

**Réponse d'Énergir, s.e.c. (Énergir) à la
Demande d'examen du rapport annuel
pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2021
R-4175-2021**

RENTABILITÉ DU DÉVELOPPEMENT À POSTERIORI

Question 1

Références:

- (i) [B-0094](#), p. 8
- (ii) [B-0003](#),
- (iii) [B-0094](#), Annexe 1
- (iv) [B-0094](#), Annexe 3

Préambule :

- (i) « Énergir présentera dorénavant uniquement les résultats selon les revenus réels et cessera la production des résultats selon la grille tarifaire d'origine. Dans les faits, comme mentionné par la Régie⁸, « c'est la rentabilité réelle du plan de développement qui affecte le tarif ». Ceci permettra à Énergir de réduire le temps nécessaire à la production de la présente pièce en se concentrant sur les informations ayant le plus de valeur ajoutée pour elle-même et pour la Régie. »

Questions :

- 1.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer la décision demandant à Énergir de produire les résultats selon les tarifs d'origine et les motifs qui sous-tendaient cette demande.

Réponse :

Veuillez vous référer à la décision D-2010-091, paragraphes 53 à 66, ainsi qu'à la décision D-2012-071, paragraphes 55 à 68.

- 1.2 Veuillez confirmer que la rentabilité selon les tarifs réels peut être fortement influencée par les variations de court terme des tarifs de distribution telle que celle observée au dossier tarifaire 2021-2022.

Réponse :

Énergir confirme que la rentabilité est influencée par les variations des tarifs de distribution. Énergir précise qu'elle utilise les revenus réels (selon les tarifs en vigueur) des 12 derniers mois de l'exercice pour l'évaluation *a posteriori*.

Énergir ajoute que l'ensemble des variables utilisées dans le calcul de la rentabilité *a posteriori* sont assujetties à des variations de court terme, tel que le coût des investissements et les volumes consommés ou projetés. À cet effet, veuillez également vous référer à la décision citée à la réponse à la question 1.3.

- 1.3 Veuillez expliquer comment la Régie peut porter un jugement raisonnable sur le bien-fondé des décisions d'investissement d'Énergir à partir de tarifs *a posteriori*, lesquels sont sujets à plusieurs impondérables comme ceux observés en 2021-2022, qu'il s'agisse d'une inflation plus importante que prévue ou d'autre chose.

Réponse :

La Régie se prononce sur les « décisions d'investissement » d'Énergir relativement aux nouvelles ventes et ajouts de charge à partir du plan de développement *a priori* déposé à chaque rapport annuel. Ces décisions d'investissements font aussi l'objet d'un suivi spécifique par la Régie (le suivi aléatoire annuel, pièce B-0003).

Énergir rappelle que chaque vente fait l'objet d'une analyse selon la méthode d'évaluation de la rentabilité approuvée par la Régie dans ses décisions D-2018-080 et D-2019-176.

En ce qui a trait aux « impondérables » relatifs à l'appréciation des résultats du plan *a posteriori*, veuillez vous référer aux paragraphes 64 et 65 de la décision D-2012-071.

- 1.4 La pièce B-0003 de la référence (ii) présente de nouveaux clients pour lesquels aucun investissement n'est prévu. Dans le cas des chauffages temporaires, veuillez confirmer que ces clients ne sont plus comptabilisés dans le calcul de la rentabilité *a posteriori* dès lors que le chauffage temporaire cesse.

Réponse :

L'évaluation *a posteriori* reconnaîtra les volumes réellement consommés par le chauffage temporaire. Ce sont toutefois les volumes signés par les clients « permanents » qui serviront pour les années subséquentes à la construction.

