

**RÉPONSE D'ÉNERGIR. S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER

1. **Références :**
- (i) Pièce [B-0051](#), p. 5, tableau 1;
 - (ii) Pièce [B-0051](#), p. 6, tableau 2;
 - (iii) Pièce [B-0150](#);
 - (iv) Pièce [B-0051](#), p. 5.

Préambule :

(i) «

**Tableau 1
Marché petit et moyen débits**

RÉEL 2023			BUDGET 2023			ÉCARTS RÉEL vs BUDGET	
DESCRIPTION	NOMBRE USAGERS	VOLUMES DE DISTRIBUTION	DESCRIPTION	NOMBRE USAGERS	VOLUMES DE DISTRIBUTION	NOMBRE USAGERS	VOLUMES DE DISTRIBUTION
	(#)	(10 ³ m ³)		(#)	(10 ³ m ³)	(#)	(10 ³ m ³)
0-1 095 m ³ /an	74 355	36 069	0-1 095 m ³ /an	76 546	42 249	(2 191)	(6 180)
1 095-3 650 m ³ /an	77 501	163 100	1 095-3 650 m ³ /an	75 433	178 251	2 068	(15 151)
3 650-10 950 m ³ /an	28 616	188 929	3 650-10 950 m ³ /an	30 156	201 640	(1 540)	(12 711)
10 950-36 500 m ³ /an	19 796	422 440	10 950-36 500 m ³ /an	19 377	421 378	419	1 062
< 36 500 m³/an	200 268	810 538	< 36 500 m³/an	201 512	843 518	(1 244)	(32 980)
36 500-109 500 m ³ /an	8 510	540 426	36 500-109 500 m ³ /an	8 204	523 659	305	16 767
109 500-365 000 m ³ /an	2 850	550 117	109 500-365 000 m ³ /an	2 755	552 939	95	(2 823)
365 000-1 095 000 m ³ /an	611	383 399	365 000-1 095 000 m ³ /an	591	396 822	20	(13 423)
1 095 000-3 650 000 m ³ /an	156	275 866	1 095 000-3 650 000 m ³ /an	168	307 886	(11)	(32 020)
> 3 650 000 m ³ /an	23	174 751	> 3 650 000 m ³ /an	17	126 271	6	48 480
> 36 500 m³/an	12 150	1 924 559	> 36 500 m³/an	11 735	1 907 578	414	16 982
TOTAL TARIF 1	212 418	2 735 098	TOTAL TARIF 1	213 247	2 751 095	(829)	(15 998)
PALIER 3.3	85	19 547	PALIER 3.3	80	15 387	5	4 160
PALIER 3.4	90	60 943	PALIER 3.4	97	70 680	(7)	(9 736)
PALIER 3.5	99	186 431	PALIER 3.5	93	183 074	6	3 357
TARIF 3	275	266 921	TARIF 3	270	269 140	5	(2 220)
TOTAL PMD	212 693	3 002 018	TOTAL PMD	213 517	3 020 236	(825)	(18 217)

»

(ii) «

Tableau 2
Marché des grandes entreprises

RÉEL 2023			BUDGET 2023			ÉCARTS RÉEL vs BUDGET	
DESCRIPTION	NOMBRE USAGERS	VOLUMES DE DISTRIBUTION (10 ³ m ³)	DESCRIPTION	NOMBRE USAGERS	VOLUMES DE DISTRIBUTION (10 ³ m ³)	NOMBRE USAGERS	VOLUMES DE DISTRIBUTION (10 ³ m ³)
PALIER 4.6	46	250 992	PALIER 4.6	48	264 754	(2)	(13 762)
PALIER 4.7	37	724 082	PALIER 4.7	38	773 442	(1)	(49 360)
PALIER 4.8	11	625 263	PALIER 4.8	11	652 355	-	(27 092)
PALIER 4.9	4	662 399	PALIER 4.9	4	595 141	-	67 258
PALIER 4.10	2	517 745	PALIER 4.10	2	579 333	-	(61 588)
TARIF 4	100	2 780 482	TARIF 4	103	2 865 026	(3)	(84 543)

»

(iii) La page 1 de la pièce B-0150 contient un tableau intitulé « Demande et sources d’approvisionnement gazier pour l’exercice terminé le 30 septembre 2023 ».

(iv) « Les volumes réels de distribution pour l’année 2022-2023 dans le marché des PMD sont en très légère baisse par rapport à ceux budgétés sur l’ensemble des tarifs. En effet, les volumes de distribution au tarif D1 expliquent cette décroissance par rapport aux prévisions budgétées, alors que ceux au tarif D3 sont alignés avec les volumes prévus au moment de déposer la Cause tarifaire 2022-2023.

Parmi les facteurs ayant impacté les volumes de distribution en 2022-2023, les plus importants ont été la conjoncture économique et la maturation de nouvelles ventes. Une croissance économique plus faible que celle utilisée dans le dossier de la Cause tarifaire 2022-2023 a tiré les livraisons à la baisse. La consommation associée à la maturation des nouvelles ventes en 2022-2023 des nouveaux clients signés lors des deux dernières années a été moins élevée que celle prévue dans la Cause tarifaire 2022-2023. Cependant, ces facteurs baissiers de la consommation ont été en grande partie compensés par la variation à la hausse de la consommation de la clientèle VGE, qui a eu une progression positive par rapport à celle prévue au moment de déposer la Cause tarifaire 2022-2023 ». [nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 La Régie reproduit les renseignements se trouvant aux références (i) et (iii) relatifs à la demande prévue au dossier tarifaire 2022-2023 ainsi que la demande réelle des clients au tarif D₁ :

En 10 ⁶ m ³	Demande prévue (a)	Demande réelle (b)	Écart (b) – (a)
Référence (i)	2 751	2 735	-16
Référence (iii), ligne 1	2 751	2 605	-146

Veillez fournir les motifs pour lesquels la demande réelle des clients au tarif D₁ n'est pas la même selon les références (i) et (iii).

Réponse :

- 1 La référence (i) présente des volumes normalisés alors que la référence (iii) présente des
2 volumes non normalisés. Ainsi, l'écart de 130 10⁶ m³ est constitué des volumes de
3 normalisation.

- 1.2 Veuillez concilier les explications en (iv) selon lesquelles :

- « les volumes de distribution au tarif D1 expliquent cette décroissance par rapport aux prévisions budgétées, alors que ceux au tarif D3 sont alignés avec les volumes prévus au moment de déposer la Cause tarifaire 2022-2023 »;
- « parmi les facteurs ayant impacté les volumes de distribution en 2022-2023, les plus importants ont été la conjoncture économique et la maturation de nouvelles ventes ».

Avec les données de la référence (iii) (ligne 1), lesquelles semblent indiquer que l'écart entre la demande prévue au dossier tarifaire 2022-2023 et la demande réelle des clients au tarif D₁ s'explique essentiellement par une diminution des volumes en hiver (en 10⁶m³) :

Dossier tarifaire (a)			Résultats réels (b)			Écart = (b) - (a)		
Hiver	Été	TOTAL	Hiver	Été	TOTAL	Hiver	Été	TOTAL
1 943	808	2 751	1 799	806	2 605	-145	-1	-146

Réponse :

1 Comme expliqué en réponse à la question 1.1, les volumes réels présentés à la référence (i)
 2 sont normalisés. Ainsi, en excluant l'effet de la température, les facteurs ayant fait varier le
 3 plus les volumes de distribution à la baisse sont reliés à la conjoncture économique ainsi
 4 qu'à la maturation des nouvelles ventes.

1.3 La Régie reproduit les renseignements se trouvant aux références (ii) et (iii) relatifs à la
 demande prévue au dossier tarifaire 2022-2023 ainsi que la demande réelle des clients au
 tarif D₄ :

En 10 ⁶ m ³	Demande prévue (a)	Demande réelle (b)	Écart (b) - (a)
Référence (ii)	2 865	2 780,5	-84,5
Référence (iii), ligne 3	2 834	2 774,0	-59,0

Veillez fournir les motifs pour lesquels les renseignements relatifs à la demande des clients
 au tarif D₄ ne sont pas les mêmes selon les références (ii) et (iii).

Réponse :

5 La différence s'explique par le fait que la demande des clients adhérant au tarif D₄ présentée
 6 à la référence (iii) n'inclut pas la demande du client biogaz en réseau dédié, cette dernière
 7 étant présentée à part (ligne 6). De plus, la demande réelle présentée à la référence (ii)
 8 exclut l'utilisation par GM-GNL du train 1 de l'usine LSR de 6,9 10⁶m³, tel que présenté à la
 9 pièce B-0055, Énergir-9, Document 4, p. 1, colonne 3, ligne 3, puisque les revenus afférents
 10 sont présentés en diminution du revenu requis en distribution.

