

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'EXAMEN DU RAPPORT ANNUEL POUR L'EXERCICE FINANCIER
TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2021**

PLAN D'APPROVISIONNEMENT

- 1. Références :** (i) Décision [D-2019-107](#), par. 156;
(ii) Dossier R-4136-2020, pièce [B-0077](#), Annexe 1.

Préambule :

- (i) À la décision D-2019-107 :

« [156] La Régie demande au Distributeur de prendre en compte, dans un compte d'écart, les écarts entre ses coûts d'approvisionnement réels et ses ventes au Tarif GNR d'application provisoire approuvé par la Régie dans la présente décision. De plus, la Régie ordonne au Distributeur, lors de l'examen au fond du Tarif GNR, de présenter dans ce compte d'écart les données relatives à ces coûts d'approvisionnement réels (volumes et prix), pour chaque fournisseur ».

- (ii) À l'annexe 1, Énergir présente l'état relatif au Compte de frais reportés pour les achats et les revenus du gaz naturel renouvelable pour l'exercice clos le 30 septembre 2020.

Demande :

- 1.1 Veuillez déposer une mise à jour du tableau de la référence (ii) relatif au compte de frais reportés pour les achats et les revenus du gaz naturel renouvelable pour l'exercice clos le 30 septembre 2021, tel que demandé à la décision D-2019-107, en référence (i).

- 2. Références :** (i) Pièce [B-0072](#), Annexe 2, p. 1;
(ii) Pièce [B-0053](#), p. 7, l. 47 à 49;
(iii) Pièce [B-0189](#), p. 26, R14.2;
(iv) Pièce [B-0191](#), p. 18, R5.11;
(v) Dossier R-4119-2020, pièce [B-0113](#), p. 78;
(vi) Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 76, par. 337 et 338.

Préambule :

- (i) Énergir présente à l'Annexe 2, les détails relatifs aux transactions « *Cession FTSH / M12 reliée aux services de pointe* » :

Transactions financières du 1 ^{er} octobre 2020 au 30 septembre 2021							
Livraison	Réception	Date de la transaction	Date de début	Date de fin	Volume quotidien 10 ³ m ³	Volume total année 2021 10 ³ m ³	Revenus totaux \$
Cession FTSH / M12 reliée aux services de pointe							
EDA	PARKW	2020-10-26	2020-11-01	2021-03-31	93	14 016	
EDA	PARKW	2020-10-26	2020-11-01	2021-10-31	278	92 998	
EDA	PARKW	2020-10-26	2020-11-01	2021-10-31	186	61 996	
Sous-total Cession FTSH / M12 reliée aux services de pointe			3	transactions		169 010	2 659 506

(ii) Énergir présente les détails des outils d’approvisionnement au tableau « *Fonctionnalisation des coûts par outil d’approvisionnement pour l’exercice clos le 30 septembre 2021* » :

46	Service de pointe livré en franchise		
47	2020-12-01 au 2021-03-31		
48	2020-12-01 au 2021-03-31		
49	2020-12-03 au 2021-03-31		<u>207 \$</u>

(iii) « *Pour l’exercice 2020-2021, en plus de combler le déficit relatif au besoin en pointe, Énergir a également optimisé le plan d’approvisionnement. Pour y parvenir, des outils de service de pointe additionnels à ceux requis pour le besoin de pointe ont été achetés pour permettre des cessions de transport d’une quantité équivalente. Donc, l’impact net des cessions FTSH/M12 reliées au service de pointe relativement aux capacités détenues pour la pointe est nul* ». [nous soulignons]

(iv) « *De plus, alors qu’aucun risque n’est relié aux cessions permanentes de transport, les transactions d’optimisation de FTSH/M12 remplacées par des services de pointe comportent un risque de coût qui doit être géré tout au long de l’hiver. Ainsi, même si Énergir a procédé à ces transactions en fonction d’un scénario de base qui était profitable pour la clientèle, la rentabilité de ces transactions n’était pas garantie et aurait pu être négative* ». [nous soulignons]

(v) « *Afin de combler ce déficit, Énergir a contracté une option sur un « service de pointe » auprès d’un fournisseur sur le marché secondaire. Cet outil de pointe correspondrait à un approvisionnement ponctuel de 1 074 10³m³/jour de fourniture directement dans le territoire d’Énergir. Cet outil de pointe serait disponible pour 5 journées pendant l’hiver 2020-2021* ». [nous soulignons]

(vi) À la décision D-2019-141 :

« [337] Par conséquent, la Régie approuve la reconduction de l’incitatif à la performance sur les transactions d’optimisation des outils d’approvisionnement pour les exercices 2019-2020 à 2021-2022. Énergir devra toutefois s’assurer de maintenir les clients indemnes sur les plans financiers et opérationnels.