- 1.5 Pour les clients pour lesquels aucun investissement n'est prévu, mais qui ne visent pas du chauffage temporaire, veuillez confirmer qu'il s'agit de réouverture de compteurs existants, mais fermés et pour lesquels aucune facturation n'a eu lieu dans les douze mois précédant leur réouverture. Sinon, veuillez expliquer à quoi correspondent ces nouveaux clients.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 1.6 Veuillez indiquer à quoi correspond l'investissement pour les clients dont le niveau d'investissement est positif, mais insuffisant pour correspondre à un nouveau branchement. Par exemple, voir les projets ID00061 dont l'investissement est de 422\$ ou les projets ID00173, ID00185, ID00186, ID00202, ID00204 ainsi que les nombreux autres clients pour lesquels l'investissement est inférieur à 1000 \$.

Réponse :

Il s'agit généralement de nouveaux clients pour lesquels le branchement existe déjà, mais qui nécessitent la pose d'un compteur. Il s'agit donc des frais de pose et du coût du compteur lui-même.

- 1.7 Notamment, veuillez indiquer s'il s'agit de nouveaux clients raccordés par des branchements qui existaient préalablement à leur arrivée.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.6.

- 1.8 Veuillez indiquer si la rentabilité a priori prévoit de tels clients.

Réponse :

La pièce B-0003 identifie toutes les ventes qui se trouvent au plan de développement *a priori* (pièce B-0093).

- 1.9 Veuillez refaire l'annexe 3 en incluant seulement les clients pour lesquels un nouveau branchement était prévu (a priori) ou a dû être installé (a posteriori).

Réponse :

L'examen du Rapport annuel porte sur la conformité d'application des normes, principes et paramètres établis dans les dossiers tarifaires. Dans le cas précis du plan de développement *a posteriori*, Énergir rappelle que celui-ci est fait à partir du plan *a priori* 2017-2018 dont la Régie a pris acte dans sa décision D-2019-124 (para. 105).

Énergir souligne de plus que les cas visés à la demande ne se limitent pas au marché résidentiel (annexe 3). En effet, on trouve aussi ces cas au marché Affaires (annexe 4).

De plus, refaire l'annexe 3 impliquerait plusieurs semaines de travail en considérant que le retrait de ces clients se répercute dans l'entièreté des étapes nécessaires à l'évaluation de la rentabilité *a posteriori*. En effet, les revenus, les volumes ainsi que tous les coûts associés doivent être retraités en amont des analyses en plus de refaire les calculs des différentes évaluations de rentabilité (IP et TRI) par marché et pour les données consolidées.

Actif (passif) au titre des prestations définies 2021

Question 2**Références:**

- (i)
- [B-0040](#)
- , p. 1.

Préambule :

- (i)

Actif (passif) au titre des prestations définies 2021 - ATPD / (PTPD)						
Actif (passif) au titre des prestations définies (en milliers de \$)	Régimes de retraite	Assurances collectives	Réel 2021 Total	Régimes de retraite	Assurances collectives	CT 2021 Total
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Obligation						
Solde au début de la période	(1 022 102)	(182 583)	(1 204 685)	(1 038 842)	(151 593)	(1 190 435)
Coût des services rendus	(33 406)	(8 369)	(41 775)	(32 148)	(5 808)	(37 956)
Intérêts	(23 224)	(4 601)	(27 825)	(27 801)	(4 341)	(32 142)
Cotisations des salariés	(7 127)	-	(7 127)	(11 992)	-	(11 992)
Cotisations autres et transferts des employés	(4 183)	-	(4 183)	-	-	-
Prestations versées	39 333	3 219	42 552	18 472	3 638	22 110
Modification des régimes (Pertes) Gains actuariel(le)s	-	-	-	-	-	-
	94 334	21 174	115 508	-	-	-
	(956 376)	(171 160)	(1 127 536)	(1 092 311)	(158 104)	(1 250 415)
Actifs des régimes						
Solde au début de la période	774 418	-	774 418	840 827	-	840 827
Rendement réel des actifs des régimes	82 245	-	82 245	46 535	-	46 535
Cotisations de l'employeur	20 637	3 219	23 856	18 472	3 638	22 110
Cotisations des salariés	7 127	-	7 127	11 992	-	11 992
Cotisations autres et transferts des employés	4 183	-	4 183	-	-	-
Prestations versées	(39 333)	(3 219)	(42 552)	(18 472)	(3 638)	(22 110)
	849 277	-	849 277	899 354	-	899 354
ATPD / (PTPD)	(107 099)	(171 160)	(278 258) ⁽¹⁾	(192 957)	(158 104)	(351 060) ⁽²⁾

Questions :

- 2.1 Concernant les prestations versées eu égard au régime de retraite (ligne 10), veuillez indiquer le nombre de prestataires prévu et réel.

