

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-4257-2024

**ÉNERGIR – 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^{ER} OCTOBRE 2024**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS DE GAZ
(« ACIG »)**

Montréal, le 18 juin 2024

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS DE GAZ
(« ACIG ») RELATIVE À L'APPROBATION DU PLAN
D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES CONDITIONS DE
SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR, S.E.C. À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2024**

PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER 2025-2028

1. Références : (i) Énergir-H, Document 3, pièce [B-0019](#), p. 21, l. 1 à 18;
(ii) R-4213-2022, Présentation d'Énergir, pièce [B-0283](#),
diapositive 4;
(iii) [Conditions de service et Tarif 2023-2024](#), Énergir, p. 64,
art. 14.4.2.7;
(iv) Énergir-H, Document 6, pièce [B-0013](#), p. 5, l. 18;
(v) Énergir-H, Document 7, pièce [B-0033](#), p. 22, 16 à 21.

Préambule :

- (i) *« Lors de l'hiver 2022-2023, Énergir a cependant constaté que malgré l'application des nouvelles modalités des retraits interdits lors d'interruption, plusieurs clients interruptibles ont tout de même consommé du gaz naturel en journée de pointe.*

Étant donné que les nouvelles modalités pour les retraits interdits sont très dissuasives, Énergir estime que la majorité des consommateurs en retraits interdits lors de cette journée de pointe était issue de clients qui ne peuvent pas réellement s'interrompre et qui n'ont pas trouvé de gaz d'appoint pour éviter une interruption (GAI) pour cette journée.

Comme en journée de pointe, Énergir peut interdire le GAI, l'exclusion de ces clients du calcul de la demande continue met à risque la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, Énergir a inclus les clients qu'elle a estimé incapables de s'interrompre, en se basant sur les retraits interdits effectués lors de la journée de pointe de l'hiver 2022-2023, dans la demande du service continu du scénario de base du présent plan d'approvisionnement. Ceci permet d'assurer que leur consommation soit couverte lors d'une journée de pointe éventuelle. Énergir a obtenu l'approbation de la Régie pour inclure la consommation desdits clients au besoin de la journée de pointe (D-2023-127). Dans un contexte où le dossier sur la refonte du tarif interruptible est en cours, et en l'absence d'indication contraire, Énergir inclut dans le besoin de pointe total la capacité nécessaire pour couvrir les retraits interdits potentiels des clients au service interruptible. »

(Note en bas de page omise)

- (ii) *« Consultation des 22 clients présumés ne pas être en mesure de s'interrompre*

- Confirmation du statut de certains clients comme ne pouvant s'interrompre
- Majorité de clients peut s'interrompre, mais problème ponctuel lors de la journée froide
- Un seul client a fait des retraits interdits pour une raison économique »

(iii) « 14.4.2.7 Clients considérés incapables de s'interrompre

Les critères liés à la capacité à s'interrompre sont : le recours au gaz d'appoint pour éviter une interruption lors des hivers passés, la possession et le bon fonctionnement d'appareils de redondance utilisant une autre source d'énergie que le gaz naturel, l'existence d'un plan d'action visant l'arrêt ou la réduction des opérations, une preuve de réservation de gaz d'appoint pour éviter une interruption pour l'hiver à venir, ainsi que la durée pour laquelle un client peut soutenir une interruption.

Le distributeur n'enverra aucun avis d'interruption aux clients considérés incapables de s'interrompre au cours de l'année tarifaire. [...] »

(iv)