- 1.4 La Régie reproduit les données se trouvant aux lignes 22 et 46 de la référence (iii), lesquelles concernent les échanges de gaz :

En 10 ⁶ m ³	Dossier tarifaire		Résultats réels		Écart	
	(a)		(b)		(b) – (a)	
Référence (iii), ligne 22	0		70		70	
Référence (iii), ligne 46	0		53		53	

Veillez fournir les motifs pour lesquels le volume d'échange de gaz rapporté à la ligne 22 de la référence (iii) (à savoir le volume rapporté à la section « Demande » du tableau) n'égal pas celui de la ligne 46 de la même référence (à savoir le volume rapporté à la section « Approvisionnement » du tableau).

Réponse :

- 1 Certaines opérations d'échange de gaz peuvent s'étaler sur plusieurs mois. Ainsi, il se peut
 2 que certaines d'entre elles soient comptabilisées sur deux années financières différentes.
 3 Par exemple, du gaz peut être reçu avant le 30 septembre et remboursé après cette date.
 4 Ceci explique les écarts observés entre les lignes 22 et 46.

- 1.5 La Régie reproduit les données de la ligne 45 de la référence (iii), lesquelles concernent les retraits volumétriques (en 10⁶m³) au site d'entreposage Saint-Flavien :

Dossier tarifaire (a)			Résultats réels (b)			Écart = (b) - (a)		
Hiver	Été	TOTAL	Hiver	Été	TOTAL	Hiver	Été	TOTAL
120	0	120	91	0	91	-29	0	-29

- 1.5.1 Veuillez fournir les motifs pour lesquels les retraits réels à Saint-Flavien ont été inférieurs à ceux prévus au dossier tarifaire.

Réponse :

- 5 L'hiver 2022-2023 ayant été plus chaud que prévu, il n'a pas été nécessaire de retirer
 6 la totalité prévue de gaz naturel à Saint-Flavien.

1.5.2 Veuillez expliquer les conséquences opérationnelles et monétaires des retraits moindres à Saint-Flavien sur l’approvisionnement des journées de pointe à l’hiver 2022-2023.

Réponse :

1 Comme les coûts des sites d’entreposage d’Intragaz sont des coûts majoritairement
2 fixes, le seul impact monétaire de la variation de l’utilisation du site Saint-Flavien est
3 la réduction des coûts de compression causée par des retraits moindres à
4 l’hiver 2022-2023. D’un point de vue opérationnel, il n’y a pas de conséquence sur
5 l’approvisionnement des journées de pointe. Les retraits au site ont simplement été
6 effectués pour répondre aux besoins réels observés.

ÉVOLUTION DES OUTILS D'APPROVISIONNEMENT ET EXAMEN DES TRANSACTIONS EFFECTUÉES À PARTIR DES OUTILS DE TRANSPORT ET D'ENTREPOSAGE

2. Références :
- (i) Pièce [B-0151](#), p. 8;
 - (ii) Pièce [B-0151](#), annexe 2, p. 1;
 - (iii) Pièce [B-0151](#), annexe 2, p. 1;
 - (iv) Dossier R-3951-2015, décision [D-2016-111](#), p. 26.

Préambule :

(i) « Cinq transactions de ce type ont été réalisées, générant des revenus de 261 743 \$. Les cessions temporaires de transport FTSH sont effectuées lors de périodes où Énergir ne projette pas utiliser cette capacité de transport sur une base régulière. Toutefois, ces transactions incluent un droit de rappel de façon à conserver la possibilité d'utilisation pour les journées où la capacité de transport pourrait être requise afin de répondre à la demande. Lorsqu'Énergir utilise son droit de rappel, la tierce partie s'engage à lui remettre en franchise les quantités de fourniture livrées par elle à Dawn pour la journée visée. Il n'y a donc aucun impact opérationnel associé à ce type transactions ». [nous soulignons]

(ii) «

Livraison	Réception	Date de la transaction	Date de début	Date de fin	Volume quotidien (10 ³ m ³)	Volume total année 2022 (10 ³ m ³)	Revenus totaux (\$)	
Cession FTSH / M12 avec droit de rappel								
2	PARKW	DAWN	2023-03-28	2023-04-01	2023-09-30	281	51 510	(1)
3	EDA	PARKW	2023-03-28	2023-04-01	2023-09-30	278	50 959	(1)
4	Sous-total Cession FTSH / M12 avec droit de rappel				2 transactions	102 469	19 412	
Cession FTSH avec droit de rappel								
6	EDA	PARKW	2023-03-28	2023-04-01	2023-09-30	557	101 913	
7	EDA	PARKW	2023-03-28	2022-10-01	2023-09-30	278	34 251	
8	EDA	PARKW	2022-11-21	2022-12-01	2023-03-31	139	16 845	
9	Sous-total Cession FTSH avec droit de rappel				3 transactions	153 009	242 331	

(1) Ces transactions sont effectives du 1^{er} avril au 31 octobre 2023. Énergir présente les revenus découlant de ces contrats pour les mois d'avril à septembre 2023. Énergir ne présentera pas de demande de bonification pour le mois d'octobre 2023 dans le prochain rapport annuel.

»

(iii) «

Échange Iroquois EDA								
11	IROQU	EDA	2022-10-28	2022-11-01	2023-10-31	278	101 640	
12	IROQU	EDA	2022-10-28	2022-11-01	2023-10-31	433	157 993	
13	Sous-total Échange Iroquois EDA				2 transactions	259 633	732 721	

»

(iv) « [62] La décision D-2014-077 prévoit que les transactions de plus de 12 mois ou celles s'étendant au-delà du 30 septembre de l'année ne peuvent pas être considérées comme des transactions financières d'optimisation, puisque le Distributeur met à jour son plan d'approvisionnement sur une base annuelle ». [note de bas de page omise, nous soulignons]

Demandes :

- 2.1 En vous référant à (i), veuillez expliquer les conséquences prévues au contrat entre Énergir et la tierce partie advenant que cette dernière ne remplisse pas son engagement de remettre à Énergir « *en franchise les quantités de fourniture livrées par elle à Dawn pour la journée visée* ». Veuillez préciser si la clientèle resterait indemne advenant le non-respect de cet engagement tel que mentionné.

Réponse :

1 Les contrats mis en place avec les fournisseurs comportent l'article suivant :

2 « (c) *In the event ASSIGNEE fails to deliver at ENERGIR EDA a portion or all of the Recalled*
3 *Assigned Capacity of natural gas, ÉNERGIR shall have the right to obtain a natural gas*
4 *quantity equivalent which is subject of the failure to deliver, the whole at ÉNERGIR's*
5 *reasonable discretion. In such event, ASSIGNEE agrees to indemnify and hold harmless*
6 *ÉNERGIR for all costs and/or damages, including but not limited to the costs incurred by the*
7 *additional use of storage and/or transportation and any penalties incurred by the other Party*
8 *for imbalance charges on the TCPL system as a result of ASSIGNEE's failure to deliver at*
9 *ENERGIR EDA a portion or all of the Recalled Assigned Capacity of natural gas.* »

10 Ainsi, chaque tierce partie qui ne respecte pas un engagement de livraison devra indemniser
11 Énergir pour les coûts et les dommages encourus. De plus, Énergir aurait le droit d'obtenir
12 une quantité équivalente de gaz naturel pour compenser le manquement afin que la
13 clientèle demeure indemne.

- 2.2 En vous référant à (i), veuillez indiquer, si lors des cinq dernières années, des tierces parties n'ont pas été en mesure de respecter leur engagement à remettre à Énergir les quantités de fourniture au moment où elle exerçait son droit de rappel.

Dans l'affirmative, veuillez décrire chacune des situations survenues ainsi que les conséquences pour Énergir. Veuillez préciser si la clientèle resterait indemne advenant le non-respect de cet engagement tel que mentionné.

Réponse :

14 Toutes les tierces parties ont été en mesure de respecter leur engagement à remettre à
15 Énergir les quantités de fourniture au moment où elle exerçait son droit de rappel.

- 2.3 Veuillez confirmer que chacune des cinq transactions en (ii) n'étaient pas des transactions opérationnelles mais des transactions qui répondent à la définition donnée en (i), à savoir

« qu'elles sont effectuées lors de périodes où Énergir ne projette pas utiliser cette capacité de transport sur une base régulière ».

Réponse :

1 Ces cinq transactions ont été effectuées lors de périodes où Énergir ne projette pas utiliser
2 cette capacité de transport sur une base régulière.

2.3.1 Pour chacune des cinq transactions en (ii), veuillez indiquer le nombre de fois qu'Énergir a exercé son droit de rappel et le volume total rappelé.

Réponse :

3 Énergir n'a exercé son droit de rappel sur aucune de ces cessions.

2.4 Veuillez expliquer si Énergir demande une bonification pour les deux transactions relatées en (iii).

Dans l'affirmative, en vous référant à (iv), veuillez fournir les motifs pour lesquels Énergir juge approprié de demander une bonification pour ces deux transactions.

Réponse :

4 Selon la procédure en vigueur, dont la Régie a pris acte dans la décision D-2021-082, Énergir
5 peut demander une bonification pour la durée du contrat qui respecte la période de
6 l'exercice du Rapport annuel 2023, soit du 1^{er} octobre 2022 au 30 septembre 2023.¹ Ainsi,
7 Énergir demande une bonification pour les deux transactions relatées à la référence (iii).

8 Une version révisée de la pièce Énergir-12, Document 2 est déposée afin de refléter cette
9 demande de bonification, ainsi qu'une correction aux dates et volumes de chacun des
10 contrats en référence. Il est à noter que le mois restant à chacun de ces contrats, soit
11 octobre 2023, sera inclus dans le Rapport annuel 2024, mais qu'aucune bonification pour
12 cette tranche des contrats ne sera demandée.

13 Cette demande de bonification pour ces deux transactions permettait à Énergir de répondre
14 de la même façon aux besoins de la clientèle pour l'hiver, tout en engendrant des revenus
15 additionnels. Ces revenus ont donc été classés comme financiers.

¹ Le traitement des deux transactions à la référence (iii) est le même que celui du paragraphe 42 de la décision D-2021-082.

DIVERSIFICATION DES INDICES D'ACHAT DE FOURNITURE

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0153](#), p. 3;
 - (ii) Dossier R-3837-2013 phase 2, décision [D-2014-064](#), p. 30.

Préambule :

(i) « La colonne 2 de la ligne 1 montre que 50,7 % des achats de fourniture contractés d'avance à Dawn pour l'année 2022-2023 ont été effectués selon l'indice NYMEX. Ainsi, la stratégie de diversification des indices d'achats de fourniture contractés d'avance à Dawn a été respectée pour cette année ».

(ii) « [123] Pour ces motifs, la Régie demande au Distributeur de réaliser en dollars canadiens les transactions d'achat de gaz naturel utilisant l'indice NGX ou NYMEX lorsqu'il est établi que la prime de risque de change exigée par le fournisseur est nulle ou inférieure à celle exigée par le marché. Si cette condition n'est pas remplie, les transactions devront se réaliser en dollars américains.

[124] La Régie accorde, pour ces transactions, un traitement réglementaire qui considère les gains et pertes de change liés aux achats de gaz naturel effectués en \$US comme une composante intégrée au coût de fourniture ».

Demandes :

- 3.1 En vous référant à (i) et (ii), veuillez indiquer le nombre de transactions négociées en dollars américains. Veuillez également indiquer les gains et les pertes aux achats de gaz naturel effectués en \$US, le cas échéant.

Réponse :

1 Parmi les transactions contractées d'avance utilisant l'indice NGX ou NYMEX,
2 16 transactions ont été réalisées en \$US.

3 Les gains ou pertes de change sont calculés en fonction de l'écart entre le taux de change
4 au moment de la comptabilisation de la transaction et le taux de change au moment du
5 déboursé. La perte de change totale réalisée au cours de l'exercice 2022-2023 est de
6 833 000 \$. Énergir a intégré cette perte dans le coût de fourniture, comme stipulé par le
7 paragraphe 124 de la référence (ii). Cependant, ces gains ou pertes ne sont pas liés à une
8 prime de risque payée lors de la transaction.

3.2 En vous référant à (i), veuillez expliquer si l'évolution du contexte des approvisionnements gaziers depuis la mise en place de la stratégie de diversification des indices d'achats de fourniture contractés d'avance à Dawn pourrait militer en faveur d'une révision de celle-ci.

Dans l'affirmative, veuillez indiquer l'échéancier envisagé pour la révision de la stratégie de diversification des indices d'achats de fourniture contractés d'avance à Dawn.

Réponse :

1 Bien que certains éléments puissent indiquer une évolution du contexte du marché, sans
2 étude approfondie du dossier, Énergir n'est pas en mesure de se prononcer sur la révision
3 de l'approche actuelle.

**STRATÉGIE DE GESTION DES RETRAITS ET INJECTIONS AU SITE
D'ENTREPOSAGE D'ENBRIDGE GAS**

- 4. Références :**
- (i) Dossier R-3916-2014, pièce [B-0090](#), p. 3 ;
 - (ii) Dossier R-3951-2015, pièce [B-0026](#), p. 5 ;
 - (iii) Dossier R-3992-2016, pièce [B-0130](#), p. 6 ;
 - (iv) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0077](#), p. 5 ;
 - (v) Dossier R-4079-2018, pièce [B-0077](#), p. 5 ;
 - (vi) Dossier R-4114-2019, pièce [B-0195](#), p. 5 ;
 - (vii) Dossier R-4136-2020, pièce [B-0071](#), p. 8 ;
 - (viii) Dossier R-4175-2021, pièce [B-0166](#), p. 7 ;
 - (ix) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0080](#), p. 7 ;
 - (x) Dossier R-4242-2023, pièce [B-0154](#), p. 7.

Préambule :

- (i) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2013-2014.
- (ii) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2014-2015.
- (iii) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2015-2016.
- (iv) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2016-2017.
- (v) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2017-2018.
- (vi) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2018-2019.
- (vii) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2019-2020.
- (viii) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2020-2021.
- (ix) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2021-2022.
- (x) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2022-2023.

Demandes :

4.1 La Régie, à l'aide des références (i) à (x) produit le tableau de la performance de la stratégie des injections et des retraits depuis les 10 dernières années :

En k\$	Gains	Pertes	Dossier	Référence
2013 - 2014	2 586		R-3916-2014	B-0090, p. 3
2014 - 2015	1 374		R-3951-2015	B-0026, p. 5
2015 - 2016		2 421	R-3992-2016	B-0130, p. 6
2016 - 2017	2 587		R-4024-2017	B-0077, p. 5
2017 - 2018	587		R-4079-2018	B-0077, p. 5
2018 - 2019		434	R-4114-2019	B-0195, p. 5
2019 - 2020	487		R-4136-2020	B-0071, p. 8
2020 - 2021	1 650		R-4175-2021	B-0166, p. 7
2021 - 2022	7 071		R-4209-2022	B-0080, p. 7
2022 - 2023		2 512	R-4242-2023	B-0154, p. 7
	16 342	5 367		

4.1.1 Veuillez valider les données du tableau et s'il y a lieu, y apporter les corrections nécessaires.

Réponse :

1 Le tableau 4.1.1 contient des corrections identifiées en bleu aux lignes 2 et 8. Il est
 2 à noter qu'il s'agit de corrections par rapport aux gains qu'on retrouve dans les
 3 pièces concernées des rapports annuels respectifs. Toutefois, dans le cadre de
 4 l'exercice demandé par la Régie, Énergir juge pertinent de fournir les gains corrigés.

Tableau 4.1.1
Tableau de la Régie corrigé

	Période	Gains (000 \$)	Pertes (000 \$)	Dossier	Référence
1	2013-2014	2 586		R-3916-2014	B-0090, p. 3
2	2014-2015	871		R-3951-2015	B-0026, p. 5
3	2015-2016		2 421	R-3992-2016	B-0130, p. 6
4	2016-2017	2 587		R-4024-2017	B-0077, p. 5
5	2017-2018	587		R-4079-2018	B-0077, p. 5
6	2018-2019		434	R-4114-2019	B-0195, p. 5
7	2019-2020	487		R-4136-2020	B-0071, p. 8
8	2020-2021	1 657		R-4175-2021	B-0166, p. 7
9	2021-2022	7 071		R-4209-2022	B-0080, p. 7
10	2022-2023		2 512	R-4242-2023	B-0154, p. 7

4.1.2 Veuillez confirmer que la stratégie a été globalement à l'avantage des clients depuis les 10 dernières années. Veuillez commenter.

Réponse :

1 Les pièces référencées permettent de dégager la performance des mouvements
2 réels effectués en les comparant avec les mouvements prévus du dossier tarifaire.