Réponse :

Énergir a réalisé qu'une erreur s'est glissée dans le suivi de l'ATPD/PTPD présenté dans le cadre de la Cause tarifaire 2020-2021. Les données comparatives de la Cause tarifaire ayant été reproduites intégralement dans la pièce Énergir-6, Document 5 du Rapport annuel 2020-2021 (citée en référence), la même erreur s'y retrouve. Énergir présente donc une version corrigée du tableau présenté en préambule (i). Une version révisée de la pièce B-0040 est aussi déposée avec les réponses à la demande de renseignement.

ÉTAT DU PASSIF AU TITRE DES PRESTATIONS DÉFINIES ET DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS LIÉS AUX AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Actif (passif) au titre des prestations définies 2021 - ATPD / (PTPD)

Actif (passif) au titre des prestations définies (en milliers de \$)	Régimes de	Assurances	Réel 2021	Régimes de	Assurances	CT 2021
	retraite	collectives	Total	retraite	collectives	Total
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Obligation						
Solde au début de la période	(1 022 102)	(182 583)	(1 204 685)	(1 038 842)	(151 593)	(1 190 435)
Coût des services rendus	(33 406)	(8 369)	(41 775)	(32 148)	(5 808)	(37 956)
Intérêts	(23 224)	(4 601)	(27 825)	(27 801)	(4 341)	(32 142)
Cotisations des salariés	(7 127)	-	(7 127)	(11 992)	-	(11 992)
Cotisations autres et transferts des employés	(4 183)	-	(4 183)	-	-	-
Prestations versées	39 333	3 219	42 552	37 400	3 638	41 038
Modification des régimes	-	-	-	-	-	-
(Pertes) Gains actuariel(le)s	94 334	21 174	115 508	-	-	-
	(956 376)	(171 160)	(1 127 535)	(1 073 383)	(158 104)	(1 231 487)
Actifs des régimes						
Solde au début de la période	774 418	-	774 418	840 827	-	840 827
Rendement réel des actifs des régimes	82 245	-	82 245	46 535	-	46 535
Cotisations de l'employeur	20 637	3 219	23 856	18 472	3 638	22 110
Cotisations des salariés	7 127	-	7 127	11 992	-	11 992
Cotisations autres et transferts des employés	4 183	-	4 183	-	-	-
Prestations versées	(39 333)	(3 219)	(42 552)	(37 400)	(3 638)	(41 038)
	849 277	-	849 277	880 426	-	880 426
ATPD / (PTPD)	(107 099)	(171 160)	(278 258)	(192 957)	(158 104)	(351 060)

Les prestations versées à la Cause tarifaire 2020-2021 pour les régimes de retraite auraient dû être de 37,4 M\$, soit un niveau comparable aux prestations réellement versées de 39,3 M\$. Il est à noter que les prestations versées n'ont aucun impact sur le solde net de l'ATPD/(PTPD). En effet, le versement des prestations réduit la valeur de l'obligation (ligne 10) ainsi que celle de l'actif (ligne 20) de façon équivalente. Le solde net de ATPD/(PTPD) (ligne 22) demeure donc inchangé. Il est à noter que le même traitement s'applique sur les cotisations des salariés (ligne 8) et sur les cotisations autres et transferts des employés (ligne 9). En effet, ces cotisations réduisent à la fois l'obligation (lignes 8-9) et les actifs du régime (lignes 18-19) de façon équivalente. Elles sont donc sans impact sur la valeur nette de l'ATPD/(PTPD).