[338] *Par ailleurs, pour les mêmes motifs et principes que ceux énoncés à la décision D-2014-077, la Régie refuse la bonification pour les transactions d'optimisation de plus de 12 mois proposée par Énergir* ». [nous soulignons], [note de bas de page omise]

Demandes :

2.1 En lien avec les références (i) et (ii), la Régie note les informations suivantes relativement aux périodes effectives :

- Transactions de cessions FTSH / M12 reliées aux services de pointe :

Transaction 1 : 1^{er} novembre 2020 au 31 mars 2021;
Transactions 2 et 3 : 1^{er} novembre 2020 au 31 octobre 2021.

- Outils en service de pointe :

Ligne 47 et 48 : 1^{er} décembre 2020 au 31 mars 2021;
Ligne 49 : 2 décembre 2020 au 31 mars 2021.

Par ailleurs, en référence (v), la disponibilité des outils en service de pointe est limitée à 5 journées au cours de l'hiver 2020-2021.

Veillez préciser, en tenant compte des périodes effectives et des disponibilités associées aux transactions/outils, comment les transactions financières de cessions FTSH/M12 reliées aux outils en service de pointe ont permis de maintenir la clientèle « opérationnellement » indemnes, tel que requis par la décision D-2019-141, en référence (vi). Veuillez particulièrement préciser votre réponse en élaborant sur les périodes effectives alors que les outils en service de pointe n'étaient pas disponibles du 1^{er} et 30 novembre 2020 et du 1^{er} avril au 31 octobre 2021 et de leurs disponibilités limitées à 5 jours.

En lien avec la référence (iii) qui tient compte des capacités détenues, veuillez également élaborer quant à la notion de « débit quotidien » requis par les transactions de cessions FTSH/M12, reliées aux outils en service de pointe disponibles au cours des périodes effectives.

2.2 Veuillez élaborer quant au risque de coût qui doit être géré au cours de l'hiver, tel que mentionné en référence (iv), et à la rentabilité non garantie pouvant être négative, associés aux transactions de cessions FTSH/M12 remplacées par des services de pointe, tel que mentionné à la référence (iv).

Dans votre réponse, veuillez également tenir compte et fournir les explications, tel que requis à la décision D-2019-141, en référence (vi), de la condition de maintenir les clients « financièrement » indemnes quant aux transactions de cessions FTSH/M12 reliées aux outils en service de pointe, portant sur l'incitatif à la performance sur les transactions d'optimisation des outils d'approvisionnement.

- 3. Références :**
- (i) Pièce B-0168, Annexe 5 (sous pli confidentiel);
 - (ii) Pièce [B-0189](#), R17.1;
 - (iii) Dossier R-4079-2018, décision [D-2019-124](#), par. 271.

Préambule :

(i) Énergir présente les montants relatifs aux « *Transactions de l'outil de maintien avec de la regazéification de Gaz Métro GNL dans le réseau de distribution* ».

(ii) « *La transaction à la ligne 1 de la référence (i) est un échange géographique sans frais dans lequel Énergir a livré à Dawn la quantité de 7 600 GJ ainsi que le gaz de compression correspondant au transport entre Dawn et Énergir EDA à une tierce partie, laquelle agit au nom de GM GNL. Dans cet échange, la clientèle demeure indemne, le gaz livré par Énergir à Dawn provient de son inventaire et donc le prix est égal au prix de son service de fourniture.*

En contrepartie, Énergir a reçu directement dans son réseau de distribution la même quantité via la regazéification à l'usine LSR en provenance de l'inventaire de GM GNL.

Les transactions des lignes 2 à 4 sont des transactions dans lesquelles Énergir a reçu directement dans son réseau de distribution la quantité de 7 600 GJ via la regazéification à l'usine LSR en provenance de l'inventaire de GM GNL. En retour, Énergir a payé à GM GNL un montant correspondant à la quantité quotidienne, augmentée du gaz de compression requis, multipliée par le prix moyen de ses achats à Dawn sur le marché « spot » ».

(iii) À la décision D-2019-124 :
« [271] *La Régie demande également à Énergir, à partir du prochain dossier de rapport annuel, pour toute transaction effectuée avec GM GNL de démontrer l'évitement d'un interfinancement entre l'activité réglementée et GM GNL. Au soutien de cette démonstration, la Régie demande de présenter l'ensemble des hypothèses sous-jacentes et leurs justifications, les calculs détaillés et enfin les explications nécessaires ».* [nous soulignons]

Demande :

3.1 En lien avec la référence (ii), veuillez présenter l'ensemble des hypothèses sous-jacentes, les justifications, ainsi que les calculs détaillés (incluant les paramètres), tel que demandé à la décision D-2019-124, en référence (iii), permettant d'établir les montants respectifs pour les quatre « *Transactions de l'outil de maintien avec de la regazéification de Gaz Métro GNL dans le réseau de distribution* » de la référence (i).

4. **Références :** (i) Pièce [B-0189](#), Annexe Q-15.2, p. 2;
(ii) Pièce [B-0189](#), R16.2.

Préambule :

(i) « 1.7 *Attendu que dans la décision D-2015-012, la Régie a exigé qu'en certaines circonstances déterminées par Gaz Métro lors de l'élaboration de son plan d'approvisionnement, la Filiale fournisse un Outil de maintien (tel que défini à la section 3) à Gaz Métro en contrepartie de son utilisation des Réservoirs* ».

(ii) « GM GNL a également fourni la preuve à Énergir qu'elle détenait un outil de transport ferme pour une capacité de 7 600 GJ/jour, soit la capacité de l'outil de maintien demandé par Énergir. L'outil a été ordonnancé et utilisé après l'interruption de la clientèle interruptible ». [nous soulignons], [note de bas de page omise]

Demande :

- 4.1 Veuillez élaborer quant à la preuve présentée par GM GNL à Énergir d'un outil de transport ferme pour une capacité de 7 600 GJ/jour, tel que mentionné aux références (i) et (ii). Veuillez déposer, le cas échéant, les pièces justificatives.

**PLAN DE DÉVELOPPEMENT *A POSTERIORI* – NOUVEAUX CLIENTS AVEC ET SANS
COÛTS DE BRANCHEMENT**

5. **Référence :** Pièce [C-FCEI-0014](#), p. 3 et 4.

Préambule :

« Lorsqu'Énergir rapporte la rentabilité pour les nouveaux clients, comme demandé dans la décision D-2010-091, elle amalgame ces clients avec ceux qui requièrent un nouveau branchement. Or, il est très probable que la rentabilité des premiers soit sensiblement supérieure à celle des seconds. Dans la mesure où le suivi de la rentabilité vise à s'assurer que les investissements sont rentables, la FCEI soumet qu'il importe d'avoir une idée aussi précise que possible de la rentabilité des raccordements de nouveaux clients nécessitant un branchement puisque l'essentiel des investissements vise ces clients alors que très peu d'investissements sont dirigés vers les nouveaux clients pour lesquels un branchement est déjà présent.

Ainsi, la FCEI recommande à la Régie de remplacer le suivi sur la rentabilité des nouveaux clients par un suivi de la rentabilité des nouveaux clients nécessitant un nouveau branchement. Considérant que les nouveaux clients disposant déjà d'un branchement ont très peu de chance d'être non rentables étant donné le faible investissement qu'ils requièrent et le niveau de la portion fixe des tarifs, la FCEI estime qu'il serait relativement peu utile d'en faire un suivi distinct ». [nous soulignons]

Demandes :

- 5.1 Veuillez commenter la position de la FCEI quant à l'importance de connaître la rentabilité des nouveaux clients nécessitant un nouveau branchement de façon distincte.
- 5.2 Veuillez préciser la faisabilité pour Énergir de produire le Plan de développement des ventes *a priori* et le suivi *a posteriori* de manière à distinguer la rentabilité des projets pour les nouveaux clients nécessitant un branchement de ceux déjà raccordés au réseau.