3 Ainsi, les résultats démontrent qu'au réel, en général, les mouvements d'inventaire
4 ont permis d'enregistrer des gains par rapport à la stratégie de base prévue dans la
5 cause tarifaire.

6 Cependant, il est à noter que comme l'inventaire à Dawn est utilisé principalement
7 pour des besoins de flexibilité opérationnelle, les écarts entre les mouvements réels
8 peuvent plutôt relever d'un besoin opérationnel que de l'optimisation financière.

4.2 Veuillez expliquer si l'évolution du contexte des approvisionnements gaziers depuis la mise en place de la stratégie des injections et des retraits pourrait militer en faveur d'une révision de celle-ci.

Dans l'affirmative, veuillez indiquer l'échéancier envisagé pour la révision de la stratégie des injections et des retraits aux sites d'entreposage à Dawn.

Réponse :

1 Comme le démontrent les résultats, la stratégie au réel dévie de la stratégie établie dans la
2 cause tarifaire en fonction des besoins réels et de l'évolution du contexte de marché.

3 Bien que la stratégie au réel ait en général permis des gains par rapport à celle de la cause
4 tarifaire, une étude plus approfondie sur la nature des gains et des pertes serait nécessaire
5 pour se prononcer à savoir si celle-ci devait être révisée dans la cause tarifaire. À ce stade,
6 Énergir n'est pas en mesure de fournir l'échéancier requis pour une telle révision, étant
7 donné que plusieurs facteurs sur la nature et le processus de la révision doivent être
8 évalués.

9 De plus, comme les actions au réel dépendent d'un contexte spécifique et des besoins de
10 flexibilité en cours de journée (donc principalement imprévus la veille de la journée gazière),
11 l'observation des variations entre le réel et le prévu ne mènerait pas nécessairement à des
12 conclusions qui puissent s'appliquer au mode prévisionnel.

**DIMINUTION DE LA CAPACITÉ DE LIQUÉFACTION DU
LIQUÉFACTEUR NO 1 DE L'USINE LSR**

5. Référence : Pièce [B-0090](#), p. 2.

Préambule :

« Après des analyses additionnelles et certains travaux requis complétés avant avril 2023, la limite a été rehaussée à la hausse pouvant aller jusqu'à 18 semaines par année tout en maintenant le risque à un niveau acceptable, tel que requis par la norme CSA Z276. Ce rehaussement permet à Énergir de répondre adéquatement à la plupart des scénarios de température ». [nous soulignons]

Demandes :

5.1 Veuillez décrire les « *certaines travaux requis complétés avant avril 2023* ».

Réponse :

1 L'évaluation de risque à l'usine LSR pour le risque sociétal est requise par le code CSA z276.
2 Cette analyse est faite par une étude quantitative de risque (QRA).

3 À la suite des résultats initiaux de l'étude QRA 2021, laquelle utilise un modèle générique
4 pour l'évaluation des conséquences et limitait la production à huit semaines, une version
5 révisée de l'étude QRA a été complétée en 2023. La révision incorporait les résultats
6 d'études de simulation dynamique de fuites (CFD) afin de déterminer plus précisément les
7 conséquences de différentes fuites en tenant compte de la géométrie et des arrangements
8 à l'usine.

9 Les simulations dynamiques réalisées ont permis de mieux comprendre les effets et les
10 risques réels à l'usine et ainsi ajuster les paramètres dans le calcul du risque résiduel dans
11 l'étude QRA

12 Les clôtures grillagées existantes sur les rues Armand-Chaput et Henri-Bourassa ont été
13 modifiées pour que leur recouvrement en tôle descende jusqu'au niveau du sol afin d'agir
14 comme coupe vapeur. Ce changement minimise les conséquences de fuites à l'extérieur du
15 terrain de l'usine, améliorant grandement les résultats de l'analyse de risque.

16 De plus, la zone fumeurs sur Henri-Bourassa a été déplacée et clairement identifiée
17 conformément aux résultats de l'étude.

1 Finalement, à la suite de la caractérisation des impacts et risques reliés aux opérations du
2 Quai 0, les chargements de GNL à partir de ce quai ont été limités afin de demeurer à
3 l'intérieur des limites de risque permmissibles.

5.2 À la suite du rehaussement de la limite d'utilisation du liquéfacteur n° 1 à 18 semaines,
veuillez décrire les scénarios de température auxquels Énergir ne pourra pas répondre
adéquatement.

Réponse :

4 En se basant sur le plan d'approvisionnement 2025-2028², avec une limite d'utilisation du
5 liquéfacteur à 18 semaines, les outils disponibles permettent de répondre à la succession
6 de trois hivers, dont deux hivers extrêmes consécutifs.

5.3 Dans le cas où Énergir ne sera pas en mesure de répondre adéquatement à certains
scénarios de température, veuillez décrire les outils d'approvisionnement qui seront
nécessaire à cet égard.

Réponse :

7 Dans le cas où l'inventaire ne suffirait pas à répondre à la demande des scénarios de
8 température extrême, Énergir comblera les déficits par l'une ou plusieurs alternatives
9 suivantes :

- 10 • Acheter davantage de GNL de GM GNL;
- 11 • Utiliser des outils de pointe s'il y en a (entente spécifique d'interruption avec
12 certains clients);
- 13 • Acquérir du transport sur le marché.

² R-4257-2024, B-0008, Énergir-H, Document 3.

TRANSACTIONS CONCLUES EN VERTU DE L'INITIATIVE D'APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE EN GAZ NATUREL

6. **Références :**
- (i) [Énergir - Producteurs éligibles et documents de divulgation](#);
 - (ii) [ARC Resources](#);
 - (iii) [Crew Energy Inc.](#);
 - (iv) [EQT](#);
 - (v) [Northeast Natural Energy](#);
 - (vi) [Pacific Canbriam Energy](#);
 - (vii) [Seneca Resources Company](#);
 - (viii) [Vermillon Energy](#);
 - (ix) Dossier R-4177-2021, décision [D-2022-123](#), p. 37.

Préambule :

(i) Le site internet d'Énergir décrit la démarche de celle-ci à l'égard de l'approvisionnement gazier responsable (l'Initiative) visant à encourager la divulgation d'information crédibles et l'emploi par les producteurs des meilleures pratiques ESG dans leurs opérations.

Le site contient notamment les renseignements suivants :

«

Producteurs éligibles et documents de divulgation :	
ARC Resources (Seven Generations Energy) Rapport de certification (Évaluation E0100MC) Indicateurs clés	Pacific Canbriam Energy Rapport de certification (Évaluation E0100MC) Indicateurs clés
EQT Rapport de certification (Évaluation E0100MC) Indicateurs clés	Seneca Resources Company Rapport de certification (Évaluation E0100MC) Indicateurs clés
Northeast Natural Energy Rapport de certification (Évaluation E0100MC) Indicateurs clés	Vermillon Energy Rapport de certification (Évaluation E0100MC) Indicateurs clés
Crew Energy Rapport de certification (Évaluation E0100MC) Indicateurs clés	

»

(ii) Indicateurs clés du producteur ARC Resources selon le lien internet se trouvant sur le site internet d'Énergir (référence (i)).

(iii) Indicateurs clés du producteur Crew Energy selon le lien internet se trouvant sur le site internet d'Énergir (référence (i)).

(iv) Indicateurs clés du producteur EQT selon le lien internet se trouvant sur le site internet d'Énergir (référence (i)).

(v) Indicateurs clés du producteur Northeast Natural Energy selon le lien internet se trouvant sur le site internet d'Énergir (référence (i)).

(vi) Indicateurs clés du producteur Pacific Canbriam Energy selon le lien internet se trouvant sur le site internet d'Énergir (référence (i)).

(vii) Indicateurs clés du producteur Seneca Resources Company selon le lien internet se trouvant sur le site internet d'Énergir (référence (i)).

(viii) Indicateurs clés du producteur Vermillon Energy selon le lien internet se trouvant sur le site internet d'Énergir (référence (i)).

(ix) « [141] La Régie retient également que l'examen de l'Initiative a été réalisé avec l'Institut Pembina et qu'Énergir souhaite encourager la transparence des émissions de méthane et autres GES ».