La cause tarifaire est élaborée en projetant les résultats de la dernière fermeture réalisée en date de production des calculs, selon les hypothèses et méthodes en date de cette fermeture. Par exemple, l'élaboration de la Cause tarifaire 2020-2021 a été effectuée en décembre 2019. À ce moment, la dernière fermeture annuelle réalisée était celle en date du 30 septembre 2019. Aux fins d'établir la Cause tarifaire 2020-2021, les résultats ont donc été projetés du 30 septembre 2019 au 30 septembre 2021, soit sur une période de deux ans. Aux fins de la projection, des prestations totales versées par les régimes de retraite pour la période 2020-2021, il a été supposé que le nombre de prestataires ainsi que le montant total des prestations payables serait environ équivalent à celui de l'exercice se terminant le 30 septembre 2019. Le même principe a été appliqué pour les prestations des régimes d'assurance collective.

Le nombre réel de prestataires est disponible au 31 décembre de chacune des années et se détaille comme suit :

2019 : 1 223

2020 : 1226

2021 : 1252

Considérant le délai de deux ans entre les données servant à l'élaboration d'une cause tarifaire et les résultats réels, des écarts sont constatés au rapport annuel. Excluant l'erreur qui s'est glissée à l'égard des prestations projetées à la Cause tarifaire 2020-2021, les écarts entre les données projetées et réelles ne sont pas matériels. Il importe de rappeler que tous les écarts relatifs au coût des ASF sont neutralisés par le CFR - écart budgétaire constaté au terme de chaque exercice financier et ce, qu'il s'agisse de la variation de la dépense estimée ou encore de celle des actifs/passifs relatifs aux ASF de la base de tarification.

- 2.2 Veuillez expliquer l'écart positif important entre les prestations de retraites prévues (18,5 M\$) et les prestations réelles (39,4 M\$).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.1.

- 2.3 Veuillez expliquer l'écart négatif entre les prestations d'assurance collective prévues (3,6 M\$) et les prestations réelles (3,2 M\$).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.1.

- 2.4 Veuillez expliquer et justifier la baisse significative de cotisation des salariés (ligne 18) au régime de retraite, entre la prévision du dossier tarifaire (12,0 M\$) et le réel (7,1 M\$).

Réponse :

Le montant prévu de 12,0 M\$ de la ligne 8, comprend à la fois les cotisations des salariés ainsi que les cotisations autres et transferts des employés. Ainsi, au réel, il faut considérer les montants des lignes 8 et 9, totalisant 11,3 M\$, un niveau comparable à celui prévu de 12,0 M\$.

- 2.5 Veuillez expliquer en quoi consistent les cotisations autres et transferts des employés (ligne 19).

Réponse :

Les autres cotisations regroupent les cotisations optionnelles au volet flexible, les cotisations volontaires additionnelles ainsi que les transferts provenant d'autres régimes. Les autres cotisations permettent aux employés d'améliorer leurs conditions de retraite. Il est à noter que ces cotisations sont entièrement assumées par les employés, il n'en découle aucune charge pour Énergir.

RÉALLOCATION DES DÉPENSES AUX ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

Question 3

Références:

- (i) [B-0030](#), p. 1

Questions :

- 3.1 Veuillez ventiler la colonne « Autres » de la référence (i) de sorte que toutes les entités présentant un montant alloué supérieur à 100 000 \$ soient présentées distinctement.

Réponse :

Énergir présente à la fin de sa réponse la ventilation de la colonne « Autres » de la pièce à la référence (i).

Les efforts présentés dans la colonne « Autres » représentent principalement des activités de gouvernance du groupe corporatif liées aux activités non réglementées d'Énergir, s.e.c. Les activités de gouvernance concernent l'ensemble des activités du groupe corporatif et ne sont pas associées à une entité spécifique.

Voici quelques exemples d'activités de gouvernance du groupe corporatif par unité structurelle.

Unité structurelle	Activités de gouvernance
Dir. Contrôle corporatif VP Finances corporative	Analyse, consolidation et préparation de rapports pour Énergir, s.e.c.
VP adj. