								
Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)																																																								
ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275																																																								
Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898																																																								
CTBM (taux révisé, applicable le 15 déc. 2023)	12,781	3,331																																																								
Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)	6,443	1,032																																																								
Saint-Hyacinthe	0,329	0,382																																																								
SÉMECS	0,000	0,452																																																								
WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532																																																								
WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)	0,000	5,850																																																								
		<p>14.5.2.2 Taux aux points de livraison pour le client qui injecte</p> <p>14.5.2.2.1 Taux unitaires pour les volumes livrés en territoire</p> <p>Pour chaque m³ de volume livré en territoire, les taux unitaires applicables sont les suivants, selon la zone de consommation :</p> <table border="1" data-bbox="860 1183 1296 1405"> <thead> <tr> <th>Zone de consommation</th> <th>Taux (¢/m³)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Etrie</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Montérégie</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Bécancour</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Saguenay</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Québec</td> <td>0,000</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.5.2.2.2 Taux unitaires pour les volumes livrés hors territoire</p> <p>Pour chaque m³ de volume livré hors territoire, le taux unitaire applicable est de 0,700 ¢/m³.</p>	Zone de consommation	Taux (¢/m ³)	Etrie	0,000	Montérégie	0,000	Bécancour	0,000	Saguenay	0,000	Québec	0,000	<p>14.5.2.2 Taux aux points de livraison pour le client qui injecte</p> <p>14.5.2.2.1 Taux unitaires pour les volumes livrés en territoire</p> <p>Pour chaque m³ de volume livré en territoire, les taux unitaires applicables sont les suivants, selon la zone de consommation :</p> <table border="1" data-bbox="1917 1227 2418 1495"> <thead> <tr> <th>Zone de consommation</th> <th>Taux (¢/m³)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Bécancour</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Etrie</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Montérégie</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Québec</td> <td>0,000</td> </tr> <tr> <td>Saguenay</td> <td>0,000</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.5.2.2.2 Taux unitaires pour les volumes livrés hors territoire</p> <p>Pour chaque m³ de volume livré hors territoire, le taux unitaire applicable est de 0,700 ¢/m³.</p>	Zone de consommation	Taux (¢/m ³)	Bécancour	0,000	Etrie	0,000	Montérégie	0,000	Québec	0,000	Saguenay	0,000	<p>Ces modifications, en date du 19 mars 2024, se trouvent à la page 66 des CST, à la pièce B-0225, Énergir-S, Document 4.</p> <p>Dans le texte final, Énergir a mis en ordre alphabétique les zones de consommation.</p>																														
Zone de consommation	Taux (¢/m ³)																																																									
Etrie	0,000																																																									
Montérégie	0,000																																																									
Bécancour	0,000																																																									
Saguenay	0,000																																																									
Québec	0,000																																																									
Zone de consommation	Taux (¢/m ³)																																																									
Bécancour	0,000																																																									
Etrie	0,000																																																									
Montérégie	0,000																																																									
Québec	0,000																																																									
Saguenay	0,000																																																									

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} AVRIL 2024				
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires
2024-03-21	R-4008-2017 D-2024-028, paragr. 599	R-4008-2017, pièce B-0897, page 21 « 10.2 FOURNITURE COMBINÉE DES SERVICES DU CLIENT ET DES SERVICES DU DISTRIBUTEUR [...] <u>3° utiliser à la fois le service de transport du distributeur pour la portion gaz naturel traditionnel de sa consommation et fournir son propre service de transport pour la portion gaz naturel de source renouvelable.</u> »	10.2 FOURNITURE COMBINÉE DES SERVICES DU CLIENT ET DES SERVICES DU DISTRIBUTEUR [...] 3. Utiliser à la fois le service de transport du distributeur pour la portion gaz naturel traditionnel de sa consommation et fournir son propre service de transport pour la portion gaz naturel de source renouvelable.	Ces modifications, en date du 21 mars 2024, se trouvent à la page 36 des CST, à la pièce B-0225, Énergir-S, Document 4.
		R-4008-2017, pièce B-0897, page 22 « 11.2.3.3.1 Déséquilibre volumétriques quotidiens [...] Exceptionnellement, lorsque le client utilise pour un même point de mesurage le service de fourniture de gaz naturel du distributeur et du gaz naturel de source renouvelable produit en franchise ou lorsque le client utilise uniquement du gaz naturel de source renouvelable produit en franchise, l'excédent de livraison <u>associé à l'achat de ce gaz naturel de source renouvelable</u> est acheté par le distributeur et le déficit de livraison est vendu au client, au prix de fourniture et de transport de gaz naturel du distributeur.	11.2.3.3.1 Déséquilibre volumétriques quotidiens [...] Exceptionnellement, lorsque le client utilise du gaz naturel de source renouvelable produit en franchise, l'excédent de livraison associé à l'achat de ce gaz naturel de source renouvelable est acheté par le distributeur et le déficit de livraison est vendu au client, au prix de fourniture et de transport de gaz naturel du distributeur.	Ces modifications, en date du 21 mars 2024, se trouvent à la page 42 des CST, à la pièce B-0225, Énergir-S, Document 4.
		R-4008-2017, pièce B-0897, page 22 11.2.3.3.2 Déséquilibres volumétrique de la période contractuelle [...] Exceptionnellement, lorsque le client utilise pour un même point de mesurage le service de fourniture de gaz naturel du distributeur et du gaz naturel de source renouvelable produit en franchise ou lorsque le client utilise uniquement du gaz naturel de source renouvelable produit en franchise, l'excédent de livraison ou le déficit de livraison <u>associé à l'achat de ce gaz naturel de source renouvelable</u> sera exempté des règles relatives aux déséquilibres volumétriques de la période contractuelle prévues au présent article. »	11.2.3.3.2 Déséquilibres volumétrique de la période contractuelle [...] Exceptionnellement, lorsque le client utilise du gaz naturel de source renouvelable produit en franchise, l'excédent de livraison ou le déficit de livraison associé à l'achat de ce gaz naturel de source renouvelable sera exempté des règles relatives aux déséquilibres volumétriques de la période contractuelle prévues au présent article.	Ces modifications, en date du 21 mars 2024, se trouvent à la page 43 des CST, à la pièce B-0225, Énergir-S, Document 4.