Suivi des inventaires de GSR

		Volumes (10 ³ m ³)			
		2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028
Obligation en vertu du Règlement GSR					
a	Volumes de base	6 210 300	6 153 668	6 111 706	6 090 544
b	Seuil	2,0%	5,0%	5,0%	5,0%
c	Obligation (a × b)	124 206	307 683	305 585	304 527
Approvisionnement					
d	Injections ¹ prévues de GSR	210 738	240 913	292 292	329 527
e	Inventaire précédent	21 392	107 924	41 154	27 861
f	Total (d + e)	232 130	348 837	333 446	357 388
Consommation volontaire de GSR					
g	Achats directs	2 700	3 607	3 607	3 607
h	Gaz réseau GSR (clients au tarif GSR) + Autoconsommation	49 231	50 659	77 115	106 173
i	Total (g + h)	51 931	54 266	80 722	109 780
Inventaire de GSR au 30 septembre					
j	c - i	72 275	253 417	224 864	194 747
k	f - c	107 924	41 154	27 861	52 860
l	Total inventaire (j + k)	180 199	294 571	252 724	247 608
Volumes vendus au gaz réseau					
m	Volumes dont le surcoût est alloué au tarif de verdissement ²	72 275	253 417	224 864	194 747
n	Volumes dont le surcoût est alloué au tarif GSR ³	0	0	0	0

¹ Volumes reçus par Énergir de ses fournisseurs.

² Surcoût comptabilisé au CFR-Surcoût GSR inventuré et intégré au tarif de verdissement à l'année t + 2.

³ Surcoût comptabilisé au CFR-Écart de prix cumulatif GSR et intégré au tarif GSR à l'année t + 2.

- (v) « De surcroît, les modifications annoncées à la LRÉ et les stratégies de commercialisation envisagées par Énergir qui pourraient en découler, de même que les discussions avec des clients industriels majeurs, devraient faire croître significativement la demande volontaire et permettre d'atteindre les

seuils réglementaires avec cette seule demande, ou réduire à tout le moins les volumes à socialiser. »

Demandes :

- 1.1 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez concilier l'énoncé au plan d'approvisionnement 2025-2028 et les résultats préliminaires fournis par Énergir lors de l'audience de la cause tarifaire 2023-2024.
 - 1.1.1. Veuillez fournir les résultats complets des entrevues menées auprès des 22 clients présumés ne pas être en mesure de s'interrompre à la fin de l'été 2023.
- 1.2 En lien avec la référence (iii), veuillez indiquer le nombre de clients qui y ont été assujettis au cours de l'hiver 2023-2024 en ventilant selon le ou les critères qui n'ont pas été rencontrés.
- 1.3 En lien avec la référence (iv), veuillez fournir l'impact tarifaire par année tarifaire des volumes prévus de GSR dont le surcoût est alloué au tarif de verdissement.
- 1.4 En lien avec la référence (v), veuillez élaborer sur les stratégies commerciales envisagées par Énergir et l'estimation de leur impact sur la demande volontaire.
- 1.5 En lien avec la référence (v), veuillez indiquer si les discussions avec les clients industriels majeurs sont reflétées actuellement dans la prévision de la demande volontaire. Sinon, veuillez élaborer.

MODIFICATIONS AUX CONTRATS DE TRANSPORT

2. **Références :** (i) Énergir-H, Document 8, pièce [B-0015](#), p. 8, l. 1 à 18;
(ii) Énergir-H, Document 3, pièce [B-0019](#), p. 35, l. 14, col. 3;
(iii) Énergir-H, document 3, pièce [B-0019](#), p. 23, tableau 4;
(iv) Énergir-H, Document 3, pièce [B-0019](#), p. 24, l. 4 à 12;
(v) Énergir-H, Document 8, pièce [B-0015](#), p. 4, l. 1 à 3.

Préambule :

- (i) *« Parmi l'ensemble des contrats venant à échéance avant le 1^{er} novembre 2032, Énergir détient une capacité de 82 Tj/jour auprès d'une tierce partie. En fonction des clauses du contrat, les options par rapport à ce contrat étaient les suivantes :*
 - *Option 1 : Prolonger le contrat selon les mêmes caractéristiques jusqu'à l'échéance;*
 - *Option 2 : Reprendre les capacités de transport de la tierce partie;*
 - *Option 3 : Mettre fin au contrat au 31 octobre 2026.*

La tierce partie qui détient le contrat au moment du Term-up n'est plus la même que celle avec qui Énergir s'était initialement engagée pour ce contrat. La tierce partie détenant maintenant le contrat n'était pas intéressée de le prolonger selon les mêmes caractéristiques jusqu'à l'échéance ou de laisser Énergir le reprendre. Pour ces raisons, le contrat n'a pas été renouvelé avec la tierce partie durant la période de Term-up.

Par conséquent, comme on peut observer dans la Figure 2 ci-dessus (sections grises), le non-renouvellement de ce contrat réduit les capacités de transport de 8,3 % par rapport au scénario de base. Malgré le fait qu'Énergir détient une entente de pression temporaire avec TCPL qui permet de rediriger jusqu'à 60 Tj/jour vers la franchise en achetant du transport d'un tiers pour 2026-2027 et 2027-2028, des capacités supplémentaires pourraient éventuellement devoir être contractées afin de répondre aux besoins de la pointe. Le cas échéant, Énergir présentera à la Régie les caractéristiques de ce nouveau contrat de transport au moment opportun. »

(ii)

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
Transport

Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Échéance (3)	Débit total Année 2025 (10 ⁶ m ³ /an) (4)	Débit quotidien					Modalité contractuelle (11)	Note (12)
				2024-10-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (5)	2024-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (6)	2025-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (7)	2026-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (8)	2027-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (10)		
Empress-NBJ	TCPL (LTFP)	2030-12-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	3	
		2030-12-31	96	264	264	264	264	3		
		2030-12-31	19	53	53	53	53	3		
		sous-tot.	819	2 243	2 243	2 243	2 243			
NBJ-Energir EDA	TCPL (LTFP)	2032-12-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	3	Term-up	
		sous-tot.	703	1 927	1 927	1 927	1 927			
NBJ-Energir NDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	19	53	53	53	53	3		
		2030-12-31	96	264	264	264	264	3		
		sous-tot.	116	317	317	317	317			
Dawn-Energir EDA	TCPL (FTSH)	2032-10-31	482	1 320	1 320	1 320	1 320	2	Term-up	
		2032-10-31	318	872	872	872	872	2	Term-up	
		Sous-total	800	2 192	2 192	2 192	2 192			
	Tierce partie	2027-10-31	790	2 164	2 164	2 164	2 164	0		
Sous-total		790	2 164	2 164	2 164	2 164	0			

(iii)

Tableau 4

Sources	10 ⁶ m ³ /jour
FTLH primaire (Energir EDA et Energir NDA)	2 243
Transport par échange (EMP-Energir)	0
Achats dans le territoire - GSR	24
Transport fourni par les clients	116
FTSH (Dawn-Energir EDA)	2 192
Transport par échange (Dawn-Energir)	2 164
FTSH (Parkway-Energir EDA & NDA)	13 777
STS (Parkway-Energir EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	2 000
Saint-Flavien	2 400
Volet C	0
Usine LSR (vaporisation)	5 490
Interruption de liquéfaction GM GNL	400
Sous-total approvisionnements	36 510
Service de pointe pour combler le déficit	110
Achat de transport	0
Total approvisionnements	36 620

- (iv) « Pour combler le léger écart de $110 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$, Énergir prévoit souscrire, dans le plan d'approvisionnement, à un service de pointe pour l'année 2024-2025. Pour le moment, Énergir a attribué un coût estimatif de base de XXXX à l'acquisition de ce service. Ce coût est approximatif puisqu'en raison des contraintes et des enjeux de marché, aucun fournisseur sur le marché n'est en mesure d'offrir de capacité de transport ou de service de pointe au moment de la production de la cause tarifaire. En fonction des besoins établis à la prévision 0/12, Énergir prévoit être en mesure d'effectuer des ententes – comme elle l'a fait en 2023-2024 – afin de pouvoir combler le besoin de pointe de la clientèle pour l'hiver 2024-2025 avec du service de pointe. »
- (v) « En juin 2023, TCPL lançait un appel d'offres pour de la nouvelle capacité de transport (New Capacity Open Season) sur le réseau de transport principal, pour une mise en service au 1^{er} novembre 2027. »

Demandes :

- 2.1 En lien avec la référence (i), veuillez indiquer si Énergir avait la possibilité de renouveler le contrat selon des caractéristiques différentes du contrat initial. Sinon, veuillez en indiquer les raisons.
- 2.1.1. Si oui, veuillez élaborer sur les raisons pour lesquelles Énergir a décidé de ne pas considérer cette option.
- 2.2 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez concilier la date d'échéance du contrat de transport du 31 octobre 2027 dans le plan d'approvisionnement gazier 2025-2028 et du 31 octobre 2026 dans le document sur les modifications aux contrats de transport.
- 2.3 En lien avec la référence (i), veuillez indiquer si Énergir a effectué une estimation du différentiel de coûts pour remplacer la capacité de transport perdue. Si oui, veuillez la fournir.
- 2.4 En lien avec les références (ii) et (iii), veuillez confirmer que le contrat de transport avec la tierce partie est nommé « *Transport par échange (Dawn-Énergir)* » au tableau 4.
- 2.5 En lien avec les références (i), (iv) et (v), Énergir mentionne depuis quelques années les contraintes qu'elle observe sur le marché du transport et la difficulté de contracter un service de pointe. Également, un écart minimal d'une année est attendu entre la mise en service des nouvelles capacités et la fin du contrat avec la tierce partie. Veuillez élaborer sur les possibles options d'Énergir pour acquérir les capacités supplémentaires afin de faire le pont en 2026-2027 pour les besoins de transports.

STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT EN GSR AFIN D'ATTEINDRE LE SEUIL RÉGLEMENTAIRE DE 10 %

3. **Références :** (i) Énergir-H, Document 7, pièce [B-0033](#), p. 46, l. 1 à 3;
(ii) Énergir-H, Document 7, pièce [B-0033](#), p. 52, l. 7 à 9;
(iii) Énergir-Q, document 14, pièce [B-0112](#), p. 29, l. 1 à 13;
(iv) Énergir-H, Document 7, pièce [B-0033](#), p. 49, l. 24 à 28 et p. 50, l. 1 et 2;
(v) [Rapport sur la résilience climatique 2023](#), Énergir, p. 33;
(vi) Énergir-H, Document 7, pièce [B-0033](#), p. 17, l. 3;
(vii) Énergir-H, Document 7, pièce [B-0033](#), p. 17, l. 12 à 16;
(viii) Énergir-H, Document 7, pièce [B-0033](#), p. 32, tableau 12.

Préambule :

- (i) « À ce jour, Énergir juge que le prix moyen de 25 \$₂₀₂₂/GJ est encore pertinent et offre encore suffisamment de flexibilité pour sécuriser des approvisionnements futurs en GSR afin d'atteindre les seuils de 7 % et de 10 %. »
- (ii) « Pour le futur, Énergir propose que les caractéristiques de coût soient indexées le 1^{er} octobre de chaque année avec l'indice IPC-Québec applicable pour la période allant du 1^{er} octobre au 30 septembre précédent. »
- (iii) « **Énergir demande à la Régie de :**
- **autoriser, à compter de l'année tarifaire 2024-2025, le traitement des actifs d'adaptation du réseau de distribution, comme proposé à la section 2 du présent document;**
 - **autoriser, à compter de l'année tarifaire 2024-2025, les modifications au taux – volet Investissement du tarif de réception, comme proposé à la section 3.1.2 du présent document;**
 - [...]
 - **autoriser, à compter de l'année tarifaire 2024-2025, les modifications au taux – volet Distribution du tarif de réception, comme proposé à la section 3.2.1 du présent document; »**
- (iv) « Le taux d'inflation actuellement utilisé pour ajuster les caractéristiques de prix est l'indice des prix à la consommation présenté dans le cadre des causes tarifaires d'Énergir, indice qui est majoritairement utilisé pour l'établissement des tarifs gaziers. Cet indice est basé sur une prévision de l'inflation et non sur l'inflation réelle. En considérant le contexte macroéconomique des dernières années et en analysant l'inflation réelle, Énergir réalise qu'un écart s'est créé entre l'indice actuellement utilisé et l'inflation réelle, comme démontré au tableau ci-après. »

- (v) Une infographie illustre les prévisions de volumes distribués d'Énergir à l'horizon 2050.
- (vi) « c) l'intensité carbone du GSR produit, à titre indicatif; »
- (vii) « En utilisant ces différents éléments comme repère, Énergir souhaite s'assurer qu'un projet démontre une probabilité de réalisation satisfaisante avec un échéancier qui respecte ses attentes – à un prix qui soit compétitif – notamment en gardant à l'esprit une valorisation éventuelle des attributs environnementaux. Ce sont ces projets qui déboucheront sur la signature d'un contrat d'approvisionnement et qui participeront ainsi à l'atteinte des seuils. »
- (viii)

Tableau 12

QCA, volumes livrés et écart entre les deux

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

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

Demandes :

- 3.1 En lien avec les références (i), (ii) et (iii), veuillez réconcilier l'analyse d'Énergir qui juge que le prix moyen de 25 \$₂₀₂₂/GJ est suffisant, tout en proposant une modification du taux d'inflation, ce qui augmentera le prix moyen effectif autorisé du GSR sur une année tarifaire donnée, et un transfert partiel de la responsabilité des investissements pour l'injection de GSR des producteurs aux consommateurs, ce qui réduira le fardeau financier et le risque que ces producteurs devront supporter.
- 3.2 En lien avec la référence (iv), veuillez indiquer si Énergir a observé un écart historique entre l'indice actuellement utilisé et l'inflation réelle.
 - 3.2.1. Veuillez élaborer si Énergir anticipe que l'écart observé entre l'indice actuellement utilisé et l'inflation réelle soit amené à s'élargir dans les prochaines années.
- 3.3 En lien avec la référence (v), veuillez expliquer comment Énergir tient compte de ses projections à long terme de ses volumes distribués dans sa stratégie d'approvisionnement de GSR, notamment en regard à la baisse volumétrique anticipée du seuil réglementaire de 10 % au cours des 20 prochaines années.
- 3.4 En lien avec les références (vi) et (vii), veuillez élaborer sur le fait que l'intensité carbone demeure un critère indicatif d'une offre d'approvisionnement, alors qu'Énergir souhaite valoriser dans le futur les attributs environnementaux associés au GSR.

3.5 En lien avec la référence (viii), veuillez élaborer si l'écart entre la QCA et les volumes livrés a un impact sur la clientèle consommatrice.

3.5.1. Veuillez indiquer l'impact de l'écart sur les revenus provenant du tarif de réception.

REFONTE DU TARIF RÉCEPTION

4. **Références :** (i) Énergir-Q, Document 14, pièce [B-0112](#), p. 4, l. 4 à 10;
(ii) Énergir-Q, Document 14, pièce [B-0112](#), p. 7, l. 14 à 23;
(iii) Énergir-Q, Document 14, pièce [B-0112](#), p. 9, l. 10 à 12;
(iv) Énergir-Q, document 14, pièce [B-0112](#), p. 10, l. 3 à 10;
(v) Énergir-Q, Document 14, pièce [B-0112](#), p. 29, l. 1 à 13.

Préambule :

- (i) « [...] *En effet, la production de GSR se matérialise généralement à travers des usines qui sont décentralisées et réparties sur l'ensemble du territoire, et ayant une capacité de production très inférieure au modèle imaginé lors de l'établissement du tarif de réception. Énergir constate également que les investissements nécessaires pour raccorder les sites de production de GSR au réseau gazier et la façon dont le tarif de réception est conçu peuvent représenter des freins au développement de la filière, et complexifier l'accès au réseau d'Énergir afin de pouvoir y injecter leur production.* »
- (ii) « *Comme il a été mentionné en introduction, la réalité et la répartition géographique des producteurs de GSR sur le territoire québécois sont très différentes de ce qui avait été initialement prévu pour les activités extractives de gaz naturel. Les producteurs déterminent principalement l'emplacement des usines de biométhanisation en fonction des intrants disponibles, qu'il s'agisse de lieux d'enfouissement, de résidus agricoles ou autres, en plus de devoir prendre certains paramètres en compte, notamment en termes d'autorisation requise et d'accès au réseau d'Énergir. Les volumes de gaz produits à chaque site sont aussi significativement inférieurs au modèle imaginé au moment de la conception du tarif D_R .*

Énergir suit de près le développement de la filière et accompagne les producteurs dans l'élaboration de leurs projets de production de GSR. Dans les prochaines années, ceux-ci seront appelés à se multiplier à travers la franchise, le plus près possible de la source de leurs intrants, et les réseaux à proximité ne seront pas tous en mesure d'accepter ces nouveaux volumes injectés sans ajustements hydrauliques.

En parallèle, la consommation de gaz naturel est appelée à graduellement diminuer dans le contexte de transition énergétique en raison, notamment, d'encouragement à l'efficacité énergétique et de la biénergie. Ceci aura pour effet de rendre l'injection de GSR limitée, voire impossible certaines périodes de l'année, dans des segments où la consommation locale sera devenue insuffisante. Ces contraintes limitant la quantité de GSR pouvant être injectée

limiteront la rentabilité ou même la viabilité de projets de production de GSR au Québec. »

- (iii) *« Le coût du tarif D_R peut représenter aujourd'hui une portion non négligeable des coûts de projet de production de GSR. L'ajout de coûts de renforcement aux coûts de catégorie A met donc une pression supplémentaire sur les projets en émergence. »*
- (iv) *« Tous les clients d'Énergir profitent de la construction d'actifs de renforcement pour augmenter la capacité d'injection de GSR. Ceux-ci favorisent l'atteinte des seuils réglementaires, réduisent les besoins d'importation de gaz fossile hors territoire et les besoins de transport, contribuent à la sécurité d'approvisionnement notamment en cas de bris de conduites, diminuent les émissions de gaz à effet de serre tout en offrant un potentiel de développement économique pour les régions du Québec. L'évolution graduelle des approvisionnements gaziers vers un modèle décarboné, mais aussi de plus en plus décentralisé, nécessite aussi des transformations aux actifs requis pour l'alimenter. »*
- (v) *« Énergir demande à la Régie de :*
- autoriser, à compter de l'année tarifaire 2024-2025, le traitement des actifs d'adaptation du réseau de distribution, comme proposé à la section 2 du présent document;*
 - autoriser, à compter de l'année tarifaire 2024-2025, les modifications au taux – volet Investissement du tarif de réception, comme proposé à la section 3.1.2 du présent document;*
- [...]
- autoriser, à compter de l'année tarifaire 2024-2025, les modifications au taux – volet Distribution du tarif de réception, comme proposé à la section 3.2.1 du présent document; »*

Demandes :

- 4.1 En lien avec la référence (i), veuillez démontrer que le potentiel technico-économique de la production de GSR à proximité du réseau d'Énergir n'est pas suffisamment élevé pour atteindre les cibles réglementaires de distribution de GSR d'Énergir.
- 4.2 En lien avec la référence (ii), considérant la baisse de consommation de gaz naturel attendue par Énergir sur les segments où certains producteurs de GSR pourraient s'établir, veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG que des ajustements hydrauliques via des travaux de renforcement viseraient principalement à combler les besoins des producteurs de GSR.
- 4.3 En lien avec la référence (iv), veuillez indiquer si la socialisation des dépenses d'investissement pour augmenter la capacité du réseau à recevoir des volumes supplémentaires de GSR induira une pression à la baisse sur le coût d'acquisition des volumes payé aux producteurs québécois de GSR.