Demandes :

6.1 À l'aide des renseignements se trouvant aux références (i) à (viii), la Régie produit le tableau suivant :

INTENSITÉ DE MÉTHANE, kg CO₂e/BOE

	2019	2020	2021	2022	2023
ARC Resources	2,93	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Crew Energy Inc.	n.d.	n.d.	5,60	n.d.	n.d.
EQT	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Northeast Natural Energy	n.d.	n.d.	0,60	n.d.	n.d.
Pacific Canbriam Energy	2,40	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Seneca Resources Company	n.d.	2,70	2,58	1,96	n.d.
Vermillon Energy	7,00	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Notes :

- Lorsque l'intensité de méthane est rapportée en tonnes CO₂/BOE, la Régie fait l'hypothèse qu'il s'agit de tonnes métriques afin de ramener l'indicateur en kilogrammes.
- L'intensité de méthane du producteur EQT n'est pas disponible en kg CO₂e/BOE. Elle est de 0,054 % pour 2020.

6.1.1 Veuillez valider les données du tableau et s'il y a lieu, y apporter les corrections nécessaires.

Réponse :

- 1 Énergir valide les données reproduites dans le tableau en référence.
- 2 Equitable Origin a récemment modifié sa norme afin d'ajouter la déclaration de
- 3 l'intensité en méthane des producteurs certifiés. Énergir suit le processus
- 4 attentivement et pourra informer la Régie des intensités en méthane des
- 5 producteurs certifiés rapportées lorsqu'elles seront disponibles. Il est toutefois
- 6 important de noter qu'à ce jour, les données fournies par les producteurs sont
- 7 transmises sans avoir été vérifiées par un tiers.

6.1.2 En vous référant à (ix), veuillez fournir une valeur de référence pour l'intensité de méthane généralement reconnue dans l'industrie, exprimée en kg CO₂e/BO, afin de

permettre à la Régie d'apprécier l'intensité de méthane rapportée par les producteurs auprès desquels Énergir se procure du gaz naturel en vertu de l'Initiative.

Réponse :

1 Il n'y a pas, pour le moment, de valeur de référence pour l'intensité de méthane qui
2 soit généralement reconnue dans l'industrie. Les méthodologies pour le calcul de
3 ces émissions diffèrent en fonction des certifications. Énergir suit attentivement les
4 démarches telles que celle du groupe de travail MMRV (pour *Measurement,*
5 *Monitoring, Reporting, and Verification*) qui créera un cadre international pour
6 estimer les émissions de gaz à effet de serre à travers la chaîne
7 d'approvisionnement.

COÛTS DE L'ÉQUILIBRAGE

7. Références :
- (i) Pièce [B-0052](#), p. 1, l. 11, col. 4 et 5;
 - (ii) Pièce [B-0052](#), p. 7 et 8;
 - (iii) Pièce [B-0052](#), p. 2;
 - (iv) Pièce [B-0159](#), p. 2;
 - (v) Pièce [B-0051](#), p. 2, l. 23, col. 4, 5 et 6;
 - (vi) Pièce [B-0051](#), p. 3, l. 11 à 17, col. 4, 5 et 6.

Préambule :

(i) Le tableau de la page 1 de la pièce B-0052 s'intitule « Sommaire des coûts d'approvisionnements par service pour l'exercice clos le 30 septembre 2023 ». Les coûts d'équilibrage saisonnier et les coûts de la flexibilité opérationnelles se trouvent aux colonnes 4 et 5 de ce tableau.

«

N° de ligne	Distribution (1)	Fourniture (2)	Transport (3)	Équilibrage	
				Équilibrage saisonnier (4)	Flexibilité opérationnelle (5)
1			190 721	181 956	8 741
	FONCTIONNALISATION DES ACHATS DE GAZ NATUREL				
2		380 635	(11 242)	(2 520)	
	AJUSTEMENTS ANNUELS				
	TRANSFERT DES COÛTS POUR LA SAISONNALITÉ				
3		(9 429)		31 307	(21 878)
4			(4 313)	4 313	
	COÛTS SUPPLÉMENTAIRES				
5	9 358		(826)		
6			1 908		
7			5 628		
8			3 945	2 455	
9	9 358	371 207	185 820	217 511	(13 137)
10	8 514	392 277	180 374	135 696	10 022
11	844	(21 071)	5 446	81 815	(23 159)

⁽¹⁾ Énergir-8, doc. 1, p. 5, li. 1

»

(ii) Énergir mentionne que les coûts d'équilibrage (équilibrage saisonnier + flexibilité opérationnelle) sont supérieurs de 58,7 M\$ à ceux prévus au dossier tarifaire (ligne 11 du tableau de la référence (i), soit 81,815 M – 23,159 M\$). Selon Énergir, cet écart s'explique principalement par les facteurs suivants :

«

- la contrepartie de la réévaluation des inventaires présentée aux coûts d'équilibrage à la suite de l'application de la décision D-2021-109 (cette réévaluation est liée à la baisse du prix de la fourniture au cours de l'exercice 2022-2023);

- le coût de la saisonnalité sur les achats de gaz naturel qui se traduit par une hausse des coûts d'équilibrage (le coût de la saisonnalité n'est pas évalué lors d'un dossier tarifaire); et
- le transfert du transport à l'équilibrage basé sur le volume de normalisation de l'exercice 2022-2023 en conformité avec la décision D-2021-109 (température plus chaude que la normale).

Partiellement compensée par :

- la baisse des capacités de transport contractées par rapport à la Cause tarifaire 2022-2023; et
- les revenus générés par les transactions d'optimisation (ventes d'outils de transport SH, prêts d'espace et revenus d'échange) réalisées au cours de l'exercice alors qu'aucune transaction n'était prévue à la Cause tarifaire 2022-2023 ». [nous soulignons]

(iii) Le tableau de la page 2 de la pièce B-0052 s'intitule « Coût annuel de l'approvisionnement en transport, équilibrage saisonnier et flexibilité opérationnelle pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2023 ». Ce tableau présente l'écart entre les coûts prévus d'équilibrage saisonnier et de la flexibilité opérationnelle et les coûts réels.

«

Écarts		
Coûts de Transport (000 \$) (10) (7) - (3)	Coûts d'équilibrage saisonnier (000 \$) (11) (8) - (4)	Coûts de la flexibilité opérationnelle (000 \$) (12) (9) - (5)
662 \$	148 \$	
(568) \$	- \$	
- \$	- \$	
446 \$	100 \$	
971 \$	6 222 \$	
Coûts de Transport	Coûts d'équilibrage saisonnier	Coûts de la flexibilité opérationnelle
- \$	831 \$	
- \$	1 985 \$	
- \$	(18) \$	
- \$	- \$	
- \$	54 810 \$	
- \$	(5 000) \$	
- \$	46 434 \$	
Coûts de Transport	Coûts d'équilibrage saisonnier	Coûts de la flexibilité opérationnelle
- \$	- \$	(1 281) \$
- \$	- \$	- \$
- \$	- \$	- \$
971 \$	52 656 \$	(1 281) \$
		(1 281) \$

»

(iv) « Dans la décision D-2021-109, paragraphe 690, la Régie approuve la proposition d'Énergir visant à reconnaître l'offre interruptible uniquement au service d'équilibrage et approuve également, au paragraphe 718, la fonctionnalisation des revenus pour les retraits interdits au service d'équilibrage.

Ainsi, les revenus de pénalités facturés aux clients qui ont effectué des retraits interdits ne sont plus fonctionnalisés au service de distribution, mais plutôt au service de l'équilibrage. De ce fait, les revenus présentés à la référence (ii) se retrouvent à la ligne 23, colonne 5 de la page 2 de la référence (iii) ».

(v) Le tableau de la page 2 de la pièce B-0051 s'intitule « Analyse comparative des volumes, des revenus de la fourniture, du transport, de l'équilibrage et du SPEDE pour l'exercice clos le 30 septembre 2023 ». La Régie reproduit les colonnes 4, 5 et 6 de la ligne 23 de ce tableau ainsi que les entêtes de celles-ci :

		Revenus en (000\$)		
		Projection D-2022-123	Résultats	Écart
		(4)	(5)	(6)
23	Revenus d'équilibrage	158 311 \$	141 744 \$	(16 567) \$

(vi) Le tableau de la page 3 de la pièce B-0051 s'intitule « Analyse comparative des volumes, des revenus du transport et de l'équilibrage par tarif pour l'exercice clos le 30 septembre 2023 ». La Régie reproduit les colonnes 4, 5 et 6 des lignes 11 à 17 ce tableau ainsi que les entêtes de celles-ci :

		Revenus en (000\$)		
		Projection D-2022-123	Résultats	Écart
		(4)	(5)	(6)
10	Équilibrage (É)			
11	Petit et moyen débit - Tarif 1	130 133 \$	118 210 \$	(11 923) \$
12	Petit et moyen débit - Tarif 3	2 359 \$	2 232 \$	(126) \$
13	Grand débits - Tarif 4	23 367 \$	16 754 \$	(6 613) \$
14	Grand débits - Tarif 5	2 715 \$	5 092 \$	2 377 \$
15	Sans service d'équilibrage (biogaz)	- \$	- \$	- \$
16	Normalisation	- \$	- \$	- \$
17		158 573 \$	142 288 \$	(16 285) \$

Demandes :

7.1 Veuillez concilier les montants se rapportant aux coûts d'approvisionnement de l'équilibrage saisonnier et de la flexibilité opérationnelle rapportés en (i) et (iii), à savoir :

Écart entre résultats réels et Cause tarifaire - D-2022-123	Équilibrage saisonnier (k\$)	Flexibilité opérationnelle (k\$)
Référence (i)	81 815 \$	(23 159) \$
Référence (iii)	52 656 \$	(1 281) \$

Réponse :

1 Les écarts de la ligne 11 à la référence (i) représentent la somme totale de tous les écarts
 2 entre la Cause tarifaire 2022-2023 et le Rapport annuel 2022-2023. La principale
 3 composante du coût total d'équilibrage est la ligne 1 soit *Coûts annuels pour répondre à la*
 4 *demande*. Le détail de ces coûts est présenté à la référence (iii). Pour permettre la
 5 conciliation, Énergir dépose l'annexe Q-7.1 qui présente les écarts entre les résultats de la
 6 référence (i) et ceux du dossier tarifaire présentés à la pièce R-4177-2021, B-0102,
 7 Énergir-N, Document 6, page 1. Tous les écarts se retrouvent aux lignes 21 à 30, dont un
 8 total de 58,7 M\$ à l'équilibrage présenté à la ligne 30 (81,8 M\$ en équilibrage saisonnier
 9 et -23,1 M\$ à la flexibilité opérationnelle).

- 7.2 En vous référant (ii), veuillez chiffrer chacun des facteurs expliquant l'écart de 58,7 M\$ entre les coûts d'approvisionnement prévus et réels de l'équilibrage. Veuillez également fournir les sources permettant de retracer les montants cités dans votre réponse.

Réponse :

Tableau 7.2
Résumé des écarts et leur source

Facteurs	Écarts	Référence à la pièce B-0052
Réévaluation des inventaires	54,8	Page 2, Colonne 11, ligne 15
Saisonnalité ⁽¹⁾	9,4	Page 1, Ligne 3, Colonne 4 + Colonne 5
Transfert du T au É ⁽¹⁾	4,3	Page 1, Ligne 4, Colonne 4
Capacités	(6,5)	Page 2, Colonne 11, ligne 9 + ligne 14
Revenus d'optimisation	(5,0)	Page 2, Colonne 11, ligne 16
Autres	1,7	Effet net des autres éléments
Total	58,7	Page 1, Ligne 11, Colonne 4 + Colonne 5

(1) Aucune dépense de cette catégorie n'est prévue au dossier tarifaire, ainsi l'écart est équivalent à la dépense réelle de l'exercice financier 2022-2023.

- 7.3 En vous référant à (iv), veuillez confirmer que les revenus de pénalités facturés aux clients qui ont effectué des retraits interdits sont inclus à la référence (v), à savoir dans le montant de 141 744 000 \$.

Réponse :

1 Énergir le confirme.

- 7.3.1 Dans l'affirmative, veuillez indiquer le montant des revenus de pénalités facturés aux clients qui ont effectué des retraits interdits.

Réponse :

2 Les revenus de pénalités facturés aux clients ayant effectué des retraits interdits
3 totalisent un montant de 1,6 M\$ au 30 septembre 2023.

7.3.2 Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

1 Veuillez vous référer à la réponse à la question 7.3.1.

7.4 Veuillez concilier les revenus totaux prévus et réels d'équilibrage rapportés aux références (v) et (vi).

Réponse :

2 Afin de concilier les deux références, les lignes 23 et 24 de la référence (v) doivent être
3 additionnées.

7.5 En vous référant à la référence (vi), veuillez ventiler le montant des pénalités facturés aux clients qui ont effectué des retraits interdits selon les tarifs.

Réponse :

4 La totalité des pénalités facturées aux clients ayant effectué des retraits interdits se
5 retrouve aux grands débits - Tarif D₅.

DÉPENSES D'IMPÔTS SUR LE REVENU

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0146](#), p. 4, note H;
 - (ii) Pièce [B-0070](#), p. 1, ligne 7.

Préambule :

- (i) Énergir explique l'augmentation de l'impôt sur le revenu :

« H. L'augmentation de 7,8 M\$ de la dépense d'impôts s'explique par la variation à la hausse du revenu imposable, la variation d'éléments du bénéfice dont le traitement comptable diffère du traitement fiscal et un ajustement en raison d'un écart entre la déclaration et la provision de l'année antérieure. »

- (ii) Énergir présente une variation de 2,3 M\$ entre la déclaration et la provision d'impôt de l'année antérieure (2022).

Demandes :

- 8.1 Veuillez préciser les éléments significatifs expliquant la variation d'éléments du bénéfice dont le traitement comptable diffère du traitement fiscal (référence (i)). Veuillez élaborer.

Réponse :

1 Les principaux éléments dont le traitement comptable diffère du traitement fiscal ayant eu
2 un impact sur l'augmentation de la charge d'impôt au Rapport annuel 2023 sont issus de
3 l'annexe 8, l'annexe 13 et la provision pour mauvaises créances.

4 L'annexe 8 représente la déduction pour amortissement fiscal. Les taux d'amortissement
5 fiscal sont différents de ceux utilisés pour l'amortissement comptable. Ainsi la charge
6 d'amortissement calculée au comptable est renversée au fiscal et c'est la charge fiscale qui
7 impacte le revenu imposable. Comme mentionné à la référence i) note F, il y a eu une
8 diminution de la dépense d'amortissement comptable de 5,2 M\$ en raison du solde
9 d'ouverture et des mises en service inférieures au niveau anticipé. Cet élément a entraîné
10 une répercussion négative sur la charge d'impôt. D'une part, les soldes d'ouverture et les
11 mises en service ont été inférieurs à la prévision. D'autre part, il y a eu un changement de
12 catégorie fiscale (dans une catégorie avec un taux d'amortissement moins avantageux) pour
13 les frais de développement informatique. C'est pourquoi il y a eu moins de dépense
14 d'amortissement fiscal, donc moins de réduction du revenu imposable. Ainsi, au réel, le

1 revenu sur lequel Énergir a été imposée a été supérieur à celui anticipé, impactant à la
2 hausse la charge d'impôt.

3 L'annexe 13 représente la continuité des réserves. Cette annexe inclut entre autres des
4 provisions telles que les provisions pour la désuétude des matériaux, le fonds de pension,
5 le CASEP et le PGEÉ. Au fiscal, les provisions comptables sont non déductibles. La provision
6 qui est prise au comptable est renversée et la dépense est déduite au fiscal au moment où
7 les sommes sont payées. Au réel, le renversement de la provision a été plus élevé que ce
8 qui avait été anticipé, ce qui a eu un effet à la hausse sur le revenu imposable et sur la
9 charge d'impôt.

10 Au niveau de la provision pour mauvaise créance, la provision réelle de 2022-2023 a été
11 beaucoup plus faible que ce qui avait été anticipé, ce qui a eu un effet à la hausse sur le
12 revenu imposable et sur la charge d'impôt.

8.2 Veuillez préciser les éléments significatifs expliquant la variation de 2,3 M\$ entre la
déclaration et la provision d'impôt de la référence (ii). Veuillez élaborer.

Réponse :

13 L'écart de 2,3 M\$ entre la provision d'impôt et la déclaration d'impôt 2021-2022 provient
14 du changement de catégorie fiscale des développements informatiques.

15 Comme expliqué à la Cause tarifaire 2022-2023³, le traitement fiscal des développements
16 informatiques était auparavant harmonisé entre le fiscal et le comptable de sorte que la
17 dépense d'amortissement était la même. Lors de l'année financière 2021-2022, Énergir a
18 décidé de modifier ce traitement et d'intégrer les développements informatiques à
19 l'annexe 8 puisque cette modification permettait de considérer un amortissement fiscal
20 plus important que celui pris au comptable et d'aller chercher des crédits d'impôt
21 additionnels en qualifiant une partie des investissements effectués en développements
22 informatiques pour le crédit d'impôt relatif à l'investissement et à l'innovation (C3i).
23 Lorsque l'impôt du Rapport annuel 2022 a été intégré, Énergir anticipait classer les
24 investissements en développements informatiques dans la catégorie 50. L'impôt intégré au
25 Rapport annuel 2021-2022 a donc été calculé selon le taux d'amortissement fiscal en
26 vigueur dans la catégorie 50. Or, lors de l'établissement de la déclaration d'impôt
27 2021-2022, à l'hiver 2023, des analyses plus poussées ont fait en sorte de déterminer que
28 les investissements en développements informatiques se classaient plutôt dans la
29 catégorie 12 et non la catégorie 50. Comme les taux d'amortissement fiscal sont différents
30 entre la catégorie 12 et la catégorie 50, et que la catégorie 12 (contrairement à la
31 catégorie 50) ne donne pas droit à la déduction additionnelle de 30 % octroyée au Québec,

³ R-4177-2021, B-0098, Énergir-N, Document 3, page 3 note Q.

- 1 il en a résulté une charge d'impôt plus grande sur la déclaration d'impôt 2021-2022 que
- 2 celle constatée dans le Rapport annuel 2022. Cet ajustement de 2,3 M\$ a donc été intégré
- 3 dans la charge d'impôt constatée au Rapport annuel 2023.

SUIVI ALÉATOIRE ANNUEL

9. **Références :**
- (i) Dossier R-3867-2013, décision [D-2018-080](#), p. 100;
 - (ii) Dossier R-3867-2013, décision [D-2019-176](#), p. 15.
 - (iii) Pièce [B-0003](#).

Préambule :

(i) « [421] De plus, dans la mesure où la Régie exige des suivis a posteriori qui permettront de confirmer la rentabilité des projets d'extension de réseau et leur impact tarifaire favorable, conformément à son pouvoir de surveillance, la Régie mettra en place, dans le cadre des dossiers d'examen du rapport annuel, un processus de suivi aléatoire annuel de certains projets inférieurs au seuil afin de s'assurer de l'application et de l'efficacité du processus de gouvernance et du respect de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau établie par la présente décision. »

(ii) « [50] En conséquence, la Régie ordonne qu'une liste identifiant les projets inférieurs au seuil ainsi que leur coût respectif (« Liste de projets inférieurs au seuil réalisés – Suivi aléatoire annuel ») soit déposée par Énergir, au cours du mois suivant la fin de l'année financière, dans le cadre du dépôt du dossier d'examen du rapport annuel. Ainsi, la Régie pourra sélectionner les projets dont l'information détaillée devra être fournie en même temps que la preuve qui est usuellement déposée au mois de décembre dans ce même dossier. »

(iii) Liste des projets inférieurs au seuil de l'année 2022-2023.

Demande :

9.1 En vous référant aux références (i) et (ii), veuillez commenter la possibilité de mettre fin au suivi aléatoire annuel de la décision D-2019-176 tout en maintenant le dépôt au rapport annuel de la liste identifiant les projets inférieurs au seuil signés pendant l'année financière citée en référence (iii).

Réponse :

- 1 Énergir ne voit pas d'enjeux et n'a pas d'objection à mettre fin au suivi aléatoire annuel cité
- 2 précédemment tout en maintenant le dépôt au rapport annuel de la liste des projets
- 3 inférieurs au seuil.

RENTABILITÉ A POSTEIORI APRÈS SIX ANS DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2017

10. Références : Pièce [B-0103](#), p. 7.

Préambule :

« Le tableau ci-dessous présente le portrait du Plan a priori et a posteriori des 13 projets signés en 2017.

Tableau 4
Sommaire : Suivi des cas d'exceptions du plan a priori 2017

A priori		A posteriori			
Projets (nombre)	Investissements prévus (M\$)	Clients réels (nombre)	Volumes réels (10 ³ m ³)	Investissements réels (M\$)	IP
13	2 250	85	991	3 283	0,73

Selon les données réelles, l'IP a posteriori s'élève à 0,73. Celui-ci s'explique par le retard dans le développement d'un parc industriel de la région de Québec, pour lequel une décision du Gouvernement, d'aller de l'avant ou non avec un projet de transport en commun, impactera sa vocation.

Tableau 5
Sommaire : Suivi des cas d'exceptions du plan a priori 2017 excluant le projet de Québec

A priori		A posteriori			
Projets (nombre)	Investissements prévus (M\$)	Clients réels (nombre)	Volumes réels (10 ³ m ³)	Investissements réels (M\$)	IP
12	976	83	855	1 722	1,15

Hormis ce projet, l'IP pour les 12 autres projets s'élève à 1,15. (...) »

Demandes :

10.1 À partir des tableaux 4 et 5 de la référence (i), la Régie note que le projet de développement d'un parc industriel de la région de Québec (le projet de Québec) a nécessité des investissements réels de 1 561 k\$ soit de 287 k\$ ou 22,5% supérieurs à ce qui était initialement prévu au plan a priori 2017. La Régie note également que les volumes réels

pour le projet de la région de Québec sont de 136 10³m³. Veuillez valider les données et au besoin, veuillez expliquer et corriger les erreurs.

Réponse :

1 Énergir confirme la valeur des investissements et des volumes.

10.1.1. Veuillez fournir une brève description du projet de Québec.

Réponse :

2 Le projet, tel que présenté en 2017, consiste au développement d'un parc industriel
3 d'une superficie de l'ordre de 10 millions de pieds carrés. Ce développement a été
4 identifié pour la construction de bâtiments commerciaux de grande surface et de
5 bâtiments industriels.

10.1.2. Veuillez expliquer les motifs pour lesquels le projet de la région de Québec est en retard et expliquer les impacts sur les coûts.

Réponse :

6 En 2019, la Ville de Québec a remis de l'avant le projet de transport structurant du
7 tramway dont l'extrémité ouest du tracé est localisée dans le parc industriel.
8 Conséquemment, un moratoire a été imposé sur l'ensemble de ces terrains puisque
9 la vision du projet de tramway suggère un garage de service à l'extrémité de cette
10 ligne et la possibilité de conserver une section du parc industriel pour y intégrer des
11 projets résidentiels de haute densité.

12 La hausse des coûts observée est principalement expliquée par l'installation de la
13 conduite principale. Cependant, le retard du projet n'a eu aucun impact sur les coûts
14 puisque la conduite principale a été installée avant 2019.

10.1.3. Veuillez confirmer si les volumes de 136 10³m³ et les coûts de 1 561 k\$ du projet de Québec tiennent compte du projet de transport en commun. Veuillez commenter.

Réponse :

15 Les volumes et les coûts du projet ne tiennent pas compte du projet de transport en
16 commun puisque ce dernier n'était pas prévu au projet de parc industriel en 2017.

10.2 Dans l'éventualité où le projet de transport en commun cité en référence (i) ne se réalise pas, veuillez indiquer quel serait l'impact sur la vocation du projet de Québec.

Veuillez préciser les impacts sur la demande future de consommation de gaz naturel des clients du parc industriel de la région de Québec et des coûts projetés.

Réponse :

1 La Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ) doit statuer en juin 2024 sur la viabilité
2 et le type de projet de transport structurant de Québec. Si le projet est abandonné, la Ville
3 de Québec a toujours mentionné qu'elle poursuivra le développement du projet selon
4 l'orientation de départ, soit celle d'un parc industriel. Les parcs industriels sont presque à
5 pleine capacité dans la région de Québec. Ainsi, ces espaces conservent une localisation de
6 choix.

7 Aucune information n'est disponible pour le moment sur une projection de clients de la part
8 de la Ville de Québec. Cette dernière conserve son orientation pour un projet structurant,
9 cependant, le gouvernement du Québec s'est plutôt tourné vers la CDPQ pour poursuivre
10 l'analyse du projet.

**PROJET VISANT LE DOUBLAGE DE LA CONDUITE
SITUÉE ENTRE SAINT-FLAVIEN ET SAINT-NICOLAS**

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0159](#), p. 46;
 - (ii) Pièce [B-0159](#), p. 47;
 - (iii) Pièce [B-0159](#), p. 51;
 - (iv) Pièce [B-0162](#), p.2; pièce B-0163, p.2, déposée sous pli confidentiel.

Préambule :

(i) En réponse à la question 19.1 de la Régie, Énergir dépose, sous forme de tableau, les hypothèses initiales du projet lors du dossier R-4158-2021 et les hypothèses retenues après l'étape de l'ingénierie détaillée.

(ii) « *Concernant l'impact sur des coûts additionnels, le fait qu'Énergir n'a jamais réalisé un tel projet réside surtout dans le fait qu'elle ne possédait pas de données contemporaines pour évaluer le coût d'un doublement d'une conduite de transmission dans une servitude existante en se basant sur des projets similaires.* » [nous soulignons]

(iii) En réponse à la question 19.8 de la Régie relative au degré de confiance d'Énergir de compléter les travaux à l'intérieur du budget prévu, Énergir renvoie la Régie à sa réponse à la question 19.7 :

« Énergir rappelle que les données soumises au rapport annuel sont une photo prise au 30 septembre 2023. Les projections de coûts d'un projet d'investissement le sont en fonction des informations disponibles au 30 septembre. Dans le cas d'un suivi de projet pour lequel Énergir ne demande pas à la Régie d'y mettre fin, toutes les informations relatives aux coûts et à l'échéancier qui auront changé en cours d'année seront présentées au rapport annuel au 30 septembre 2024, avec les explications nécessaires le cas échéant. » [nous soulignons]

(iv) Énergir dépose une version amendée des montants budgétés au moment de la demande d'investissement ainsi que des coûts réels projetés en date du 30 septembre 2023.

Demandes :

11.1 Considérant le raffinement des hypothèses présenté à la référence (i) :

11.1.1 Veuillez indiquer à quel moment l'étape de l'ingénierie détaillée a été complétée.

Réponse :

1 L'ingénierie détaillée, comme mentionné dans le tableau, inclut les décisions
2 d'ingénierie et de construction prises en cours de chantier. Cette ingénierie détaillée
3 n'est pas une étape finale avant le début des travaux. Elle se poursuit jusqu'à la fin
4 du projet et les hypothèses évoluent en fonction des conditions réellement
5 rencontrées.

6 Le terme « ingénierie détaillée » a été repris pour répondre le plus clairement
7 possible aux questions de la Régie.

11.1.2 Veuillez confirmer si une mise à jour des coûts projetés du projet a été réalisée après
l'étape de l'ingénierie détaillée. Dans l'affirmative, veuillez indiquer le dépassement
des coûts en dollars et en %, par rapport à ceux prévus initialement.

Réponse :

8 Comme mentionné en réponse à la question 11.1.1, le suivi des coûts d'un projet se
9 fait en continu. Au 31 mars 2024, les coûts projetés sont de 73,362 M\$, soit un
10 dépassement de 24,067 M\$ par rapport à la prévision initiale de 49,295 M\$,
11 équivalant à une augmentation de 48,8 %.

12 Énergir tient à rappeler que les coûts d'un projet évoluent tout au long d'une année
13 et sont présentés au rapport annuel avec les explications nécessaires le cas échéant.
14 Ainsi, les coûts projetés et le dépassement correspondent à la mise à jour la plus
15 récente et risquent d'être différents de ceux qui seront présentés dans le Rapport
16 annuel 2024.

11.2 Dans de futurs projets, veuillez élaborer sur l'opportunité d'amélioration des processus que
représenterait la possibilité de procéder à l'ingénierie détaillée avant le dépôt à la Régie

d'une demande relative à un projet d'investissement, pour lequel Énergir ne possède pas de données contemporaines, comme illustré à la référence (ii).

Réponse :

1 Comme indiqué en réponse à la question 11.1.1, le terme « ingénierie détaillée » n'est pas
2 une étape finale avant le début des travaux. Les coûts projetés d'un projet d'investissement
3 déposé à la Régie tiennent toujours compte des informations disponibles à ce moment et
4 des meilleures connaissances d'Énergir pour le type de projet présenté. Cela dit, lors du
5 post-mortem qui portera sur le projet, Énergir évaluera les pistes d'amélioration
6 potentielles à ses processus internes afin d'avoir une meilleure planification des projets
7 futurs pour lesquels elle ne détient pas de données contemporaines.

11.3 Compte tenu des dépassements de coûts déjà engagés, veuillez indiquer si une actualisation des coûts projetés à la référence (iv) a été effectuée. Dans l'affirmative, veuillez déposer cette mise à jour, même si ces données seront présentées au rapport annuel au 30 septembre 2024, comme mentionné à la référence (iii).

Réponse :

8 En date du 31 mars 2024, la projection est de 73,362 M\$ et montre un dépassement des
9 coûts de 0,63 M\$ par rapport à la projection de septembre 2023.

10 Cet écart s'explique par des délais et demandes supplémentaires pour réaliser les travaux
11 de remise en état ainsi que pour finaliser les travaux des postes. Ces travaux ont également
12 nécessité plus de main-d'œuvre interne en surveillance de chantier et également de
13 services professionnels tels que la surveillance en environnement. De plus, une provision
14 est incluse pour certains travaux de remise en état supplémentaires et correctifs requis
15 en 2024.

Tableau 11.3
Projection des coûts globaux au 31 mars 2024

Le tableau 11.3 est déposé sous pli confidentiel.

**Sommaire des coûts d'approvisionnements par service
pour l'exercice clos le 30 septembre 2023
(000 \$)**

N° de ligne	RAPPORT ANNUEL	Distribution (1)	Fourniture (2)	Transport (3)	Équilibrage		Total (6)
					Équilibrage saisonnier (4)	Flexibilité opérationnelle (5)	
1	COÛTS ANNUELS POUR RÉPONDRE À LA DEMANDE			190 721	181 956	8 741	381 417
	FONCTIONNALISATION DES ACHATS DE GAZ NATUREL						
2	Coût total fonctionnalisé à la fourniture et coût fonctionnalisé au différentiel de lieu		380 635	(11 242)	(2 520)		366 874
	TRANSFERT DES COÛTS POUR LA SAISONNALITÉ						
	1) Coût de l'équilibrage inclus dans le coût de la fourniture						
3	Transfert du F au É		(9 429)		31 307	(21 878)	0
	2) Coût de l'équilibrage inclus dans le coût du transport						
4	Transfert du T au É			(4 313)	4 313		0
	COÛTS SUPPLÉMENTAIRES						
5	Autoconsommation, gaz perdu et autres frais de distribution	9 358		(826)			8 532
6	GAC			1 908			1 908
7	Champion			5 628			5 628
8	Transfert du gain (perte) sur les ventes de transport excédentaire						
9	Amortissement des comptes de frais reportés			3 945	2 455		6 400
10	Total de la fonctionnalisation par service	9 358	371 207	185 820	217 511	(13 137)	770 759
	DOSSIER TARIFAIRE						
	COÛTS ANNUELS POUR RÉPONDRE À LA DEMANDE			189 750	129 300	10 022	329 072
	FONCTIONNALISATION DES ACHATS DE GAZ NATUREL						
12	Coût total fonctionnalisé à la fourniture et coût fonctionnalisé au différentiel de lieu		392 277	(18 314)	(4 105)		369 858
	TRANSFERT DES COÛTS POUR LA SAISONNALITÉ						
	1) Coût de l'équilibrage inclus dans le coût de la fourniture						
13	Transfert du F au É						
	2) Coût de l'équilibrage inclus dans le coût du transport						
14	Transfert du T au É						
	COÛTS SUPPLÉMENTAIRES						
15	Autoconsommation, gaz perdu et autres frais de distribution	8 514		(1 217)			7 298
16	GAC			795			795
17	Champion			4 874			4 874
18	Transfert du gain (perte) sur les ventes de transport excédentaire			542	(542)		0
19	Amortissement des comptes de frais reportés			3 944	11 043		14 987
20	Total de la fonctionnalisation par service	8 514	392 277	180 374	135 696	10 022	726 884
	SOMMAIRE DES ÉCARTS						
	COÛTS ANNUELS POUR RÉPONDRE À LA DEMANDE			971	52 656	(1 281)	52 345
	FONCTIONNALISATION DES ACHATS DE GAZ NATUREL						
22	Coût total fonctionnalisé à la fourniture et coût fonctionnalisé au différentiel de lieu		(11 642)	7 072	1 585		(2 985)
	TRANSFERT DES COÛTS POUR LA SAISONNALITÉ						
	1) Coût de l'équilibrage inclus dans le coût de la fourniture						
23	Transfert du F au É		(9 429)		31 307	(21 878)	0
	2) Coût de l'équilibrage inclus dans le coût du transport						
24	Transfert du T au É			(4 313)	4 313		0
	COÛTS SUPPLÉMENTAIRES						
25	Autoconsommation, gaz perdu et autres frais de distribution	844		391			1 235
26	GAC			1 113			1 113
27	Champion			754			754
28	Transfert du gain (perte) sur les ventes de transport excédentaire			(542)	542		0
29	Amortissement des comptes de frais reportés			1	(8 588)		(8 587)
30	Total de la fonctionnalisation par service	844	(21 071)	5 446	81 815	(23 159)	43 875