CST EN VIGUEUR AU 1^{ER} AVRIL 2024

Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires																																																									
2024-03-28 rétroactivement pour CTBM	R-4257-2024 D-2024-084, p. 10	<p>R-4257-2024, pièce B-0149, page 7</p> <p>14.5.2.1 Taux aux points de réception</p> <p>14.5.2.1.1 Obligation minimale quotidienne</p> <p>Pour chaque m³ de capacité maximale contractuelle (CMC), les taux unitaires applicables sont les suivants, selon le point de réception :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Point de réception</th> <th>Taux – Volet Investissements (¢/m³/jour)</th> <th>Taux – Volet Distribution (¢/m³/jour)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ADM Agri-Industries Company</td> <td>0,401</td> <td>1,275</td> </tr> <tr> <td>Coop Agri-Énergie Warwick</td> <td>0,000</td> <td>0,898</td> </tr> <tr> <td>CTBM (taux révisé, applicable le 28 mars 2024)</td> <td>5,116</td> <td>2,984</td> </tr> <tr> <td>Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)</td> <td>6,443</td> <td>1,032</td> </tr> <tr> <td>Saint-Hyacinthe</td> <td>0,329</td> <td>0,382</td> </tr> <tr> <td>SÉMECS</td> <td>0,000</td> <td>0,452</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)</td> <td>0,000</td> <td>0,532</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)</td> <td>0,000</td> <td>5,850</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Cowansville) (applicable le 3 juillet 2024)</td> <td>0,000</td> <td>4,687</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.5.2.1.2 Taux unitaires au volume injecté</p> <p>Pour chaque m³ de volume injecté, le taux unitaire est de 0,178 ¢/m³.</p>	Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)	ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275	Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898	CTBM (taux révisé, applicable le 28 mars 2024)	5,116	2,984	Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)	6,443	1,032	Saint-Hyacinthe	0,329	0,382	SÉMECS	0,000	0,452	WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532	WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)	0,000	5,850	WAGA (Cowansville) (applicable le 3 juillet 2024)	0,000	4,687	<p>14.5.2.1 Taux aux points de réception</p> <p>14.5.2.1.1 Obligation minimale quotidienne</p> <p>Pour chaque m³ de capacité maximale contractuelle (CMC), les taux unitaires applicables sont les suivants, selon le point de réception :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Point de réception</th> <th>Taux – Volet Investissements (¢/m³/jour)</th> <th>Taux – Volet Distribution (¢/m³/jour)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ADM Agri-Industries Company</td> <td>0,401</td> <td>1,275</td> </tr> <tr> <td>Coop Agri-Énergie Warwick</td> <td>0,000</td> <td>0,898</td> </tr> <tr> <td>* CTBM (taux révisé, applicable le 28 mars 2024)</td> <td>5,116</td> <td>2,984</td> </tr> <tr> <td>Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)</td> <td>6,443</td> <td>1,032</td> </tr> <tr> <td>Saint-Hyacinthe</td> <td>0,329</td> <td>0,382</td> </tr> <tr> <td>SÉMECS</td> <td>0,000</td> <td>0,452</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)</td> <td>0,000</td> <td>0,532</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)</td> <td>0,000</td> <td>5,850</td> </tr> </tbody> </table> <p>* Dans sa lettre du 23 avril 2025 (pièce A-0019 du dossier R-4253-2024), la Régie demande de tenir compte de la révision rétroactive au 28 mars 2024 du tarif de réception CTBM fixé par la décision D-2024-084.</p>	Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)	ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275	Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898	* CTBM (taux révisé, applicable le 28 mars 2024)	5,116	2,984	Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)	6,443	1,032	Saint-Hyacinthe	0,329	0,382	SÉMECS	0,000	0,452	WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532	WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)	0,000	5,850	<p>Ces modifications, en date du 28 mars 2024, se trouvent à la page 65 des CST, à la pièce B-0225, Énergir-S, Document 4.</p> <p>Une note a été ajoutée sous le tableau pour refléter l'ajout de la modification des taux de CTBM rétroactive à la suite de la décision D-2024-084.</p>
Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)																																																											
ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275																																																											
Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898																																																											
CTBM (taux révisé, applicable le 28 mars 2024)	5,116	2,984																																																											
Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)	6,443	1,032																																																											
Saint-Hyacinthe	0,329	0,382																																																											
SÉMECS	0,000	0,452																																																											
WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532																																																											
WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)	0,000	5,850																																																											
WAGA (Cowansville) (applicable le 3 juillet 2024)	0,000	4,687																																																											
Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)																																																											
ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275																																																											
Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898																																																											
* CTBM (taux révisé, applicable le 28 mars 2024)	5,116	2,984																																																											
Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)	6,443	1,032																																																											
Saint-Hyacinthe	0,329	0,382																																																											
SÉMECS	0,000	0,452																																																											
WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532																																																											
WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)	0,000	5,850																																																											

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} OCTOBRE 2024																																																																
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires																																																												
2024-07-03 rétroactivement pour WAGA	R-4257-2024 D-2024-084, p. 10	<p>R-4257-2024, pièce B-0149, page 7</p> <p>14.5.2.1 Taux aux points de réception</p> <p>14.5.2.1.1 Obligation minimale quotidienne</p> <p>Pour chaque m³ de capacité maximale contractuelle (CMC), les taux unitaires applicables sont les suivants, selon le point de réception :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Point de réception</th> <th>Taux – Volet Investissements (¢/m³/jour)</th> <th>Taux – Volet Distribution (¢/m³/jour)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ADM Agri-Industries Company</td> <td>0,401</td> <td>1,275</td> </tr> <tr> <td>Coop Agri-Énergie Warwick</td> <td>0,000</td> <td>0,898</td> </tr> <tr> <td>CTBM (taux révisé, applicable le 28 mars 2024)</td> <td>5,116</td> <td>2,984</td> </tr> <tr> <td>Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)</td> <td>6,443</td> <td>1,032</td> </tr> <tr> <td>Saint-Hyacinthe</td> <td>0,329</td> <td>0,382</td> </tr> <tr> <td>SÉMECS</td> <td>0,000</td> <td>0,452</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)</td> <td>0,000</td> <td>0,532</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)</td> <td>0,000</td> <td>5,850</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Cowansville) (applicable le 3 juillet 2024)</td> <td>0,000</td> <td>4,687</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.5.2.1.2 Taux unitaires au volume injecté</p> <p>Pour chaque m³ de volume injecté, le taux unitaire est de 0,178 ¢/m³.</p>	Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)	ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275	Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898	CTBM (taux révisé, applicable le 28 mars 2024)	5,116	2,984	Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)	6,443	1,032	Saint-Hyacinthe	0,329	0,382	SÉMECS	0,000	0,452	WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532	WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)	0,000	5,850	WAGA (Cowansville) (applicable le 3 juillet 2024)	0,000	4,687	<p>14.5.2.1 Taux aux points de réception</p> <p>14.5.2.1.1 Obligation minimale quotidienne</p> <p>Pour chaque m³ de capacité maximale contractuelle (CMC), les taux unitaires applicables sont les suivants, selon le point de réception :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Point de réception</th> <th>Taux – Volet Investissements (¢/m³/jour)</th> <th>Taux – Volet Distribution (¢/m³/jour)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ADM Agri-Industries Company</td> <td>0,401</td> <td>1,275</td> </tr> <tr> <td>Coop Agri-Énergie Warwick</td> <td>0,000</td> <td>0,898</td> </tr> <tr> <td>CTBM (taux révisé, applicable le 28 mars 2024)</td> <td>5,116</td> <td>2,984</td> </tr> <tr> <td>Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)</td> <td>6,443</td> <td>1,032</td> </tr> <tr> <td>Saint-Hyacinthe</td> <td>0,329</td> <td>0,382</td> </tr> <tr> <td>SÉMECS</td> <td>0,000</td> <td>0,452</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)</td> <td>0,000</td> <td>0,532</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)</td> <td>0,000</td> <td>5,850</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Cowansville) (applicable le 3 juillet 2024)</td> <td>0,000</td> <td>4,687</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.5.2.1.2 Taux unitaires au volume injecté</p> <p>Pour chaque m³ de volume injecté, le taux unitaire est de 0,178 ¢/m³.</p>	Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)	ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275	Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898	CTBM (taux révisé, applicable le 28 mars 2024)	5,116	2,984	Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)	6,443	1,032	Saint-Hyacinthe	0,329	0,382	SÉMECS	0,000	0,452	WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532	WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)	0,000	5,850	WAGA (Cowansville) (applicable le 3 juillet 2024)	0,000	4,687	<p>Ces modifications ont initialement été incluses rétroactivement, en date du 3 juillet 2024, lors de la révision du 8 août des CST au 1^{er} déc. 2023 mais ont été modifiées par la suite.</p>
Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)																																																														
ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275																																																														
Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898																																																														
CTBM (taux révisé, applicable le 28 mars 2024)	5,116	2,984																																																														
Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)	6,443	1,032																																																														
Saint-Hyacinthe	0,329	0,382																																																														
SÉMECS	0,000	0,452																																																														
WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532																																																														
WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)	0,000	5,850																																																														
WAGA (Cowansville) (applicable le 3 juillet 2024)	0,000	4,687																																																														
Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)																																																														
ADM Agri-Industries Company	0,401	1,275																																																														
Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	0,898																																																														
CTBM (taux révisé, applicable le 28 mars 2024)	5,116	2,984																																																														
Québec, Ville de (applicable le 6 février 2024)	6,443	1,032																																																														
Saint-Hyacinthe	0,329	0,382																																																														
SÉMECS	0,000	0,452																																																														
WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,532																																																														
WAGA (Chicoutimi) (taux corrigé, applicable le 5 déc. 2023)	0,000	5,850																																																														
WAGA (Cowansville) (applicable le 3 juillet 2024)	0,000	4,687																																																														
2024-07-16	R-4008-2017 D-2024-071, paragr. 26	<p>R-4008-2017, pièce B-0996, page 2</p> <p>« 11.1.3.8 Cessions de volumes de gaz de source renouvelable détenu par le distributeur »</p> <p>Un client qui en fait la demande peut se voir céder pour consommation finale en franchise une quantité disponible de gaz de source renouvelable pour une durée déterminée si la cession n'impacte pas à la hausse le coût moyen d'acquisition du gaz de source renouvelable. »</p>	<p>11.1.3.8 Cessions de volumes de gaz de source renouvelable détenus par le distributeur</p> <p>Énergir peut fournir à un client qui en fait la demande la liste des sites de production pour lesquels elle a une quantité de GSR invendue en inventaire en indiquant les volumes disponibles et leur IC respective.</p> <p>Si le client s'entend avec un producteur inscrit sur cette liste, Énergir pourra accepter de lui céder, pour consommation finale en franchise et pour une durée déterminée, son droit d'acquisition pour une quantité disponible de gaz de source renouvelable avec ce producteur. Cette cession est conditionnelle à ce qu'elle n'impacte pas à la hausse le coût moyen pondéré d'achat projeté du gaz de source renouvelable, et cela pour chaque année de la cession, soit le premier intrant du prix de fourniture indiqué au second alinéa de l'article 11.1.2.1.</p> <p>Les ententes nécessaires pour réaliser cette cession de volumes de gaz de source renouvelable devront tenir la clientèle d'Énergir indemne de tout défaut pouvant survenir en raison de cette cession. Les volumes de gaz de source renouvelable cédés seront traités à titre de volumes d'achat direct prévus à la section 11.2.</p>	<p>La décision D-2024-071 a retenu un texte différent que celui proposé par Énergir</p> <p>Ces modifications ont initialement été incluses en date du 16 juillet 2024 à la révision des CST au 1^{er} déc. 2023 mais ont été modifiées par la suite.</p>																																																												

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} OCTOBRE 2024				
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires
2024-08-22	R-4257-2024 D-2024-091, paragr. 28	R-4257-2024, pièce B-0164, pages 8 et 9 11.1.3.8 CESSIONS DE VOLUMES DE GAZ DE SOURCE RENOUVELABLE DÉTENUS PAR LE DISTRIBUTEUR <i>Énergir peut fournir à un client qui en fait la demande la liste des sites de production pour lesquels elle a une quantité de GSR gaz de source renouvelable invendue en inventaire en indiquant les volumes disponibles et leurs intensité intensité carbone respectives.</i> <i>Si le client s'entend avec un producteur inscrit sur cette liste, Énergir pourra accepter de lui céder, pour consommation finale en franchise et pour une durée déterminée, son droit d'acquisition pour une quantité disponible de gaz de source renouvelable avec ce producteur. Cette cession est conditionnelle à ce qu'elle n'impacte pas à la hausse le coût moyen pondéré d'achat projeté du gaz de source renouvelable, et cela pour chaque année de la cession, soit le premier intrant du prix de fourniture indiqué au second alinéa de l'article 11.1.2.1.</i> <i>Les ententes nécessaires pour réaliser cette cession de volumes de gaz de source renouvelable devront tenir la clientèle d'Énergir indemne de tout défaut pouvant survenir en raison de cette cession. Les volumes de gaz de source renouvelable cédés seront traités à titre de volumes d'achat direct prévus à la section 11.2.</i> 11.1.3.8 11.1.3.9 QUALITÉ DE GAZ NATUREL <i>La moyenne mensuelle du pouvoir calorifique supérieur du gaz naturel livré doit être au moins de 36,00 MJ/m³ sauf si le client et le distributeur conviennent d'une valeur moindre.</i>	11.1.3.8 Cessions de volumes de gaz de source renouvelable détenus par le distributeur Énergir peut fournir à un client qui en fait la demande la liste des sites de production pour lesquels elle a une quantité de gaz de source renouvelable invendue en inventaire en indiquant les volumes disponibles et leur intensité carbone respective. Si le client s'entend avec un producteur inscrit sur cette liste, Énergir pourra accepter de lui céder, pour consommation finale en franchise et pour une durée déterminée, son droit d'acquisition pour une quantité disponible de gaz de source renouvelable avec ce producteur. Cette cession est conditionnelle à ce qu'elle n'impacte pas à la hausse le coût moyen pondéré d'achat projeté du gaz de source renouvelable, et cela pour chaque année de la cession, soit le premier intrant du prix de fourniture indiqué au second alinéa de l'article 11.1.2.1. Les ententes nécessaires pour réaliser cette cession de volumes de gaz de source renouvelable devront tenir la clientèle d'Énergir indemne de tout défaut pouvant survenir en raison de cette cession. Les volumes de gaz de source renouvelable cédés seront traités à titre de volumes d'achat direct prévus à la section 11.2. 11.1.3.9 Qualité de gaz naturel La moyenne mensuelle du pouvoir calorifique supérieur du gaz naturel livré doit être au moins de 36,00 MJ/m ³ sauf si le client et le distributeur conviennent d'une valeur moindre.	Ces modifications ont initialement été incluses en date du 22 août 2024 à la révision des CST au 1 ^{er} décembre 2023. Ces modifications se trouvent à la page 40 des CST, à la pièce B-0227, Énergir-S, Document 6.
2024-09-01	R-4257-2024 D-2024-091, paragr. 30	R-4257-2024, pièce B-0016, page 8 14.4.6 INTERRUPTIONS [...] 4.— Le service de gaz naturel doit être interrompu au moins un jour complet par année sauf pour le service de « gaz d'appoint concurrence »; 5. 4. Chaque année, le distributeur doit transmettre à tous ses clients interruptibles une copie de sa politique d'interruption ; une copie de cette politique est aussi disponible à tout autre client qui en fait la demande; 6. 5. En cas de défaut par le client de respecter l'avis d'interruption émis par le distributeur, ce dernier pourra procéder à une interruption à l'adresse de service sans qu'il ne lui soit nécessaire d'en aviser plus amplement le client.	14.4.6 INTERRUPTIONS [...] 4. Chaque année, le distributeur doit transmettre à tous ses clients interruptibles une copie de sa politique d'interruption; une copie de cette politique est aussi disponible à tout autre client qui en fait la demande. 5. En cas de défaut par le client de respecter l'avis d'interruption émis par le distributeur, ce dernier pourra procéder à une interruption à l'adresse de service sans qu'il ne lui soit nécessaire d'en aviser plus amplement le client.	Ces modifications ont initialement été incluses en date du 1 ^{er} sept. 2024 à la révision des CST au 1 ^{er} déc. 2023. Ces modifications se trouvent à la page 64 des CST, à la pièce B-0227, Énergir-S, Document 6.

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} OCTOBRE 2024				
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires
2024-10-01	R-3867-2013 D-2024-022, paragr. 51 et 54	<p>R-3867-2013, pièce B-0756, pages 10 et 11</p> <p>13.1.5.2 Facturation du revenu déficitaire</p> <p><i>Si, à la fin d'une année tarifaire contractuelle, le volume consommé par le client a été inférieur à celui de l'année tarifaire contractuelle précédente multiplié par 75 % et que le client s'est vu facturer en transport et en équilibrage un montant inférieur à son OMA, le montant déficitaire lui sera facturé.</i></p> <p><i>Nonobstant ce qui précède, le seul critère considéré dans la détermination du montant déficitaire pour un nouveau client et pour un client dont le volume projeté augmente en cours de contrat est la comparaison entre le montant facturé en transport et en équilibrage et le montant de l'OMA.</i></p> <p><i>Dans le cas d'un nouveau client dont la consommation débute :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>au plus tard le dernier jour du mois de février, il sera assujéti à l'OMA lors de l'année tarifaire en cours. Dans ce cas, le volume utilisé aux fins de calcul du montant déficitaire est déterminé ainsi :</i> $\text{Montant facturé} * \frac{\text{Nombre de jours de l'année tarifaire}}{\text{Nombre de jours entre le début de la consommation et la fin de l'année tarifaire}}$ <ul style="list-style-type: none"> <i>après le dernier jour du mois de février, il sera assujéti à l'OMA lors de l'année tarifaire suivante.</i> <p><i>Dans le cas d'un client au tarif D_s, le revenu d'équilibrage à considérer dans la détermination du montant déficitaire est obtenu en multipliant le taux d'équilibrage calculé à partir des paramètres A et P non modifiés par le volume consommé par le client.</i></p> <p>13.1.5.3 Révision de l'OMA à la suite de l'implantation d'une mesure d'efficacité énergétique</p> <p><i>Nonobstant ce qui précède, lorsqu'un client participe à un programme d'efficacité énergétique encadré par le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), des ajustements sont effectués afin de prendre en compte la baisse marginale quotidienne reconnue par le programme pour l'année tarifaire en cours au moment de l'implantation et l'année tarifaire subséquente.</i></p> <p><i>Le client qui désire bénéficier de ces baisses doit en aviser le distributeur au plus tard un an après la date de paiement de l'aide financière.</i></p> <p><i>Pour l'année tarifaire de l'implantation</i></p> <p><i>Pour les fins du calcul de la demande de capacité de pointe telle que définie à l'article 13.1.5 :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>Pour les clients au service de transport du distributeur, la pointe quotidienne prévue de la prochaine année est ajustée en la diminuant de la baisse marginale quotidienne reconnue si la mesure a été implantée au plus tard le dernier jour du mois de février;</i> <i>Pour les clients qui fournissent leur propre service de transport :</i> <ul style="list-style-type: none"> <i>la pointe quotidienne prévue dans la prochaine année est ajustée en la diminuant de la baisse marginale quotidienne reconnue si la mesure a été implantée au plus tard le dernier jour du mois de février,</i> <i>la moyenne quotidienne ou prévue est ajustée en la multipliant par la baisse marginale quotidienne reconnue et par le nombre de jours entre la date d'implantation de la mesure et le 30 septembre;</i> <p><i>Pour les fins de l'application de l'article 13.1.5.2, le volume consommé au cours de l'année tarifaire est établi comme suit :</i></p>	Le texte final, incluant les modifications approuvées par les décisions D-2024-022, D-2024-032 et D-2024-091 se trouvent ci-dessous, aux pages 22 et 23.	Les modifications apportées à la suite des décisions D-2024-022, D-2024-032 et D-2024-091 se trouvent aux pages 50 à 52 des CST, à la pièce B-0227, Énergir-S, Document 6.

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} OCTOBRE 2024				
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires
		<p><u>Volume consommé réel au cours de l'année tarifaire + Baisse marginale quotidienne reconnue *</u> <u>Nombre de jours entre la date d'implantation de la mesure et le 30 septembre)</u></p> <p><u>Pour l'année tarifaire subséquente</u></p> <p><u>Pour les fins du calcul de la demande de capacité de pointe telle que définie à l'article 13.1.5, la pointe quotidienne prévue de l'année précédente est celle calculée lors de l'implantation de la mesure.</u></p> <p><u>Pour les fins de l'application de l'article 13.1.5.2, le volume consommé au cours de l'année tarifaire précédente est établi comme suit :</u></p> <p><u>Volume consommé réel lors de l'année tarifaire précédente – (Baisse marginale quotidienne reconnue * Nombre de jours entre le 1er octobre et la date d'implantation de la mesure)</u></p>		
	R-3867-2013, D-2024-032, paragr. 25 et 26	<p>R-3867-2013, pièce B-0768, pages 10 à 13</p> <p>13.1.5 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)</p> <p><i>Pour tout client avec une demande de capacité de pointe plus grande ou égale à 300 000 m³, la somme des montants facturés en transport et en équilibrage doit être au moins égale à l'OMA applicable pour la même période.</i></p> <p><i>Pour les clients en combinaison tarifaire, l'OMA est appliquée distinctement pour ses deux tarifs de distribution.</i></p> <p>La demande de capacité de pointe est déterminée de la façon suivante :</p> <ul style="list-style-type: none"> <i>Pour les clients au service de transport du distributeur, il s'agit de la plus élevée entre la pointe quotidienne réelle de l'année précédente, la pointe quotidienne prévue de l'année précédente ou la pointe prévue de la prochaine année- :</i> <i>Demande de capacité de pointe = Max (Pointe réelle t – 1; Pointe prévue t – 1; Pointe prévue t)</i> <i>Pour les clients qui fournissent leur service de transport, il s'agit de la plus élevée entre la pointe quotidienne réelle de l'année précédente, la pointe quotidienne prévue de l'année précédente ou la pointe prévue de la prochaine année, à laquelle est soustraite la moyenne quotidienne réelle ou prévue- :</i> <i>Demande de capacité de pointe = Max (Pointe réelle t – 1 – Consommation moyenne réelle t – 1; Pointe prévue t-1 – Consommation moyenne prévue t – 1; Pointe prévue t – Consommation moyenne prévue t)</i> <p><i>La pointe réelle ou prévue de l'année t correspond à la consommation journalière maximale réelle ou prévue du 1^{er} décembre au dernier jour du mois de février de l'année tarifaire t.</i></p> <p>13.1.5.1 Établissement de l'OMA</p> <p><i>Pour un nouveau client, un ajout de charge ou un client qui revient au service de transport du distributeur, pour lequel Énergir a dû contracter des capacités de transport supplémentaires, l'OMA est fixée pour cinq ans et est égale à au prix de transport en vigueur multiplié par la demande de capacité de pointe, multipliée par 365 le nombre de jours du 1^{er} octobre ##### et le 30 septembre ##### et par 75 %.</i></p> <p><i>Pour tout autre client, l'OMA est égale à au prix de transport en vigueur multiplié par la demande de capacité de pointe, multipliée par 365 le nombre de jours du 1^{er} octobre ##### et le 30 septembre ##### et par 75 %- :</i></p>	Le texte final, incluant les modifications approuvées par les décisions D-2024-022, D-2024-032 et D-2024-091 se trouvent ci-dessous, aux pages 22 et 23.	Les modifications apportées à la suite des décisions D-2024-022, D-2024-032 et D-2024-091 se trouvent aux pages 50 à 52 des CST, à la pièce B-0227, Énergir-S, Document 6.

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} OCTOBRE 2024				
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires
		$OMA_t(\$) = (\text{Prix } T_t \times \text{Volume annuel pointe} \times 75 \%)$ <p>Où $\text{Prix } T_t = \text{prix de transport du service d'Énergir à l'année } t;$ $\text{Volume annuel de pointe} =$ $\text{Demande de capacité de pointe} \times \# \text{ jours du } 1^{\text{er}} \text{ octobre #### au } 30 \text{ septembre ####}$</p>		
	R-4257-2024 D-2024-091, paragr. 29	<p>R-4257-2024, pièce B-0164, page 7</p> <p>11.4 FRAIS DE SOCIALIZATION DU GAZ DE SOURCE RENOUVELABLE CONTRIBUTION AU VERDISSEMENT DU RÉSEAU-GAZIER</p> <p>11.4.1 APPLICATION</p> <p>Pour tout client À chaque cycle de facturation d'un compte de contrat dont le pourcentage de consommation de gaz de source renouvelable est inférieur au pourcentage de gaz de source renouvelable imposé par le Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur. En date du xxx, celui-ci est établi à # %.</p> <p>11.4.2 TARIF POUR LES FRAIS DE SOCIALIZATION DU GAZ DE SOURCE RENOUVELABLE DE CONTRIBUTION AU VERDISSEMENT DU RÉSEAU-GAZIER</p> <p>Pour chaque m³ de volume retiré de gaz naturel, les frais de socialisation du gaz de source renouvelable prix de la contribution au verdissement du réseau-gazier, en date du xxx, est de #,### ¢/m³.</p>	<p>11.4 FRAIS DE SOCIALIZATION DU GAZ DE SOURCE RENOUVELABLE</p> <p>11.4.1 APPLICATION</p> <p>À chaque cycle de facturation d'un compte de contrat dont le pourcentage de consommation de gaz de source renouvelable est inférieur au pourcentage de gaz de source renouvelable imposé par le Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur. En date du 1^{er} octobre 2024, celui-ci est établi à 2 %.</p> <p>11.4.2 TARIF POUR LES FRAIS DE SOCIALIZATION DU GAZ DE SOURCE RENOUVELABLE</p> <p>Pour chaque m³ de volume retiré de gaz naturel, les frais de socialisation du gaz de source renouvelable en date du 1^{er} octobre 2024 sont de 0,133 ¢/m³.</p>	Ces modifications se trouvent à la page 45 des CST, à la pièce B-0227, Énergir-S, Document 6.
	R-4257-2024 D-2024-091, paragr. 29	<p>R-4257-2024, pièce B-0164, pages 10 à 12</p> <p>13.1.4 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)</p> <p>13.1.4.1 OMA - Client utilisant le gaz naturel comme source d'énergie d'appoint</p> <p>L'article 13.1.4.1 ne s'applique pas aux clients assujettis au tarif DT ou au tarif biénergie de petite et de moyenne puissance pour le chauffage des espaces d'Hydro-Québec.</p> <p>[...]</p> <p>13.1.4.1.1 Établissement de l'OMA</p> <p>Pour les clients au service de transport du distributeur, le montant de l'OMA est déterminé selon la formule suivante :</p> <p>[...]</p> <p>13.1.4.1.2 Facturation du revenu déficitaire</p> <p>Si, à la fin de l'année tarifaire, le client s'est vu facturer en transport et en équilibrage un montant inférieur à son OMA, le montant déficitaire lui sera facturé.</p> <p>13.1.5 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA) 13.1.4.2 OMA - Grands clients</p> <p>Pour tout client avec une demande de capacité de pointe plus grande ou égale à 300 000 m³, la somme des montants facturés en transport et en équilibrage doit être au moins égale à l'OMA applicable pour la même période.</p> <p>[...]</p> <p>13.1.5.1 13.1.4.2.1 Établissement de l'OMA</p> <p>Pour un nouveau client, un ajout de charge ou un client qui revient au service de transport du distributeur, pour lequel Énergir a dû contracter des capacités de transport supplémentaires, l'OMA est fixée pour cinq ans et est égale au prix de transport en vigueur multiplié par la demande de capacité de pointe, par le nombre de jours du 1^{er} octobre #### et le 30 septembre #### et par 75 %.</p> <p>[...]</p>	<p>13.1.4 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)</p> <p>13.1.4.1 OMA – Client utilisant le gaz naturel comme source d'énergie d'appoint</p> <p>L'article 13.1.4.1 ne s'applique pas aux clients assujettis au tarif DT ou au tarif biénergie de petite et de moyenne puissance pour le chauffage des espaces d'Hydro-Québec.</p> <p>[...]</p> <p>13.1.4.1.1 Établissement de l'OMA</p> <p>Pour les clients au service de transport du distributeur, le montant de l'OMA est déterminé selon la formule suivante :</p> <p>[...]</p> <p>13.1.4.1.2 Facturation du revenu déficitaire</p> <p>Si, à la fin de l'année tarifaire, le client s'est vu facturer en transport et en équilibrage un montant inférieur à son OMA, le montant déficitaire lui sera facturé.</p> <p>13.1.4.2 OMA – Grands clients</p> <p>Pour tout client avec une demande de capacité de pointe plus grande ou égale à 300 000 m³, la somme des montants facturés en transport et en équilibrage doit être au moins égale à l'OMA applicable pour la même période.</p> <p>[...]</p> <p>13.1.4.2.1 Établissement de l'OMA</p> <p>Pour un nouveau client, un ajout de charge ou un client qui revient au service de transport du distributeur, pour lequel Énergir a dû contracter des capacités de transport supplémentaires, l'OMA est fixée pour cinq ans et est égale au prix de transport en vigueur multiplié par la demande de capacité de pointe, par le nombre de jours du 1^{er} octobre 2023 et le 30 septembre 2024 et par 75 %.</p>	Ces modifications apparaissent aux pages 50 à 52 des CST, à la pièce B-0227, Énergir-S, Document 6. Comme illustré au Tableau 1 à la page 9 de la décision D-2024-091, l'article renuméroté 13.1.4.2.2 s'intitulait « Facturation du revenu déficitaire » dans les CST en vigueur. Bien qu'Énergir l'ait

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} OCTOBRE 2024				
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires
		<p>13.1.5.2 13.1.4.2.2 Facturation du volume déficitaire</p> <p>Si, à la fin d'une année tarifaire, le volume consommé par le client a été inférieur à celui de l'année tarifaire précédente multiplié par 75 % et que le client s'est vu facturer en transport et en équilibrage un montant inférieur à son OMA, le montant déficitaire lui sera facturé.</p> <p>[...]</p> <p>13.1.5.3 13.1.4.2.3 Révision de l'OMA à la suite de l'implantation d'une mesure d'efficacité énergétique</p> <p>Nonobstant ce qui précède, lorsqu'un client participe à un programme d'efficacité énergétique encadré par le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), des ajustements sont effectués afin de prendre en compte la baisse marginale quotidienne reconnue par le programme pour l'année tarifaire en cours au moment de l'implantation et l'année tarifaire subséquente.</p> <p>Le client qui désire bénéficier de ces baisses doit en aviser le distributeur au plus tard un an après la date de paiement de l'aide financière.</p> <p><u>Pour l'année tarifaire de l'implantation</u></p> <p>Pour les fins du calcul de la demande de capacité de pointe telle que définie à l'article 13.1.4.25 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Pour les clients au service de transport du distributeur, la pointe quotidienne prévue de la prochaine année est ajustée en la diminuant de la baisse marginale quotidienne reconnue si la mesure a été implantée au plus tard le dernier jour du mois de février;</u> • <u>Pour les clients qui fournissent leur propre service de transport :</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ <u>la pointe quotidienne prévue dans la prochaine année est ajustée en la diminuant de la baisse marginale quotidienne reconnue si la mesure a été implantée au plus tard le dernier jour du mois de février.</u> ○ <u>la moyenne quotidienne ou prévue est ajustée en la multipliant par la baisse marginale quotidienne reconnue et par le nombre de jours entre la date d'implantation de la mesure et le 30 septembre;</u> <p>Pour les fins de l'application de l'article 13.1.5.2, le volume consommé au cours de l'année tarifaire est établi comme suit :</p> $\text{Volume consommé réel au cours de l'année tarifaire} + (\text{Baisse marginale quotidienne reconnue} * \text{Nombre de jours entre la date d'implantation de la mesure et le 30 septembre})$ <p><u>Pour l'année tarifaire subséquente</u></p> <p>Pour les fins du calcul de la demande de capacité de pointe telle que définie à l'article 13.1.4.25, la pointe quotidienne prévue de l'année précédente est celle calculée lors de l'implantation de la mesure.</p> <p>Pour les fins de l'application de l'article 13.1.4.25-2, le volume consommé au cours de l'année tarifaire précédente est établi comme suit :</p> $\text{Volume consommé réel lors de l'année tarifaire précédente} - (\text{Baisse marginale quotidienne reconnue} * \text{Nombre de jours entre le 1er octobre et la date d'implantation de la mesure})$	<p>[...]</p> <p>13.1.4.2.2 Facturation du revenu déficitaire</p> <p>Si, à la fin d'une année tarifaire, le volume consommé par le client a été inférieur à celui de l'année tarifaire précédente multiplié par 75 % et que le client s'est vu facturer en transport et en équilibrage un montant inférieur à son OMA, le montant déficitaire lui sera facturé.</p> <p>[...]</p> <p>13.1.4.2.3 Révision de l'OMA à la suite de l'implantation d'une mesure d'efficacité énergétique</p> <p>Nonobstant ce qui précède, lorsqu'un client participe à un programme d'efficacité énergétique encadré par le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), des ajustements sont effectués afin de prendre en compte la baisse marginale quotidienne reconnue par le programme pour l'année tarifaire en cours au moment de l'implantation et l'année tarifaire subséquente.</p> <p>Le client qui désire bénéficier de ces baisses doit en aviser le distributeur au plus tard un an après la date de paiement de l'aide financière.</p> <p><u>Pour l'année tarifaire de l'implantation</u></p> <p>Pour les fins du calcul de la demande de capacité de pointe telle que définie à l'article 13.1.4.2 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pour les clients au service de transport du distributeur, la pointe quotidienne prévue de la prochaine année est ajustée en la diminuant de la baisse marginale quotidienne reconnue si la mesure a été implantée au plus tard le dernier jour du mois de février; • Pour les clients qui fournissent leur propre service de transport : <ul style="list-style-type: none"> ○ la pointe quotidienne prévue dans la prochaine année est ajustée en la diminuant de la baisse marginale quotidienne reconnue si la mesure a été implantée au plus tard le dernier jour du mois de février, ○ la moyenne quotidienne ou prévue est ajustée en la multipliant par la baisse marginale quotidienne reconnue et par le nombre de jours entre la date d'implantation de la mesure et le 30 septembre; <p>Pour les fins de l'application de l'article 13.1.4.2.2 le volume consommé au cours de l'année tarifaire est établi comme suit :</p> $\text{Volume consommé réel au cours de l'année tarifaire} + (\text{Baisse marginale quotidienne reconnue} * \text{Nombre de jours entre la date d'implantation de la mesure et le 30 septembre})$ <p><u>Pour l'année tarifaire subséquente</u></p> <p>Pour les fins du calcul de la demande de capacité de pointe telle que définie à l'article 13.1.4.2, la pointe quotidienne prévue de l'année précédente est celle calculée lors de l'implantation de la mesure.</p> <p>Pour les fins de l'application de l'article 13.1.4.2.2, le volume consommé au cours de l'année tarifaire précédente est établi comme suit :</p> $\text{Volume consommé réel lors de l'année tarifaire précédente} - (\text{Baisse marginale quotidienne reconnue} * \text{Nombre de jours entre le 1er octobre et la date d'implantation de la mesure})$	<p>intitulé « Facturation du volume déficitaire » dans la pièce B-0164, le mot « volume » n'avait pas été présenté comme une modification.</p> <p>Le Tableau 1 de la décision D-2024-091 ne modifie pas le titre de cet article.</p> <p>Énergir a d'ailleurs toujours utilisé le titre « Facturation du revenu déficitaire » dans les CST publiés depuis, en conformité de la décision D-2024-091.</p>
	R-4257-2024 D-2024-118, paragr. 130	Il n'existe pas de texte annoté des modifications. Dans sa décision D-2024-118, la Régie fixe les taux rétroactivement au 1 ^{er} octobre 2024 selon le tableau 2 de la page 36.	<p>14.5.2.1 Taux aux points de réception</p> <p>14.5.2.1.1 Obligation minimale quotidienne</p> <p>Pour chaque m³ de capacité maximale contractuelle (CMC), les taux unitaires applicables sont les suivants, selon le point de réception :</p>	Ces modifications se trouvent à la page 65 des

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} OCTOBRE 2024																																			
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur		Commentaires																														
			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Point de réception</th> <th>Taux – Volet Investissements (¢/m³/jour)</th> <th>Taux – Volet Distribution (¢/m³/jour)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ADM Agri-Industries Company</td> <td>0,538</td> <td>1,401</td> </tr> <tr> <td>Coop Agri-Énergie Warwick</td> <td>0,000</td> <td>2,005</td> </tr> <tr> <td>CTBM</td> <td>0,443</td> <td>,621</td> </tr> <tr> <td>Québec, Ville de</td> <td>4,814</td> <td>0,722</td> </tr> <tr> <td>Saint-Hyacinthe</td> <td>0,000</td> <td>0,395</td> </tr> <tr> <td>SÉMECS</td> <td>0,000</td> <td>0,511</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)</td> <td>0,000</td> <td>0,588</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Chicoutimi)</td> <td>0,000</td> <td>4,214</td> </tr> <tr> <td>WAGA (Cowansville)</td> <td>0,000</td> <td>2,563</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Note : Le tableau reflète la décision D-2024-118 du 21 novembre 2024 qui fixait les tarifs rétroactivement au 1^{er} octobre 2024.</i></p>	Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)	ADM Agri-Industries Company	0,538	1,401	Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	2,005	CTBM	0,443	,621	Québec, Ville de	4,814	0,722	Saint-Hyacinthe	0,000	0,395	SÉMECS	0,000	0,511	WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,588	WAGA (Chicoutimi)	0,000	4,214	WAGA (Cowansville)	0,000	2,563		CST, à la pièce B-0227, Énergir-S, Document 6, avec une note indiquant la rétroactivité de la décision D-2024-118.
Point de réception	Taux – Volet Investissements (¢/m ³ /jour)	Taux – Volet Distribution (¢/m ³ /jour)																																	
ADM Agri-Industries Company	0,538	1,401																																	
Coop Agri-Énergie Warwick	0,000	2,005																																	
CTBM	0,443	,621																																	
Québec, Ville de	4,814	0,722																																	
Saint-Hyacinthe	0,000	0,395																																	
SÉMECS	0,000	0,511																																	
WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	0,000	0,588																																	
WAGA (Chicoutimi)	0,000	4,214																																	
WAGA (Cowansville)	0,000	2,563																																	

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} DÉCEMBRE 2024				
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires
2024-12-01	R-4257-2024 D-2024-113, paragr. 515	R-4257-2024, pièce B-0091, p. 6 <p>« 14.4.1 Application</p> <p>[...]</p> <p><i>Pour être admissible à ce service, le client doit utiliser le service de transport du distributeur.</i></p> <p><u>Pour toute demande d'adhésion à ce service, le client doit démontrer la capacité de s'interrompre. Les critères liés à la capacité à s'interrompre sont : le recours au gaz d'appoint pour éviter une interruption lors des hivers passés, la possession et le bon fonctionnement d'appareils de redondance utilisant une autre source d'énergie que le gaz naturel, l'existence d'un plan d'action visant l'arrêt ou la réduction des opérations, ainsi que la durée pour laquelle un client peut soutenir une interruption.</u></p> <p><u>Le distributeur avisera le client par écrit de sa décision d'accepter ou non sa demande d'adhésion au tarif D₅.</u></p> <p>[..] »</p>	<p>14.4.1 APPLICATION</p> <p>[...]</p> <p>Pour toute demande d'adhésion à ce service, le client doit démontrer la capacité de s'interrompre. Les critères liés à la capacité à s'interrompre sont : le recours au gaz d'appoint pour éviter une interruption lors des hivers passés, la possession et le bon fonctionnement d'appareils de redondance utilisant une autre source d'énergie que le gaz naturel, l'existence d'un plan d'action visant l'arrêt ou la réduction des opérations, ainsi que la durée pour laquelle un client peut soutenir une interruption.</p> <p>Le distributeur avisera le client par écrit de sa décision d'accepter ou non sa demande d'adhésion au tarif D₅.</p> <p>[...]</p>	Ces modifications se trouvent à la page 61 des CST, à la pièce B-0229, Énergir-S, Document 8.

CST EN VIGUEUR AU 1 ^{ER} DÉCEMBRE 2024				
Entrée en vigueur de la modification	Dossier, décision et paragraphe pertinent	Texte annoté de la modification	Texte final en vigueur	Commentaires
		<p>R-4257-2024, pièce B-0091, page 6.</p> <p>« 14.4.7 Prolongation de contrat</p> <p><i>Le client peut prolonger son contrat d'une année en conservant la même réduction pour la durée du contrat pourvu qu'il le fasse avant l'expiration de son contrat dans le délai minimal suivant :</i></p> <p style="text-align: center;"><u>Durée du contrat en mois - 12</u> 2</p> <p><i>Le délai ne peut excéder 24 mois.</i></p> <p><u>Nonobstant ce qui précède, le client assujéti à l'article 14.4.2.7 ne pourra pas prolonger son contrat, à moins de démontrer sa capacité de s'interrompre selon les critères prévus à l'article 14.4.1 avant la fin de celui-ci. »</u></p>	<p>14.4.7 PROLONGATION DE CONTRAT</p> <p>Le client peut prolonger son contrat d'une année en conservant la même réduction pour la durée du contrat pourvu qu'il le fasse avant l'expiration de son contrat dans le délai minimal suivant :</p> <p style="text-align: center;"><u>Durée du contrat en mois - 12</u> 2</p> <p>Le délai ne peut excéder 24 mois.</p> <p>Nonobstant ce qui précède, le client assujéti à l'article 14.4.2.7 ne pourra pas prolonger son contrat, à moins de démontrer sa capacité de s'interrompre selon les critères prévus à l'article 14.4.1 avant la fin de celui-ci.</p>	<p>Ces modifications se trouvent à la page 64 des CST, à la pièce B-0229, Énergir-S, Document 8.</p>
		<p>R-4257-2024, pièce B-0091, page 7</p> <p>« 14.4.2.7 Clients considérés incapables de s'interrompre</p> <p>Les critères liés à la capacité à s'interrompre sont : le recours au gaz d'appoint pour éviter une interruption lors des hivers passés, la possession et le bon fonctionnement d'appareils de redondance utilisant une autre source d'énergie que le gaz naturel, l'existence d'un plan d'action visant l'arrêt ou la réduction des opérations, une preuve de réservation de gaz d'appoint pour éviter une interruption pour l'hiver à venir, ainsi que la durée pour laquelle un client peut soutenir une interruption.</p> <p>Le distributeur n'enverra aucun avis d'interruption aux clients considérés incapables de s'interrompre au cours de l'année tarifaire <u>selon les critères à l'article 14.4.1.</u></p> <p>[...] »</p>	<p>14.4.2.7 Clients considérés incapables de s'interrompre</p> <p>Le distributeur n'enverra aucun avis d'interruption aux clients considérés incapables de s'interrompre au cours de l'année tarifaire selon les critères prévus à l'article 14.4.1.</p>	<p>Le mot « prévus » a été ajouté comme ordonné par la décision D-2024-113.</p> <p>Ces modifications se trouvent à la page 62 des CST, à la pièce B-0229, Énergir-S, Document 8.</p>
	R-4257-2024 D-2024-118, paragr. 129	<p>R-4257-2024, pièce B-0219</p> <p>13.1.4 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)</p> <p>13.1.4.1 OMA - Client utilisant le gaz naturel comme source d'énergie d'appoint</p> <p>[...]</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pour les client assujettis lors de l'année tarifaire précédente, le distributeur considère la pointe potentielle, telle que définie à l'article 13.1.4.1 <u>13.1.4.1.1</u> et le volume consommé réel pour déterminer l'assujettissement pour l'année tarifaire suivante. <p>[...]</p> <p>13.1.4.2.1 Établissement de l'OMA</p> <p>Pour un nouveau client, un ajout de charge ou un client qui revient au service de transport du distributeur, pour lequel Énergir a dû contracter des capacités de transport supplémentaires, l'OMA est fixée pour cinq ans et est égale au prix de transport en vigueur multiplié par la demande de capacité de pointe, par le nombre de jours du 1^{er} octobre 2023 et le <u>au</u> 30 septembre 2024 et par 75 %.</p> <p>[...]</p>	<p>13.1.4 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)</p> <p>13.1.4.1 OMA - Client utilisant le gaz naturel comme source d'énergie d'appoint</p> <p>[...]</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pour les client assujettis lors de l'année tarifaire précédente, le distributeur considère la pointe potentielle, telle que définie à l'article 13.1.4.1.1 et le volume consommé réel pour déterminer l'assujettissement pour l'année tarifaire suivante. <p>[...]</p> <p>13.1.4.2.1 Établissement de l'OMA</p> <p>Pour un nouveau client, un ajout de charge ou un client qui revient au service de transport du distributeur, pour lequel Énergir a dû contracter des capacités de transport supplémentaires, l'OMA est fixée pour cinq ans et est égale au prix de transport en vigueur multiplié par la demande de capacité de pointe, par le nombre de jours du 1^{er} octobre 2023 au 30 septembre 2024 et par 75 %.</p> <p>[...]</p>	<p>Ces modifications apparaissent aux pages 50 et 51 des CST, à la pièce B-0229, Énergir-S, Document 8.</p>