

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS DE LA FCEI  
RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN  
D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES CONDITIONS DE  
SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR, S.E.C., À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2020**

**DOSSIER R-4151-2021**

---

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT – PRÉVISION DE LA DEMANDE**

**Question 1 :**

**Référence :**

- (i) B-0031, p. 44

**Préambule :**

- (i)

« Dans une moindre mesure, les impacts des variables « Économies d'énergie hors programmes » ont été revus à la baisse à la suite d'une révision méthodologique. »

**Question :**

- 1.1 Veuillez décrire et justifier les modifications effectuées à la méthodologie de prévision des Économies d'énergie hors programme.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ, à la pièce Énergir-T, Document 4.

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT – CONTRATS DE TRANSPORT**

**Question 2 :**

**Références:**

- (i) B-0031, Annexe 7, p. 1
- (ii) B-0031, Annexe 12, p. 2

**Préambule :**

À la référence (i), la FCEI constate qu'Énergir prévoit réduire sa capacité de transport sur le tronçon Dawn-Parkway de  $3\,465\,10^3\text{m}^3$ , dont  $1\,986\,10^3\text{m}^3$  en transport M12 et  $1\,479\,10^3\text{m}^3$  en provenance d'une tierce partie, à partir de novembre 2023. Elle constate également que la capacité Parkway EDA n'est pas réduite de manière équivalente et ne pourra l'être partiellement qu'à partir de novembre 2026 et entièrement à partir de novembre 2031.

La FCEI constate également qu'une capacité de transport Dawn-EDA de  $2\,164\,10^3\text{m}^3$  avec une tierce partie prend fin en novembre 2024.

La référence (ii) révèle que la contribution quotidienne du transport Parkway-Énergir est maintenue à  $13\,777\,10^3\text{m}^3$  sur l'horizon entier du plan d'approvisionnement.

Cette même référence révèle que la contribution de la capacité de transport Dawn-EDA avec une tierce partie est maintenue à  $2\,164\,10^3\text{m}^3$  sur l'horizon entier du plan d'approvisionnement incluant l'hiver 2025.

Finalement, le débit quotidien provenant des sites d'entreposage en franchise d'Intragaz augmente de  $1\,280\,10^3\text{m}^3$  à compter de l'hiver 2023-2024.

**Questions :**

- 2.1 Veuillez justifier la réduction de la capacité de transport Dawn-Parkway de  $3\,465\,10^3\text{m}^3$  à partir de novembre 2023.

**Réponse :**

De façon générale, l'annexe 7 de la pièce B-0031, Énergir-H, Document 1, reflète les dates d'échéance des contrats en vigueur au moment de la production de la Cause tarifaire 2021-2022. Parfois, bien que la date d'échéance se retrouve avant la dernière année du plan d'approvisionnement, Énergir peut prévoir renouveler ces contrats ou les remplacer par des contrats équivalents. Dans ces situations, des outils seraient prévus au plan d'approvisionnement, même s'ils n'étaient pas encore formellement sous contrat.

Cela dit, au moment de la préparation de la Cause tarifaire 2021-2022, la date d'échéance des contrats référencés par la FCEI dans sa question était au 31 mars 2023 plutôt qu'au 31 mars 2022, comme il apparaît dans la pièce déposée. De plus, Énergir a décidé de ne pas

envoyer de préavis à Enbridge Gas avant le 31 mars 2021, ce qui a automatiquement renouvelé le contrat jusqu'au 31 mars 2024.

Énergir désire également rectifier que le contrat avec une tierce partie pour du transport Dawn-Energir EDA qui apparaît à la pièce avec une date d'échéance du 31 octobre 2024 a été prolongé jusqu'au 31 octobre 2026.

Énergir redépose la pièce B-0031, Énergir-H, Document 1, annexe 7, avec les révisions à ces contrats.

- 2.2 Veuillez indiquer comment Énergir compte alimenter la capacité correspondante sur le tronçon Parkway-Énergir à compter de cette date.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.1.

- 2.2.1 Si Énergir ne compte pas alimenter cette capacité (Parkway-Énergir), veuillez indiquer comment elle entend la valoriser à compter de novembre 2023.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.1.

- 2.2.2 Veuillez indiquer si Énergir dispose d'estimation de la valeur de ce transport sur le marché secondaire actuellement et entre 2023 et 2026. Dans l'affirmative, veuillez indiquer à combien Énergir évalue la valeur de ce transport.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.1.

- 2.3 Considérant que le coût du transport M12 ne représente qu'environ 20% du coût total M12+ Parkway-Dawn, veuillez justifier de ne pas maintenir l'utilisation de ce tronçon au moins jusqu'à l'expiration des contrats sur le tronçon Parker-Énergir et démontrer que l'alternative d'approvisionnement envisagée est plus économique.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.1

2.4 Veuillez justifier de ne pas limiter la capacité décontractée à l'augmentation de capacité obtenue auprès d'Intragaz?

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.1

2.5 Veuillez confirmer qu'Énergir prévoit prolonger la capacité de transport Dawn-EDA de 2 164 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> jusqu'au 31 octobre 2025 comme le permettent les modalités contractuelles. Sinon, veuillez justifier d'inscrire un apport au débit quotidien de l'annexe 12 pour cette capacité.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.1

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT – BESOIN DE LA JOURNÉE DE POINTE**

**Question 3 :**

**Références:**

- (i) B-0031, Annexe 9, p. 5
- (ii) <https://mobile.inspq.qc.ca/covid-19/donnees/ligne-du-temps>

**Préambule :**

La référence (i) présente un impact de  $253 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$  sur le besoin de la journée de pointe dû au changement de l'année de référence pour la régression.

La référence (ii) indique que les mesures de confinement dues à la COVID-19 ont débuté le 11 mars et que des restrictions sanitaires importantes se sont succédé dans les jours suivants, dont l'ordre de fermeture de nombreux commerces à partir du 15 mars.

**Questions :**

- 3.1 Veuillez indiquer si Énergir a fait des analyses pour vérifier que l'utilisation de données de l'hiver 2019-2020 pour les fins de l'évaluation du besoin de la journée de pointe n'était pas biaisée par l'impact de la COVID-19 et des mesures sanitaires qui en ont découlé.

**Réponse :**

En révisant la page 5 de l'annexe 9 de la pièce B-0031, Énergir-H, Document 1, Énergir a constaté que les calculs aux lignes 18 et 22 étaient erronés. Bien que cette erreur ne modifie pas le résultat du calcul du besoin de pointe (ligne 80), elle modifie les écarts relatifs à la variation de la pointe par rapport à l'année précédente dans les étapes 2 à 4 du document. Énergir dépose donc une version révisée de l'annexe 9 de la pièce B-0031, Énergir-H, Document 1.

En ce qui a trait au résultat du calcul de la pointe pour 2021-2022, Énergir a effectué deux analyses afin de déterminer que le résultat obtenu était raisonnable.

Dans la première analyse, une comparaison a été effectuée entre les résultats du scénario de base du plan d'approvisionnement de la Cause tarifaire 2020-2021 et ceux de la Cause tarifaire 2021-2022. Les volumes prévus de la prévision de la demande pour le service continu « pur » (le volume affecté par le résultat de la régression) ainsi que les pointes relatives à ce service ont été comparés. Les résultats sont les suivants :

	CT 2020-2021	CT 2021-2022	Variation
Volumes - continu pur (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2 623	2 636	0,5 %
Pointe - continu pur (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	31 181	31 387	0,7 %

Énergir a par ailleurs calculé les quatre étapes du calcul de la pointe en utilisant l'année de régression 2018-2019 (non affectée par la COVID-19) pour comparer le résultat de la pointe. Bien que l'étape 2 permette d'obtenir un aperçu de l'effet direct du changement de l'année de régression, l'effet du changement de l'année de régression se répercute également sur les étapes 3 et 4.

En utilisant l'année 2018-2019 dans la régression pour déterminer la pointe de la Cause tarifaire 2021-2022, le résultat obtenu à l'étape 4 est de 36 861 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>. Ce résultat est très proche du résultat de 36 875 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> obtenu en utilisant l'année 2019-2020 dans la régression.

Le tableau ci-dessous reproduit les calculs des pages 5 et 6 de l'annexe 9 de la pièce B-0031, Énergir-H, Document 1 en utilisant les volumes de l'année 2018-2019.

**ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PROJETÉE EN JOURNÉE DE POINTE  
POUR LA CAUSE TARIFAIRE 2021-2022**

<b>1 - Cause 2020-2021</b>		Décembre à Mars	<b>Commentaires</b>
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 214 289	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	395 631	
3	Clients 4.9 et 4.10	204 353	
4	Client biogaz en réseau dédié	10 115	
5	Autres	15 170	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
<hr/>			
6	Année de régression	2018-2019	Année utilisée à la Cause 2020-2021
7	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
8	Base	8 456	
9	DJt	382	
10	DJt-1	107	
11	DJtxDVt	3	
12	Paramètres journée de pointe		
13	DJt	36,53	Paramètres utilisés à la Cause 2020-2021 réchauffés
14	DJt-1	39,43	
15	DJtxDVt	1 246,64	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
16	Pointe selon formule de régression	30 391	
17	Ajustement pour la demande 2020-2021	1,026	
18	Pointe clients continus purs et Autres	31 181	
19	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 528	
20	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
21	Client biogaz en réseau dédié	93	
22	Journée de pointe = maximum	<b>36 723</b>	
<hr/>			
<b>2 - Cause 2020-2021 - Changement de l'année de référence pour la régression</b>			
23	Année de régression	2018-2019	Année utilisée à la Cause 2020-2021
24	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
25	Base	8 456	
26	DJt	382	
27	DJt-1	107	
28	DJtxDVt	3	
29	Paramètres journée de pointe		
30	DJt	36,53	Paramètres utilisés à la Cause 2020-2021 réchauffés
31	DJt-1	39,43	
32	DJtxDVt	1 246,64	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
33	Pointe selon formule de régression	30 391	
34	Ajustement pour la demande 2020-2021	1,026	
35	Pointe clients continus purs et Autres	31 181	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 528	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	93	
39	Journée de pointe = maximum	<b>36 723</b>	
40	<b>Variation de la pointe - Paramètres de la régression</b>	<b>0</b>	Impact des paramètres de la régression 2021-2022 (l.39 - l.22)

<b>3 - Cause 2020-2021 - Changement de l'année de référence pour les paramètres de la journée de pointe</b>			
41	Année de régression	2018-2019	Année utilisée à la Cause 2020-2021
42	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
43	Base	8 456	
44	DJt	382	
45	DJt-1	107	
46	DJtxDVt	3	
47	Paramètres journée de pointe		
48	DJt	36,49	Paramètres utilisés à la Cause 2021-2022 réchauffés
49	DJt-1	39,37	
50	DJtxDVt	1 245,36	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
51	Pointe selon formule de régression	30 365	
52	Ajustement pour la demande 2020-2021	1,026	
53	Pointe clients continus purs et Autres	31 155	
54	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 528	
55	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
56	Client biogaz en réseau dédié	93	
57	Journée de pointe = maximum	<b>36 697</b>	
58	<b>Variation de la pointe - Paramètres de la journée de pointe</b>	<b>-26</b>	Impact des paramètres de la journée de pointe 2021-2022 (I.57 - I.39)
<b>4 - Cause Tarifaire 2021-2022</b>			
		Décembre à Mars	
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
59	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 225 780	
60	Clients continus en combinaison tarifaire	352 921	
61	Clients 4.9 et 4.10	192 337	
62	Client biogaz en réseau dédié	11 412	
63	Autres	16 044	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
-----			
64	Année de régression	2018-2019	Année utilisée à la Cause 2020-2021
65	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
66	Base	8 456	
67	DJt	382	
68	DJt-1	107	
69	DJtxDVt	3	
70	Paramètres journée de pointe		
71	DJt	36,49	Paramètres utilisés à la Cause 2021-2022 réchauffés
72	DJt-1	39,37	
73	DJtxDVt	1 245,36	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
74	Pointe selon formule de régression	30 365	
75	Ajustement pour la demande 2021-2022	1,033	
76	Pointe clients continus purs et Autres	31 374	
77	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 469	
78	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
79	Client biogaz en réseau dédié	97	
80	Journée de pointe = maximum	<b>36 861</b>	
81	<b>Variation de la pointe - Demande 2021-2022</b>	<b>164</b>	Impact de la variation de la demande 2021-2022 (I.80 - I.57)
82	<b>Sommaire des variations</b>		
83	Impact du changement de l'année de régression	0	ligne 40
84	Impact du changement des paramètres de la journée de pointe	-26	ligne 58
85	Impact de la variation de la demande du service continu	164	ligne 81
86	<b>Variation totale de la pointe vs Cause Tarifaire 2020-2021</b>	<b>138</b>	



- 3.2 Veuillez refaire les étapes 2 à 4 de l'évaluation de l'évolution de la demande projetée en journée de pointe en excluant les journées du 15 au 31 mars de la régression.

### Réponse :

Le tableau ci-dessous reproduit les calculs des pages 5 et 6 de l'annexe 9 de la pièce B-0031, Énergir-H, Document 1, en excluant les journées du 15 au 31 mars de la régression.

#### ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PROJETÉE EN JOURNÉE DE POINTE POUR LA CAUSE TARIFAIRE 2021-2022

1 - Cause 2020-2021		Commentaires	
		Décembre à Mars	
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 214 289	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	395 631	
3	Clients 4.9 et 4.10	204 353	
4	Client biogaz en réseau dédié	10 115	
5	Autres	15 170	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
-----			
6	Année de régression	2018-2019	Année utilisée à la Cause 2020-2021
7	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
8	Base	8 456	
9	DJt	382	
10	DJt-1	107	
11	DJt×DVt	3	
12	Paramètres journée de pointe		
13	DJt	36,53	Paramètres utilisés à la Cause 2020-2021 réchauffés
14	DJt-1	39,43	
15	DJt×DVt	1 246,64	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
16	Pointe selon formule de régression	30 391	
17	Ajustement pour la demande 2020-2021	1,026	
18	Pointe clients continus purs et Autres	31 181	
19	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 528	
20	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
21	Client biogaz en réseau dédié	93	
22	Journée de pointe = maximum	<b>36 723</b>	
<b>2 - Cause 2020-2021 - Changement de l'année de référence pour la régression</b>			
23	Année de régression	2019-2020	Année utilisée à la Cause 2021-2022
24	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
25	Base	8 960	
26	DJt	389	
27	DJt-1	97	
28	DJt×DVt	3	
29	Paramètres journée de pointe		
30	DJt	36,53	Paramètres utilisés à la Cause 2020-2021 réchauffés
31	DJt-1	39,43	
32	DJt×DVt	1 246,64	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
33	Pointe selon formule de régression	30 233	
34	Ajustement pour la demande 2020-2021	1,026	
35	Pointe clients continus purs et Autres	31 019	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 528	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	93	
39	Journée de pointe = maximum	<b>36 561</b>	
40	Variation de la pointe - Paramètres de la régression	<b>-162</b>	Impact des paramètres de la régression 2021-2022 (I.39 - I.22)

<b>3 - Cause 2020-2021 - Changement de l'année de référence pour les paramètres de la journée de pointe</b>		
41	Année de régression	2019-2020 Année utilisée à la Cause 2021-2022
42	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)	
43	Base	8 960
44	DJt	389
45	DJt-1	97
46	DJtDVt	3
47	Paramètres journée de pointe	
48	DJt	36,49
49	DJt-1	39,37
50	DJtDVt	1 245,36
		Paramètres utilisés à la Cause 2021-2022 réchauffés
	<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>	
51	Pointe selon formule de régression	30 208
52	Ajustement pour la demande 2020-2021	1,026
53	Pointe clients continus purs et Autres	30 993
54	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 528
55	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922
56	Client biogaz en réseau dédié	93
57	Journée de pointe = maximum	<b>36 536</b>
58	<b>Variation de la pointe - Paramètres de la journée de pointe</b>	<b>-26</b> Impact des paramètres de la journée de pointe 2021-2022 (I.57 - I.39)
<b>4 - Cause Tarifaire 2021-2022</b>		
		Décembre à Mars
	<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>	
59	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 225 780
60	Clients continus en combinaison tarifaire	352 921
61	Clients 4.9 et 4.10	192 337
62	Client biogaz en réseau dédié	11 412
63	Autres	16 044
		Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
64	Année de régression	2019-2020 Année utilisée à la Cause 2021-2022
65	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)	
66	Base	8 960
67	DJt	389
68	DJt-1	97
69	DJtDVt	3
70	Paramètres journée de pointe	
71	DJt	36,49
72	DJt-1	39,37
73	DJtDVt	1 245,36
		Paramètres utilisés à la Cause 2021-2022 réchauffés
	<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>	
74	Pointe selon formule de régression	30 208
75	Ajustement pour la demande 2021-2022	1,015
76	Pointe clients continus purs et Autres	30 673
77	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 469
78	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922
79	Client biogaz en réseau dédié	97
80	Journée de pointe = maximum	<b>36 160</b>
81	<b>Variation de la pointe - Demande 2021-2022</b>	<b>-376</b> Impact de la variation de la demande 2021-2022 (I.80 - I.57)
82	<b>Sommaire des variations</b>	
83	Impact du changement de l'année de régression	-162 ligne 40
84	Impact du changement des paramètres de la journée de pointe	-26 ligne 58
85	Impact de la variation de la demande du service continu	-376 ligne 81
86	<b>Variation totale de la pointe vs Cause Tarifaire 2020-2021</b>	<b>-563</b>

- 3.3 Veuillez refaire les étapes 2 à 4 de l'évaluation de l'évolution de la demande projetée en journée de pointe en introduisant une variable dichotomique pour les journées du 15 au 31 mars dans la régression.

### Réponse :

Le tableau ci-dessous reproduit les calculs des pages 5 et 6 de l'annexe 9 de la pièce B-0031, Énergir-H, Document 1 en ajoutant une variable dichotomique pour les journées du 15 au 31 mars dans la régression.

#### ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PROJETÉE EN JOURNÉE DE POINTE POUR LA CAUSE TARIFAIRE 2021-2022

1 - Cause 2020-2021		Décembre à Mars	Commentaires
<b>Demande normale projetée (10<sup>9</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 214 289	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	395 631	
3	Clients 4.9 et 4.10	204 353	
4	Client biogaz en réseau dédié	10 115	
5	Autres	15 170	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
-----			
6	Année de régression	2018-2019	Année utilisée à la Cause 2020-2021
7	Paramètres de régression (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
8	Base	8 456	
9	DJt	382	
10	DJt-1	107	
11	DJtxDVt	3	
12	Paramètres journée de pointe		
13	DJt	36,53	Paramètres utilisés à la Cause 2020-2021 réchauffés
14	DJt-1	39,43	
15	DJtxDVt	1 246,64	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>9</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
16	Pointe selon formule de régression	30 391	
17	Ajustement pour la demande 2020-2021	1,026	
18	Pointe clients continus purs et Autres	31 181	
19	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 528	
20	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
21	Client biogaz en réseau dédié	93	
22	Journée de pointe = maximum	36 723	
<b>2 - Cause 2020-2021 - Changement de l'année de référence pour la régression</b>			
23	Année de régression	2019-2020	Année utilisée à la Cause 2021-2022
24	Paramètres de régression (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> /unité)		
25	Base	8 872	
26	DJt	393	
27	DJt-1	97	
28	DJtxDVt	3	
29	Paramètres journée de pointe		
30	DJt	36,53	Paramètres utilisés à la Cause 2020-2021 réchauffés
31	DJt-1	39,43	
32	DJtxDVt	1 246,64	
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>9</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
33	Pointe selon formule de régression	30 340	
34	Ajustement pour la demande 2020-2021	1,026	
35	Pointe clients continus purs et Autres	31 128	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 528	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	93	
39	Journée de pointe = maximum	36 670	
40	Variation de la pointe - Paramètres de la régression	-53	Impact des paramètres de la régression 2021-2022 (l.39 - l.22)

3 - Cause 2020-2021 - Changement de l'année de référence pour les paramètres de la journée de pointe		
41	Année de régression	2019-2020 Année utilisée à la Cause 2021-2022
42	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)	
43	Base	8 872
44	DJt	393
45	DJt-1	97
46	DJtxDVt	3
47	Paramètres journée de pointe	
48	DJt	36,49
49	DJt-1	39,37
50	DJtxDVt	1 245,36
		Paramètres utilisés à la Cause 2021-2022 réchauffés
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>		
51	Pointe selon formule de régression	30 314
52	Ajustement pour la demande 2020-2021	1,026
53	Pointe clients continus purs et Autres	31 102
54	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 528
55	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922
56	Client biogaz en réseau dédié	93
57	Journée de pointe = maximum	<b>36 645</b>
58	<b>Variation de la pointe - Paramètres de la journée de pointe</b>	<b>-26</b>
		Impact des paramètres de la journée de pointe 2021-2022 (1.57 - 1.39)
4 - Cause Tarifaire 2021-2022		
		Décembre à Mars
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>		
59	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 225 780
60	Clients continus en combinaison tarifaire	352 921
61	Clients 4.9 et 4.10	192 337
62	Client biogaz en réseau dédié	11 412
63	Autres	16 044
		Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
-----		
64	Année de régression	2019-2020 Année utilisée à la Cause 2021-2022
65	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)	
66	Base	8 872
67	DJt	393
68	DJt-1	97
69	DJtxDVt	3
70	Paramètres journée de pointe	
71	DJt	36,49
72	DJt-1	39,37
73	DJtxDVt	1 245,36
		Paramètres utilisés à la Cause 2021-2022 réchauffés
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>		
74	Pointe selon formule de régression	30 314
75	Ajustement pour la demande 2021-2022	1,022
76	Pointe clients continus purs et Autres	30 987
77	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 469
78	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922
79	Client biogaz en réseau dédié	97
80	Journée de pointe = maximum	<b>36 474</b>
81	<b>Variation de la pointe - Demande 2021-2022</b>	<b>-171</b>
		Impact de la variation de la demande 2021-2022 (1.80 - 1.57)
82	<b>Sommaire des variations</b>	
83	Impact du changement de l'année de régression	-53 ligne 40
84	Impact du changement des paramètres de la journée de pointe	-26 ligne 58
85	Impact de la variation de la demande du service continu	-171 ligne 81
86	<b>Variation totale de la pointe vs Cause Tarifaire 2020-2021</b>	<b>-249</b>

3.4 Veuillez commenter sur les résultats des questions 3.2 et 3.3.

### Réponse :

Le résultat du calcul de la pointe dépend du facteur de base calculé dans la régression ainsi que des facteurs variables par degrés-jours. Étant donné que le calcul d'une régression donne des résultats en fonction de la variabilité des différents facteurs, la période utilisée

pour les données est importante. En excluant des données des périodes qui sont généralement moins froides (moins de degrés-jours), ceci a pour effet d'augmenter les facteurs de base et de diminuer les facteurs variables.

Comme le calcul de la pointe a été analysé et calibré en fonction des résultats observés pour la période de novembre à mars, l'exclusion de données pendant cette période peut affecter le résultat à la hausse ou à la baisse, même s'il n'est pas relié à un facteur externe.

Énergir juge que les analyses effectuées par rapport à l'année précédente et mentionnées dans la réponse à la question 3.1 permettent d'établir que les résultats du calcul de la pointe obtenus en utilisant l'année 2019-2020 pour la régression sont raisonnables.

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT – ENTREPOSAGE****Question 4 :****Références:**

- (i) B-0009, pp. 2 et 3

**Préambule :**

- (i) « Lors de l'appel d'offres pour remplacer le contrat LST088 qui venait à échéance le 31 mars 2020, Énergir a été à même de constater que plusieurs offres intéressantes reçues de tierces parties ont dû être rejetées, car elles ne permettaient pas de répondre aux caractéristiques approuvées par la Régie dans la décision D- 2019-141 en ce qui concerne le besoin de flexibilité opérationnelle d'Énergir. Cependant, n'eût été cette contrainte, Énergir aurait possiblement pu opter pour une alternative plus avantageuse pour la clientèle. Énergir avait informé la Régie qu'elle procéderait à une réflexion sur sa façon de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle au cours de l'année qui a suivi la Cause tarifaire 2020-2021. Bien qu'Énergir ait effectivement entamé une réflexion à ce sujet, les événements des derniers mois relativement à la COVID-19 font en sorte qu'elle n'est pas en mesure de formuler une conclusion à ce moment-ci. Bien qu'Énergir ait effectivement entamé une réflexion à ce sujet, les événements des derniers mois relativement à la COVID-19 font en sorte qu'elle n'est pas en mesure de formuler une conclusion à ce moment-ci. Énergir souhaite informer la Régie qu'elle poursuivra sa réflexion, d'ici le prochain appel d'offres pour remplacer le contrat LST114, quant à sa façon de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle.

La réflexion pourrait mener Énergir à sécuriser son besoin de flexibilité opérationnelle avec une capacité de retrait moindre que celle demandée à la Régie dans la présente pièce. Ainsi, comparativement aux remplacements de capacité d'entreposage antérieurs, Énergir demande à la Régie de prendre acte qu'elle pourrait contracter un service d'entreposage dont la capacité de retrait se situerait en deçà du minimum demandé. Si cela s'avérait le cas, Énergir déposerait des explications détaillées sur son choix final et démontrerait à la Régie que l'offre qu'elle aurait acceptée aurait été la plus avantageuse pour la clientèle lors du dossier tarifaire 2022-2023. » (nous soulignons)

**Questions :**

- 4.1 Veuillez élaborer sur les alternatives potentielles qui sont envisagées par Énergir à ce stade-ci pour répondre aux besoins de flexibilité opérationnelle si elle devait retenir une capacité de retrait moindre que celle exigée par la Régie.

**Réponse :**

Énergir explore l'ensemble des possibilités, ce qui inclut la stratégie de nomination auprès de TCPL, les services alternatifs (par exemple, auprès de tierces parties qui pourraient ne pas comprendre les fenêtres STS), la disponibilité de fourniture à différents points de livraison, les méthodes statistiques utilisées par Énergir ainsi que l'utilisation des différents sites d'entreposage.

Pour l'instant, Énergir n'est pas en mesure de déterminer ou de commenter davantage à savoir si l'une de ces possibilités permettra de réduire la capacité de retrait requise. Comme indiqué dans sa demande, si Énergir venait à sécuriser son besoin de flexibilité opérationnelle autrement qu'en fonction des caractéristiques demandées à la Régie, des explications détaillées seraient alors fournies au dossier tarifaire 2022-2023.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT – ACHATS DE FOURNITURE

**Question 5**

**Références :**

- (i) D-2020-113, p. 24
- (ii) B-0031, p. 80
- (iii) B-0031, p. 132
- (iv) D-2020-039, p. 16
- (v) R-4136-2020, B-0058, p. 1

**Préambule :**

- (i) « [95] Par ailleurs, la Régie constate que l'achat par Énergir des gaz d'évaporation issus des activités de GM GNL permet d'éviter qu'ils soient émis et se retrouvent dans l'atmosphère. Il est donc dans l'intérêt public de permettre ces transactions d'achat de gaz naturel.

[96] En conséquence, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2020-039 portant sur la compression des gaz d'évaporation des sources 3 et 4 et s'en déclare satisfaite. Elle approuve les ajustements liés au gaz d'évaporation à compresser venant des sources 3 et 4 de la méthode de répartition des coûts d'utilisation de l'usine LSR, à partir de l'exercice financier 2019-2020, tels que proposés par Énergir et relatés dans la décision D-2020-039.

[97] De plus, à l'instar d'Énergir, la Régie ne voit pas d'incohérence à ce que l'achat des gaz d'évaporation issus des activités de GM GNL soit traité de la même manière que d'autres achats de gaz naturel en franchise. À cet égard, la Régie note que le prix payé en franchise est plus élevé que le prix payé à Dawn car il prend en considération les coûts évités du transport et du gaz de compression. Elle retient également la comparaison que fait Énergir avec l'approvisionnement auprès de la Ville de Saint-Hyacinthe. » (Nous soulignons)

Dans sa décision D-2020-113, la Régie a jugé qu'il était dans l'intérêt public qu'Énergir achète les gaz d'évaporation issus des activités de GM GNL.

Elle a également noté que le prix payé en franchise pour ce gaz était plus élevé que le prix payé à Dawn car il prend en considération les coûts évités du transport et du gaz de compression.



(iv)

**TABLEAU 2**  
**SOURCES DE GAZ NATUREL À COMPRESSER**

Source	Description et capacité potentielle	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )
1	Évaporation régulière du gaz naturel liquéfié (GNL) des réservoirs. Ce gaz d'évaporation se caractérise par son impact sur l'inventaire des réservoirs.	12 445
2	Gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train n° 1. Ce gaz naturel retourne au compresseur, sans transiter par les réservoirs.	11 510
3	Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train n° 2. Ce gaz naturel retourne au compresseur, en transitant par les réservoirs, mais sans générer d'impact sur les inventaires de GNL.	1 300
4	Gaz naturel provenant des chargements des camions citernes. Ce gaz naturel retourne au compresseur en transitant par les réservoirs, mais sans générer d'impact sur les inventaires de GNL.	283

(v) Source : Pièces [B-0209](#), p. 20 et [B-0225](#), annexe 1.

« La formule d'établissement du prix d'achat/vente des gaz d'évaporation issus des quais de chargement 1 et 2 à l'usine LSR est comparable à la formule du rachat de l'évaporation produite par le train de liquéfaction 2.

Le détail de cette formule ainsi que la définition de chacune des composantes du prix des gaz d'évaporation par m<sup>3</sup> sont présentés à la section 5 du Contrat-cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation amendé et mis à jour intervenu entre Énergir et GM GNL se trouvant à l'annexe 1 (sous pli confidentiel). »

**Questions :**

5.1 Relativement à la référence (ii), veuillez confirmer que la contribution des achats dans le territoire pour répondre au besoin de capacité n'est basée que sur les achats de GNR comme indiqué à la référence (iii)

**Réponse :**

Énergir le confirme.

5.2 Relativement à la référence (iv), veuillez indiquer les sources de molécules gazeuses attribuables à GM GNL qui sont acquises par Énergir.

**Réponse :**

Les sources de gaz naturel à compresser n° 3 et n° 4 identifiées à la référence (iv) sont les sources attribuables à GM GNL acquises par Énergir.

- 5.3 Pour chaque source dont Énergir fait l'acquisition, veuillez indiquer si l'achat du gaz de GM GNL permet de réduire les achats d'outils de transport ou qu'équilibrage. Le cas échéant, veuillez expliquer comment ces gaz contribuent à la réduction de ces outils et indiquer où cette contribution est prise en compte à la référence (ii).

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.4. Considérant entre autres la preuve présentée et les décisions rendues par la Régie dans les dossiers R-4076-2018 et R-4136-2020, Énergir ne juge ni pertinent ni requis dans le cadre du présent dossier de répondre à cette question. Énergir soumet qu'à l'exception du suivi requis au rapport annuel en vertu de la décision D-2017-041 afin de faire approuver les transactions conclues avec GM GNL sous l'article 81 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le débat entourant les transactions relatives au gaz d'évaporation de l'usine LSR est maintenant clos. Ceci est d'autant plus vrai que, comme la FCEI le mentionne à la référence (i), la Régie a déjà statué dans sa décision D-2020-113 (paragr. 95) disant qu'il est dans l'intérêt public de les permettre.

- 5.4 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer le prix d'achat du gaz d'évaporation de GM GNL pour l'année témoin et la formule établie pour déterminer ce prix (v).

**Réponse :**

La formule en question se trouve au *Contrat-cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation amendé et mis à jour* qu'Énergir a déposé dans le cadre du Rapport annuel 2020 (R-4136-2020)<sup>1</sup>.

Dans sa décision D-2021-082 (paragr. 195 et 196) rendue dans ce dossier, la Régie a approuvé cette formule d'établissement du prix ainsi que ledit contrat portant à la fois sur les gaz d'évaporation produits par le train de liquéfaction 2 (source 3) et ceux issus des quais de chargement 1 et 2 (source 4) de l'usine LSR. À noter que dans sa décision D-2020-113 (paragr. 41) rendue dans le cadre de la phase 3 de la Cause tarifaire 2019-2020 (R-4076-2018) à laquelle la FCEI a participé activement, la Régie avait déjà approuvé le contrat original dans lequel se trouvait la même formule d'établissement du prix<sup>2</sup>; à la différence près que le contrat ne portait alors que sur les gaz d'évaporation produits par le train de liquéfaction 2 de l'usine LSR (source 3). Soulignons que lors de l'étude de la phase 3 de la Cause tarifaire 2019-2020, les représentants de la FCEI ont pu consulter une copie du contrat original à la suite de la signature des engagements de confidentialité et de non-divulgence d'usage et qu'ils avaient alors tout le loisir de questionner Énergir quant à son contenu.

À noter également que le détail des transactions intervenues au cours de l'année tarifaire 2019-2020 et découlant du *Contrat-cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation amendé et mis à jour*, soit la dernière année complète en date des présentes, a été déposé dans le Rapport annuel 2020 à la pièce B-0072, Énergir-12, Document 6 et ces

---

<sup>1</sup> R-4136-2020, B-0057, Énergir-9, Document 9, annexe 1.

<sup>2</sup> R-4076-2018, B-0364, Énergir-N, Document 23, annexe 2.

dernières ont été approuvées par la Régie dans sa décision D-2021-082 (paragr. 63 et 64). Quant aux transactions relatives au gaz d'évaporation de l'usine LSR qui pourraient être réalisées avec GM GNL au cours de l'année tarifaire 2021-2022, elles seront présentées à la Régie pour approbation en vertu de l'article 81 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* lors du Rapport annuel 2022, le tout conformément à la décision D-2017-041.

- 5.5 Veuillez déposer le *Contrat-cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation amendé et mis à jour*.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.4.

- 5.6 Le cas échéant, veuillez indiquer la nature et le niveau des coûts évités pris en compte dans l'établissement de ce prix et justifier leur inclusion.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.4. Considérant entre autres la preuve présentée et les décisions rendues par la Régie dans les dossiers R-4076-2018 et R-4136-2020, Énergir ne juge ni pertinent ni requis dans le cadre du présent dossier de répondre à cette question. Énergir soumet qu'à l'exception du suivi requis au rapport annuel en vertu de la décision D-2017-041 afin de faire approuver les transactions conclues avec GM GNL sous l'article 81 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le débat entourant les transactions relatives au gaz d'évaporation de l'usine LSR est maintenant clos. Ceci est d'autant plus vrai que, comme la FCEI le mentionne à la référence (i), la Régie a déjà statué dans sa décision D-2020-113 (paragr. 95) disant qu'il est dans l'intérêt public de les permettre.

- 5.7 Veuillez indiquer le coût marginal de transport de 1 m<sup>3</sup> additionnel de gaz naturel sur la capacité FTSH existante d'Énergir (prime variable et gaz de compression).

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.4. Considérant entre autres la preuve présentée et les décisions rendues par la Régie dans les dossiers R-4076-2018 et R-4136-2020, Énergir ne juge ni pertinent ni requis dans le cadre du présent dossier de répondre à cette question. Énergir soumet qu'à l'exception du suivi requis au rapport annuel en vertu de la décision D-2017-041 afin de faire approuver les transactions conclues avec GM GNL sous l'article 81 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le débat entourant les transactions relatives au gaz d'évaporation de l'usine LSR est maintenant clos. Ceci est d'autant plus vrai que, comme la FCEI le mentionne à la référence (i), la Régie a déjà statué dans sa décision D-2020-113 (paragr. 95) disant qu'il est dans l'intérêt public de les permettre.

**REVENU REQUIS – ÉVOLUTION DE L'IMPÔT NON RELIÉ AU RENDEMENT**

**Question 6 :**

**Références:**

- (i) B-0041, p. 11
- (ii) R-4119-2020, B-0039, p. 11

**Préambule :**

Les références (i) et (ii) permettent d'observer une croissance significative de l'impôt non relié au rendement depuis le dernier dossier tarifaire, particulièrement au niveau de la distribution et du SPEDE.

**Questions :**

- 6.1 Veuillez expliquer les causes de la variation de l'impôt non relié au rendement depuis le dernier dossier tarifaire.

**Réponse :**

La hausse de la variation de l'impôt non relié au rendement, pour le service de distribution depuis le dernier dossier tarifaire, s'explique principalement par l'effet du traitement fiscal des avantages sociaux futurs. Du point de vue fiscal, seuls les déboursés sont déductibles, alors qu'au comptable, la dépense des ASF est déterminée selon la méthode actuarielle. De surcroît, l'amortissement comptable des CFR liés aux ASF n'est pas déductible non plus du point de vue fiscal. Ainsi, à la Cause tarifaire 2021-2022, les dépenses du point de vue comptable totalisent un solde beaucoup plus élevé que la valeur des déboursés, il en résulte un bénéfice imposable plus important, ce qui a pour effet d'augmenter la dépense d'impôt.

La hausse de la variation de l'impôt non relié au rendement, pour le service du SPEDE depuis le dernier dossier tarifaire, s'explique principalement par la hausse du rendement capitalisé sur le CFR hors base du SPEDE, en raison de l'augmentation de la valeur de ce CFR.

**REVENU REQUIS – BASE DE TARIFICATION – FONDS DE ROULEMENT**

**Question 7 :**

**Références:**

- (i) B-0048, pp. 1 et 2
- (ii) B-0041, p. 10
- (iii) R-4119-2020, B-0041, p. 10

**Préambule :**

La référence (i) présente les variations de la base de tarification entre la cause tarifaire 2020-2021, la prévision 4/8 2021 et la cause tarifaire 2021-2022. Énergir offre les explications suivantes relativement au fonds de roulement:

« (b)

(5 239) Cet écart s'explique principalement par la mise à jour des différentes composantes de l'analyse de fonds de roulement réglementaire, plus particulièrement par l'augmentation de la provision pour mauvaise créance ainsi que par la diminution du coût du SPEDE par rapport à la Cause tarifaire 2020-2021 qui se traduit par une baisse des besoins en fonds de roulement.

6 967 Cet écart s'explique principalement par la mise à jour des différentes composantes de l'analyse de fonds de roulement réglementaire, plus particulièrement par l'augmentation des dépenses d'exploitation et du coût du SPEDE prévue à la Cause tarifaire 2021-2022 qui se traduit par une hausse des besoins en fonds de roulement. »

**Questions :**

- 7.1 Veuillez présenter l'équivalent de la référence (ii) pour le 4/8 2021 et expliquer les écarts significatifs avec la cause tarifaire 2021-2022 incluant ceux dus aux dépenses d'exploitation et au SPEDE, mais sans s'y limiter. Veuillez notamment expliquer les variations significatives des lead/lag associés à chaque coût.

## Réponse :

Calcul du fonds de roulement Étude lead (lag) Prévision 4/8 2021 pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2021 (000 \$)					
No de ligne	DESCRIPTION DES VARIABLES	Dépenses budgétées (1)	(Nombre de jours) ((Lead)/lag) (2)	Net - LAG (3)	Fonds de roulement (4) (1)*(3)/365
1	REVENUS DE GAZ		<b>38,05</b>		
2	COÛT DE TRANSPORT	174 768	(36,82)	<b>1,24</b>	592
3	COÛT D'ÉQUILIBRAGE	109 799	(36,82)	<b>1,24</b>	372
4	COÛT DE DISTRIBUTION	(5 438)	(36,82)	<b>1,24</b>	(18)
5	COÛT DE FOURNITURE	307 394	(36,82)	<b>1,24</b>	1 041
6	COÛT DU SPEDE	128 357	(6,54)	<b>31,52</b>	11 083
7	DÉPENSES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN	231 860	(16,63)	<b>21,42</b>	13 607
8	AUTRES COMPOSANTES DU COÛT DES ASF	588	(16,63)	<b>21,42</b>	34
9	TAXES FONCIÈRES, REDEVANCES À LA RÉGIE	43 817	72,88	<b>110,93</b>	13 317
10	IMPÔT SUR LE REVENU	30 487	(15,21)	<b>22,84</b>	1 908
11	TAXES (TPS/TVH ET TVQ)				(3 409)
12	PROVISION POUR MAUVAISES CRÉANCES				<u>(6 623)</u>
13	TOTAL DU FONDS DE ROULEMENT				<b><u>31 905</u></b>

La hausse du fonds de roulement à la Cause tarifaire 2021-2022 par rapport à la prévision 4/8 2021 s'explique principalement par :

- L'augmentation de l'enveloppe des dépenses d'exploitation résultant de l'application de la formule paramétrique;
- La hausse du coût du SPEDE résultant de l'augmentation du prix de celui-ci;
- Les taxes liées aux dépenses en capital ayant pour effet d'accroître le fonds de roulement, ces dernières étant payées avant de les récupérer, ont été sous-évaluées à la prévision 4/8 2021. Le niveau des taxes de la Cause tarifaire 2021-2022 est à un niveau similaire à celui de la Cause tarifaire 2020-2021.

7.2 Veuillez expliquer pourquoi le lead du SPEDE est significativement plus faible que celui des autres coûts (notamment ceux liés au transport, à la distribution, à l'équilibrage et à la fourniture) et faire le lien avec l'intégration des coûts du SPEDE à la base de tarification et leur amortissement.

**Réponse :**

Le lead du SPEDE représente le nombre de jours entre le moment où les résultats de l'enchère sont publiés et la date de paiement. Pour de plus amples informations, veuillez vous référer à la réponse 4.3 de la pièce B-0096, R-3879-2014, Gaz Métro-5, Document 1.

- 7.3 Veuillez expliquer pourquoi le lead des dépenses d'exploitation passe de 17,7 jours à la cause 2020 (iii) à 16 jours à la cause 2021 (ii) considérant notamment la stabilité dans la nature d'une part importante de ces dépenses.

**Réponse :**

Le lead des dépenses d'exploitation de la Cause tarifaire 2021-2022 passe à 16 jours principalement en raison de la hausse significative du coût des assurances générales, lesquelles sont payées une fois par année, causant ainsi un impact à la baisse sur le lead pondéré de l'ensemble des dépenses d'exploitation.

COÛT DE TRANSPORT – GAZ UTILISÉ DANS LES OPÉRATIONS

**Question 8 :**

**Références:**

- (i) B-0066, p. 1
- (ii) R-4119-2020, B-0066, p. 1

**Préambule:**

Selon les références (i) et (ii), il est prévu que le coût du gaz utilisé dans les opérations réduise le coût de transport de 387 k\$ en 2022 contre 2 451 k\$ et 2021.

**Questions :**

- 8.1 Veuillez expliquer l'évolution de l'impact du coût du gaz utilisé dans les opérations entre 2021 et 2022.

**Réponse :**

La réalisation du dossier de la Vision tarifaire (R-3867-2013) a été propice au raffinement de la présentation des données relatives au coût de transport et d'équilibrage. C'est ainsi qu'Énergir a jugé logique d'arrimer la présentation de la portion du gaz utilisé dans les opérations pour le transport et l'entreposage (fuel à partir de Dawn) à celle utilisée dans le dossier de la Vision tarifaire.

Cette présentation est basée sur le fait que les inventaires à Dawn ne comportent qu'une valeur de fourniture, aucune valeur de transport n'y étant associée, comme présenté aux pièces B-0066, Énergir-N, Document 6, page 1, lignes 23 et 24, du présent dossier et B-0066, Énergir-N, Document 6, page 1, lignes 23 et 24 du dossier R-4119-2020. Ainsi, puisque la fourniture utilisée comme fuel dans le transport se trouve à Dawn, cette dernière ne doit pas se voir attribuer de valeur de transport au même titre que les inventaires à Dawn.

Ainsi, l'évolution de l'impact du coût du gaz utilisé dans les opérations entre 2020-2021 et 2021-2022 s'explique par l'application de cet arrimage, tel que présenté par Énergir dans le dossier R-3867-2013 et plus amplement détaillé à la réponse à la demande de renseignements n° 2 de la FCEI, question 2.2 du dossier R-3867-2013, pièce B-0612, Gaz Métro-12, Document 7. Cette réponse démontrait que le coût net du gaz utilisé dans les opérations demeure le même.

- 8.2 Veuillez indiquer comment ce coût est fonctionnalisé et alloué dans les autres services et indiquer la décision de la Régie autorisant cette allocation.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.1.



**FRAIS DE RACCORDEMENT**

**Question 9 :**

**Références:**

- (i) B-0069, p. 1
- (ii) R-4119-2020, B-0068, p. 1

**Questions :**

- 9.1 Veuillez expliquer que les frais de raccordement prévus pour 2022 ne représentent qu'environ 30% de ceux de 2021.

**Réponse :**

La pandémie a amené Énergir à réduire les fermetures de compteurs entraînant une réduction des revenus de raccordement anticipés à la prévision 4/8 2021 par rapport au niveau initialement prévu à la Cause tarifaire 2020-2021. Les revenus de raccordement prévus à la Cause tarifaire 2021-2022 sont équivalents à ceux de la prévision 4/8 2021.

## INFLATION DES SALAIRES

**Question 10 :****Références:**

- (i) B-0070, p. 1

**Questions :**

- 10.1 Veuillez présenter les données du tableau n° 14-10-0203-01 de Statistique Canada utilisées pour calculer le taux d'inflation des salaires de 4,62% et présenter le détail du calcul de ce taux.

**Réponse :**

Les données du tableau n° 14-10-0203-01, ainsi que le détail du calcul de l'inflation des salaires de 4,62 % sont présentés ci-dessous. D'une manière générale, le calcul de l'inflation des salaires est basé sur une moyenne mobile des 36 derniers mois disponibles lors de l'établissement de la cause tarifaire.

Période	Rémunération hebdomadaire moyenne selon l'industrie, Québec		
	Données mensuelles non désaisonnalisées Ensemble des salariés Excluant temps supplémentaire		
	Dollars courants	Variation vs l'année précédente	Variation moyenne 36 mois <sup>(1)</sup>
2016-12	881,18		
2017-01	863,79		
2017-02	868,92		
2017-03	883,87		
2017-04	874,84		
2017-05	878,15		
2017-06	882,69		
2017-07	880,41		
2017-08	900,2		
2017-09	881,98		
2017-10	885,26		
2017-11	909,8		
2017-12	902,43	2,41%	

(suite du tableau à la page suivante)

2018-01	894,92	3,60%	
2018-02	907,5	4,44%	
2018-03	917,96	3,86%	
2018-04	905,93	3,55%	
2018-05	920,33	4,80%	
2018-06	912,43	3,37%	
2018-07	903,37	2,61%	
2018-08	919,06	2,10%	
2018-09	900,67	2,12%	
2018-10	909,72	2,76%	
2018-11	914,77	0,55%	
2018-12	929,32	2,98%	
2019-01	938,48	4,87%	
2019-02	927,39	2,19%	
2019-03	920,88	0,32%	
2019-04	931,23	2,79%	
2019-05	945,35	2,72%	
2019-06	947,32	3,82%	
2019-07	939,82	4,03%	
2019-08	947,48	3,09%	
2019-09	942,96	4,70%	
2019-10	960,37	5,57%	
2019-11	947,85	3,62%	
2019-12	971,74	4,56%	
2020-01	977,93	4,20%	
2020-02	962,16	3,75%	
2020-03	969,4	5,27%	
2020-04	1043,14	12,02%	
2020-05	1042,49	10,28%	
2020-06	1038,08	9,58%	
2020-07	1029,18	9,51%	
2020-08	1018,01	7,44%	
2020-09	1015,01	7,64%	
2020-10	1029,29	7,18%	
2020-11	1023,74	8,01%	<b>4,62%</b>

<sup>(1)</sup> Il est à noter que les données présentées par Statistique Canada font l'objet d'une révision systématique mensuelle qui peut affecter les données rétroactivement. Les données utilisées dans le cadre de la Cause tarifaire 2021-2022 ont été extraites du site de Statistique Canada en février 2021. Ainsi, elles peuvent varier légèrement de celles qui sont actuellement disponibles sur le site de Statistique Canada.

## DÉPENSES D'AMORTISSEMENT

**Question 11 :****Références:**

- (i) B-0071, p. 1
- (ii) R-4119-2020, B-0070, p. 1
- (iii) B-0043, p. 1

**Préambule :**

Aux références (i) et (ii), la FCEI constate une augmentation importante de la valeur historique prévue en début d'année pour les branchements d'immeuble - plastique direct et les conduites principales – acier entre 2021 et 2022.

La référence (iii) présente la prévision 4/8 des additions à la base de tarification pour 2020-2021.

**Questions :**

11.1 Veuillez reproduire la référence (ii) sur la base des données réelles au 1<sup>er</sup> octobre 2020.

**Réponse :**

Dépense d'amortissement prévisionnelle 2021-2022 basé sur le réel 1er octobre 2020 (000 \$)										
No de ligne	Catégories	Description	VH			AC		Solde prévu non amorti 2020-10-01	Taux amort. %	Amortissement prévisionnel 2021-2022
			Solde réel 2020-10-01	Mouvements 4-8 2021	Intégration Projets majeurs CT 2022	Solde prévu 2021-10-01	Solde réel 2020-10-01			
		<b>DISTRIBUTION</b>								
Z1102 et Z1351 à Z1355		Branchements d'immeubles - plastique direct	898 995	62 382	13	961 390	(468 978)	430 017	divers	n/a
Z1150		Conduites principales - acier	847 813	61 141	4 075	913 029	(492 767)	355 046	3,25%	n/a
		<b>Total</b>	<b>1 746 808</b>	<b>123 523</b>	<b>4 089</b>	<b>1 874 419</b>	<b>(961 745)</b>	<b>785 063</b>		

Considérant le volume de données à mettre à jour, Énergir a reproduit uniquement les catégories questionnées par la FCEI sur la base des données réelles au 1<sup>er</sup> octobre 2020. La colonne « Amortissement prévisionnel 2021-2022 » n'a pas été mise à jour puisqu'une évaluation de la dépense d'amortissement basée uniquement sur les données réelles au 1<sup>er</sup> octobre 2020 ne fournirait pas un portrait adéquat de la dépense d'amortissement totale, étant donné que les mouvements postérieurs au 1<sup>er</sup> octobre 2020 viendront influencer la valeur de celle-ci.

Énergir n'a pas ventilé les additions à la base de tarification du développement du réseau et de l'amélioration du réseau entre les différentes catégories de la pièce de continuité des immobilisations (référence (i)) comme demandé par la FCEI aux questions 11.2 et 11.3. En effet, cet exercice n'aurait pas permis de répondre aux interrogations formulées en préambule de la question 11.

Premièrement, les deux pièces citées en référence visent un objectif différent. La pièce des additions à la base de tarification (référence (iii)) présente les nouveaux investissements sur l'horizon des douze mois de l'année témoin affectant la base de tarification. Ces investissements sont regroupés par grandes catégories de projets, et ce, sans égard au fait que ces projets soient terminés ou en cours de construction. La pièce de continuité des immobilisations (référence (i)), quant à elle, présente les mouvements d'actifs en regroupant ceux-ci par types d'actifs amortissables, en intégrant uniquement les investissements pour des actifs mis en service, qui génèrent une dépense d'amortissement. La valeur des actifs liée à des projets en cours de construction est présentée sur une ligne distincte, puisqu'il n'en découle aucune dépense d'amortissement. Cette pièce, comme son nom l'indique, se veut une continuité présentant la valeur historique cumulative des immobilisations prévues au solde d'ouverture. La catégorisation des immobilisations entre ces deux pièces est donc différente. Il est à noter qu'une conciliation globale entre ces deux pièces est présentée à la pièce B-0047, Énergir-L, Document 5 du présent dossier. Cette conciliation vise à assurer la cohérence entre la valeur des immobilisations présentée dans la base de tarification et les investissements prévus, les mouvements d'actifs et l'amortissement.

Deuxièmement, les mouvements d'actifs qui affectent les catégories d'immobilisations finales présentées à la pièce de continuité des immobilisations (référence (i)) sont en partie dus à de nouveaux investissements pour des projets qui sont mis en service au cours de l'année, mais également au transfert d'investissements réalisés durant une année antérieure, mais dont la mise en service du projet s'effectue dans l'année en cours. Les retraits d'actifs qui ne sont plus utilisés par Énergir sont également inclus dans les mouvements d'actifs qui font varier la valeur historique présentée dans cette pièce de continuité des immobilisations. Il n'est donc pas possible de concilier le solde d'une catégorie à une date donnée versus le solde à une date postérieure à partir uniquement des informations présentées dans la pièce des additions à la base de tarification (référence (iii)).

Cela étant dit, Énergir comprend que la FCEI se questionne sur les explications de la hausse anticipée de la valeur historique des catégories des « Conduites principales - acier » et des « Branchements d'immeubles - plastique direct » entre le 1<sup>er</sup> octobre 2020 et le 1<sup>er</sup> octobre 2021. Cette hausse s'explique principalement par :

- La mise en service prévue, durant l'exercice 2020-2021, de projets découlant des activités régulières d'Énergir;
- La mise en service prévue, durant l'exercice 2020-2021, de projets majeurs tels que le projet d'extension de réseau entre Saint-Henri et Montmagny (R-4109-2019), le projet de remplacement d'un poste de livraison à Contrecoeur (R-4102-2019) et le projet de réfection des infrastructures gazières de la rue Sainte-Catherine Ouest (R-4078-2018); et par
- L'intégration à la base de tarification au 1<sup>er</sup> octobre 2021 du projet de réfection des infrastructures gazières de la rue Peel (R-4118-2020).

11.2 Veuillez ventiler les additions à la base de tarification en développement de réseau de 66 421 k\$ pour la prévision 4/8 2021 entre les catégories de la référence (i).

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse de la question 11.1.

11.3 Veuillez ventiler les additions à la base de tarification en amélioration de réseau de 75 077 k\$ pour la prévision 4/8 2021 entre les catégories de la référence (i).

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse de la question 11.1.

**DÉPENSES D'AMORTISSEMENT – ACTIFS INTANGIBLES**

**Question 12 :**

**Références:**

- (i) B-0073, p. 1
- (ii) R-4119-2020, B-0072, p. 1

**Préambule :**

À la référence (ii), Énergir prévoyait un solde des actifs intangibles – développements informatiques au 30 septembre 2021 de 62,3 M\$. À la référence (i), Énergir prévoit maintenant un solde de 66,5 M\$ à la même date.

**Questions :**

- 12.1 Veuillez expliquer l'écart entre la prévision du solde des actifs intangibles – développements informatiques au 30 septembre 2021 entre le dossier 2020-2021 et le dossier 2021-2022 et en identifier la ou les sources.

**Réponse :**

L'écart de prévision de 4,2 M\$ du solde des actifs intangibles – développements informatiques au 30 septembre 2021 entre la Cause tarifaire 2020-2021 et la prévision 4/8 2021 de la Cause tarifaire 2021-2022 s'explique par :

- i) un écart de 1,9 M\$ entre le solde d'ouverture projeté au 1<sup>er</sup> octobre 2020 à la Cause tarifaire 2020-2021 et le solde d'ouverture réel au 1<sup>er</sup> octobre 2020, donnée de base de la prévision 4/8 2021. Cet écart s'explique principalement par le projet de solution informatique pour la gestion des interventions de service (Mobilité, R-4080-2019) qui a été intégré à la base de tarification au 1<sup>er</sup> octobre 2020 (pièce B-0043, Énergir-L, Document 2, page 2, ligne 53). Au cours de la réalisation du projet, les coûts ont été revus à la hausse par rapport à l'estimé initial et les échéanciers de certaines activités ont été reportés et décalés dans le temps;
- ii) un écart de 2,3 M\$ relié aux investissements estimés (additions à la base de tarification) de l'année financière 2020-2021 entre la Cause tarifaire 2020-2021 et la prévision 4/8 2021, de la Cause tarifaire 2021-2022. Veuillez vous référer aux explications fournies à cet égard à la page 3 de la pièce B-0043, Énergir-L, Document 2.

## USINE LSR

**Question 13 :****Références:**

- (i) B-0077, p. 11
- (ii) R-4119-2020, B-0075, p. 13
- (iii) R-4136-2020, B-0051, p. 6

**Préambule :**

Le coût de fonctionnement de l'usine LSR présente une augmentation de plus de 2 M\$ (16%) du coût de fonctionnement de l'usine LSR entre 2020-2021 (ii) et 2021-2022 (i). Parmi les éléments expliquant cette hausse, la FCEI constate une croissance significative de plusieurs postes de frais.

(000 \$)	<b>2022</b>	<b>2021</b>	<b>Écart</b>	<b>%</b>
Salaires et avantages sociaux	4631	4271	360	8%
Assurances	2041	1181	860	73%
Services d'entretien	765	615	150	24%
Matériaux et pièces	411	364	47	13%
Services professionnels	184	300	-116	-39%
Taxes municipales	265	250	15	6%
Autres frais divers	842	771	71	9%
Réfrigérant	150	100	50	50%

La FCEI constate également que la fonctionnalisation de la croissance des frais d'assurance n'est pas uniforme entre les fonctions.

(000 \$)	<b>2022</b>	<b>2021</b>	<b>Écart</b>	<b>%</b>
Entreposage	516	214	302	141%
Liquéfaction 1	108	45	63	140%
Regazéification	30	12	18	150%
Compression	53	22	31	141%
Chargements	4	2	2	100%
Activités réglementées	762	443	319	72%
Activités non réglementées	530	427	103	24%
Frais généraux	38	16	22	138%



**Questions :**

- 13.1 Veuillez expliquer la croissance importante des salaires et avantages sociaux et des frais d'assurances entre 2021 et 2022.

**Réponse :**

Salaires et avantages sociaux

La hausse des salaires et avantages sociaux s'explique principalement par deux éléments. En premier lieu, la prévision du dossier tarifaire 2021-2022 intègre une hausse des avantages sociaux de l'ordre de 5 % comparativement au dossier tarifaire de l'année précédente. En deuxième lieu, les hausses salariales régulières des diverses catégories d'emplois, de même qu'une hausse des heures supplémentaires comparativement à l'année 2020-2021 expliquent le reste de l'écart.

Assurances

Pour la deuxième année consécutive, le renouvellement des assurances d'Énergir présente des augmentations substantielles dues à un marché des assurances pouvant être qualifié de « difficile », où la capacité des assureurs est réduite et les primes augmentent de façon considérable. Cela signifie que même avec un bon dossier de réclamations, Énergir subit les importantes hausses du marché depuis deux ans.

- 13.2 Veuillez justifier la croissance du montant d'assurance alloué aux différentes fonctions. Notamment, veuillez justifier que les frais fixes non réglementés soient en hausse de 24% alors que le montant alloué aux frais fixes réglementés augmente trois fois plus vite (72%).

**Réponse :**

Lors de l'établissement de la dépense d'assurance au dossier tarifaire 2020-2021, l'impact de la hausse des primes mentionné à la réponse à la question 13.1 n'avait pas encore été constaté. Ainsi, entre la prévision au dossier tarifaire 2020-2021 et la prévision au dossier tarifaire 2021-2022, la dépense d'assurance est passée de 1,2 M\$ à un peu plus de 2,0 M\$. En conséquence, il est normal que chacune des activités de l'usine LSR subisse une hausse importante.

La répartition à travers les activités a été établie conformément à la méthode proposée par Énergir au dossier R-4076-2018, pièce B-0209, Énergir-N, Document 18, pages 11 et 12 et approuvée par la Régie dans sa décision D-2020-039.

Le tableau suivant présente un résumé de cette répartition.

### Répartition des assurances

Assurance	Base de répartition	Activités							
		Entreposage	Liquéfaction 1	ANR	Regazéification	Compression	daQ	Chargements	Frais généraux
Assurance Biens - Excluant la portion attribuable au train n° 2	% de la valeur de remplacement des actifs de chacune des activités sur l'ensemble de la valeur de remplacement des actifs de l'usine	v	v		v	v	v	v	v
Assurance Biens - Portion GM GNL attribuable au train n° 2	100 % ANR			v					
Assurance Responsabilité civile - Excluant la portion attribuable au train n° 2	% de la valeur de remplacement des actifs de chacune des activités sur l'ensemble de la valeur de remplacement des actifs de l'usine						v		
Assurance Responsabilité civile - Portion GM GNL attribuable au train n° 2	100 % ANR			v					

À noter que le coût d'assurance pour l'activité réglementée a augmenté de façon plus importante, principalement en raison de la hausse de la prime de responsabilité civile allouée directement selon la méthode de répartition. Puisque l'activité réglementée englobe une plus grande variété d'activités, conséquemment, la proportion de la prime de responsabilité civile qu'elle doit assumer est plus importante.

- 13.3 Veuillez également expliquer la croissance des frais suivants entre 2021 et 2022 : services d'entretien, matériaux et pièces, frais divers et réfrigérant.

#### Réponse :

Lors de l'établissement du budget, Énergir se base sur les résultats passés et sur les informations prospectives qu'elle détient pour effectuer ses estimés.

Le tableau ci-dessous présente un comparatif des dépenses réelles et estimées en services d'entretien, matériaux et pièces, frais divers et réfrigérants pour le dossier tarifaire 2020-2021 (estimées) le Rapport annuel 2020 (réelles), et le dossier tarifaire 2021-2022 (estimées).

Tableau comparatif des dépenses

	DT 2020-2021 <sup>3</sup>	RÉEL 2019-2020 <sup>4</sup>	DT 2021-2022 <sup>5</sup>	Écart DT 2021-2022 vs DT 2020-2021	Écart DT 2021-2022 vs RÉEL 2019-2020
	(000 \$)	(000 \$)	(000 \$)	(%)	(%)
Entretien	615	854	765	24	-10
Matériaux et pièces	364	368	411	13	11,5
Frais divers	771	922	842	9	-9
Réfrigérants	100	220	150	50	-32
<b>Total</b>	<b>1 850</b>	<b>2 364</b>	<b>2 168</b>	<b>17</b>	<b>-8</b>

À la suite d'une analyse effectuée par les responsables de l'usine LSR sur les projets à venir en termes de projections de besoins en matériel et autres, et considérant l'analyse des résultats réels de 2019-2020, une prévision jugée réaliste et raisonnable a été intégrée au dossier tarifaire 2021-2022. Cette dernière présente une hausse globale des coûts de 17 % entre le dossier tarifaire 2021-2022 et le dossier tarifaire 2020-2021, mais une baisse de 8 % des coûts entre le dossier tarifaire 2021-2022 et le Rapport annuel 2020.

<sup>3</sup> R-4119-2020, B-0075, Énergir-N, Document 15, annexe 1, page 2.

<sup>4</sup> R-4136-2020, B-0051, Énergir-9, Document 4, page 6.

<sup>5</sup> B-0077, Énergir-N, Document 15, annexe 1, page 2.

## INDICATEUR GES

**Question 14 :****Références:**

- (i) B-0082, p. 5

**Préambule :**

« Les principales mesures visées pour atteindre la cible de réduction de GES par Énergir sur l’horizon 2030 sont la réalisation de projets de réduction et l’utilisation d’une quantité des volumes de gaz naturel renouvelable (GNR) pour décarboner une partie de ses opérations. Toutefois, la quantité disponible de GNR demeurera limitée d’ici à 2024 et plusieurs des projets internes de réduction prévus à l’horizon de la cible 2030 n’ont pas encore débuté, été autorisés ou ne peuvent être déployés rapidement, en raison de nombreuses incertitudes (techniques, économiques, opérationnelles) spécifiques à chacun des projets. Dans ce contexte, Énergir propose un indice de réduction des GES sur trois ans (2021-2022 à 2023-2024) et soumettra une nouvelle proposition dans le cadre de la Cause tarifaire 2024-2025. »

« En fonction de la matérialisation possible des projets internes et de la disponibilité accrue du GNR à partir de 2022-2023, Énergir propose d’augmenter sa cible de réduction dès la deuxième année à 500 tonnes éq. CO<sub>2</sub>. La réduction est obtenue par la mise en place de projets à caractère récurrent, de scope 1, 2 ou 3 (voir annexe pour les définitions) et/ou par l’achat récurrent de volumes de GNR. »

**Questions :**

- 14.1 Veuillez indiquer si Énergir prévoit prioriser l’achat de GNR par rapport à l’achat de crédit d’émission de GES indépendamment du coût relatif de ces deux moyens.

**Réponse :**

L’achat de crédits d’émission de GES ne fait pas partie de la proposition d’Énergir. Dans ce contexte, Énergir ne prévoit pas avoir à prioriser l’achat de GNR par rapport à l’achat de crédits compensatoires.

- 14.2 Veuillez comparer le coût de ces deux moyens à ce jour.

**Réponse :**

Énergir n’a pas encore utilisé l’achat de GNR pour sa propre consommation comme moyen de réduction des GES, étant donné qu’elle le propose à partir de l’année 2021-2022.

Par ailleurs, à ce jour, les coûts d'achats de GNR par les clients d'Énergir sont négligeables puisque moins de 5 Mm<sup>3</sup> de GNR ont été vendus au cours de l'année 2019-2020<sup>6</sup>. Les coûts prévus pour l'année 2021-2022 sont présentés à la page 1 de la pièce Énergir-H, Document 4.

En ce qui concerne le prix des crédits compensatoires, Énergir réfère la FCEI au tableau sommaire pour l'année 2020 préparé par le gouvernement du Québec. Le prix moyen pour un crédit compensatoire a été de 18,35 \$CAN en 2020.<sup>7</sup>

Énergir convient que le coût d'achat du GNR est plus élevé que celui des crédits compensatoires. Cependant, elle rappelle que sa proposition vise à réduire ses émissions de GES selon la cible 2030 du Québec, notamment dans le cadre de ses activités de distribution au Québec. De plus, Énergir rappelle que l'achat de GNR n'est pas la seule mesure envisagée. La réalisation de projets est la mesure privilégiée permettant de réduire ses émissions.

- 14.3 En fonction des prévisions disponibles, veuillez indiquer la valeur actuelle nette d'une réduction d'une tonne de GES par achat de GNR et par achat de crédit d'émission.

**Réponse :**

Comme indiqué à la réponse à la question 14.1, l'achat de crédits compensatoires ne fait pas partie la proposition d'Énergir.

Pour l'achat de GNR, le surcoût par tonne de GES a été calculé à environ 210 \$CAN (soit environ 0,40 \$/m<sup>3</sup>) pour Énergir, en cas d'achat pour ses besoins opérationnels.

Pour le prix des crédits compensatoires, veuillez vous référer à la réponse à la question 14.2.

- 14.4 Veuillez indiquer si Énergir prévoit l'achat de GNR même dans le cas où aucune socialisation du GNR n'était requise.

**Réponse :**

L'achat de GNR par Énergir pour consommation se fera selon ce qui est prévu aux *Conditions de service et Tarif*, au même titre que les autres clients. Pour ce faire, Énergir a inscrit ses installations et les volumes désirés sur la liste d'attente. Quand viendra son tour, Énergir se verra offrir des quantités pour combler ses besoins en GNR, soit la totalité du besoin si celui-ci est inférieur à 50 000 m<sup>3</sup> ou un maximum de 50 000 m<sup>3</sup> par adresse.

---

<sup>6</sup> R-4136, pièce B-0178, Énergir-9, Document 1.

<sup>7</sup> <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/couverture-emissions/sommaire-transactions-annuelle-trimestrielle-2020.xlsx>.

- 14.5 Veuillez indiquer comment serait fonctionnalisé le coût des achats de GNR visant à atteindre la cible de réduction de GES.

**Réponse :**

Le coût du GNR serait fonctionnalisé au service de distribution selon le tarif GNR en vigueur au moment de la consommation.

- 14.6 Veuillez confirmer que l'achat de GNR pour atteindre l'objectif de réduction de GES implique un achat récurrent à perpétuité. Sinon veuillez expliquer.

**Réponse :**

Énergir confirme que l'achat de GNR implique un achat récurrent sur la durée de l'indice (2021-2022 à 2023-2024) et non à perpétuité.

- 14.6.1 Dans l'affirmative, veuillez indiquer comment la Régie peut constater aujourd'hui l'atteinte de l'objectif pour les fins de l'établissement du pourcentage de réalisation de l'indice.

**Réponse :**

Comme pour tous les indices de qualité de service, les résultats seront calculés et présentés chaque année au rapport annuel et serviront à calculer le résultat global. Le pourcentage de réalisation annuel relatif à l'indice est présenté aux pièces B-0080, Énergir-P, Document 1, p. 9 et B-0082, Énergir-P, Document 3, pages 5-6.