**OPTIMISATION DE LA PRODUCTION DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT *A POSTERIORI*
TROIS ANS ÂPRES**

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0094](#), p. 3, section 1;
 - (ii) Dossier R-4079-2018, [D-2019-124](#), p. 37 à 39, par. 121, 127 et 128.

Préambule :

(i) « Énergir informe la Régie qu'elle anticipe quelques gains modestes à moyen terme quant à l'optimisation de la production du rapport *a posteriori* à la suite de l'implantation de son nouveau Programme SAP. Énergir sera en mesure de confirmer ces gains anticipés ultérieurement. Énergir a cependant identifié des pistes d'allègement qu'elle a implanté dès cette année et dont elle fait part à la Régie dans les sections suivantes. D'autres mesures visant à optimiser la production du rapport *a posteriori* seront évaluées en vue de simplifier le processus de production, et ce, avant que la suspension temporaire de l'obligation de produire aussi un rapport après six ans ne soit échue ». [notes de bas de page omises]

(ii) « [121] Énergir explique que l'amélioration des méthodes de travail consiste en une réduction du nombre de manipulations dans les fichiers de travail, à la mise en place et à l'utilisation de gabarits (fichiers modèles) et en une optimisation des liens entre les nombreux fichiers de travail et bases de données source.

[127] Considérant ce qui précède, la Régie rejette la demande d'Énergir de la soustraire à l'obligation de produire et de déposer le suivi *a posteriori* des plans de développement des projets inférieurs à 1,5 M\$, après six ans, et refuse conséquemment d'y mettre fin. Cependant, elle suspend Énergir de l'obligation de produire et de déposer le suivi *a posteriori* après six ans, jusqu'en 2022 inclusivement, des plans de développement des projets inférieurs à 4,0 M\$⁹⁸ appliquant l'ancienne méthodologie, soit, d'ici la présentation, en 2023, des données réelles du suivi *a posteriori* après trois ans du plan de développement 2019-2020, appliquant la Nouvelle méthodologie.

[128] Par ailleurs, dans la perspective de l'amélioration des méthodes de travail d'Énergir afin de réduire les efforts relatifs à la production des suivis *a posteriori*, la Régie lui demande de déposer, dans le cadre de l'examen des futurs rapports annuels, dès le dépôt du prochain dossier, les informations relatives à la progression de l'optimisation de la production des suivis *a posteriori*, en lien avec le remplacement éventuel de systèmes informatiques ». [nous soulignons], [notes de bas de page omises]

Demandes :

- 6.1 Veuillez décrire les « gains modestes » anticipés à moyen terme, ainsi que la nature des autres mesures visant à optimiser la production des rapports *a posteriori* mentionnés à la référence (i).
- 6.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle « [d]’autres mesures visant à optimiser la production du rapport *a posteriori* » seront présentées au rapport annuel de l’année se terminant au 30 septembre 2022, soit avant la production du rapport *a posteriori* après six ans (références (i) et (ii)).
- 6.3 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle Énergir a bénéficié des allègements identifiés dans les sous-sections 2.1 : *Méthodologie allégée pour les ajouts de charge* et 2.2 : *Retrait des résultats selon la grille tarifaire d’origine* (référence (i)) lors de la production du Plan de développement 2018 *a posteriori*.
- 6.4 Veuillez préciser si les allègements mentionnés à la question 2.3 constituent des changements méthodologiques visant le calcul de la rentabilité du plan de développement des ventes *a posteriori*, ou s’il s’agit d’améliorations visant l’optimisation de la production des suivis *a posteriori*, tel que présenté à la référence (ii).
- 6.5 Veuillez commenter le cadre de traitement approprié des allègements mentionnés à la question 2.3, notamment quant au caractère opportun d’un traitement dans le cadre d’un dossier tarifaire ou d’un rapport annuel.