- 4.4 En lien avec les références (iii) et (iv), veuillez donner la proportion des coûts de renforcement dans les coûts de catégorie A des projets de production de GSR et leur valeur moyenne en dollars par mètre cube.
- 4.5 En lien avec les références (iii) et (iv), veuillez donner la proportion du coût du tarif D_R dans les coûts de projet de production de GSR et leur valeur moyenne en dollars par mètre cube.
- 4.6 En lien avec les références (iii) et (iv), veuillez fournir l'estimation des montants nécessaires qui seront à prévoir pour réaliser les travaux de renforcement visés dans le cadre du plan d'approvisionnement 2025-2028.
- 4.7 En lien avec la référence (iv), veuillez présenter les risques qu'amèneront les travaux de renforcement.
- 4.8 En lien avec la référence (v), veuillez présenter l'impact tarifaire attendu des propositions d'Énergir d'ici 2030, en incluant notamment les dépenses d'amortissement, les frais de financement des investissements, le rendement, les impôts, les redevances et les taxes.
- 4.8.1. Advenant un fardeau tarifaire trop important pour la clientèle, veuillez élaborer sur les alternatives possibles pour le financement des travaux de renforcement, notamment un partage de ces coûts entre les producteurs et les consommateurs.
- 4.8.2. Dans le cas où la Régie viendrait à accepter les trois propositions d'Énergir, veuillez élaborer sur la possibilité de mettre en place des caractéristiques générales, telles qu'une distance maximale, un montant d'investissement maximal, une évaluation de la rentabilité, une probabilité de réalisation du projet d'investissement, une protection des consommateurs en cas de non-livraison du producteur ou une capacité d'injection maximale, notamment afin d'éviter d'inciter un éloignement des sites de production de GSR du réseau d'Énergir ou une augmentation du risque d'actifs échoués pour la clientèle.

MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DU TARIF INTERRUPTIBLE

5. **Références :** (i) Énergir-Q, Document 15, pièce [B-0091](#), p. 4, l. 4 à 7;
(ii) Énergir-Q, Document 15, pièce [B-0091](#), p. 3, l. 21 à 23.

Préambule :

- (i) « Énergir se doit de traiter d'outils de manière similaire. Ainsi, Énergir doit non seulement s'assurer que le rabais ou le crédit accordé aux clients au service interruptible – donc le coût – est compétitif avec le coût des outils d'approvisionnement, mais également qu'il s'agit d'un outil doté d'une fiabilité similaire. »

- (ii) « Dans le présent dossier, Énergir propose deux mesures supplémentaires afin de continuer à améliorer la fiabilité du service interruptible : restreindre l'entrée et la prolongation aux clients réellement interruptibles. »

Demandes :

- 5.1 En lien avec la référence (i), veuillez fournir les analyses ou les outils qu'Énergir a développés afin de comparer les outils d'approvisionnement et le tarif D₅ sur les critères de coût et de fiabilité.
- 5.2 En lien avec la référence (ii), veuillez quantifier le nombre de clients touchés et les volumes qu'ils consommeront au service continu.
- 5.2.1. Veuillez spécifier si de grands industriels sont touchés par ces nouvelles restrictions.

TARIF DE VERDISSEMENT

6. Référence : (i) Énergir-Q, Document 1, pièce [B-0097](#), p. 8 et 9, l. 1 à 21.

Préambule :

- (i) « [...] 1. Le coût CFR-surcoût GSR invendu, qui correspond à la formule ci-dessous, et qui représente le coût associé à des unités invendus de GSR qui devrait être socialisé pour atteindre le seuil fixé au Règlement. Un intérêt au taux moyen du capital pondéré en vigueur (CMPC) a été appliqué pour la Cause tarifaire 2024-2025 :

*Volumes GSR invendu * (Tarif GSR – Tarif gaz de réseau – Tarif SPEDE*

[...]

(a)	Coût CFR-surcoût GSR invendu – sous le seuil du 2 % (000 \$)	7 770 ¹⁰
(b)	Volumes totaux de distribution - 2024-2025 (10 ³ m ³)	6 075 342 ¹¹
(c)	Volumes clients % GSR >= Règlement - Cause tarifaire 2024-2025 (10 ³ m ³)	321 854
(d)	Volumes surcoût GSR invendu - 2024-2025 (10 ³ m ³) (b - c)	5 753 489
(e)	Tarif de verdissement (c/m ³) (a / d)	0,135

»

Demandes :

- 6.1 En lien avec la référence (i), veuillez fournir les chiffres qui ont été insérés dans la formule afin d'arriver au résultat de 7 770 000 \$ pour le coût CFR-surcoût GSR invendu.
- 6.2 En lien avec la référence (i), veuillez spécifier les volumes de gaz naturel et de GSR des clients qui n'atteignent pas le seuil réglementaire de 2 % et qui ont une consommation de GSR non nulle.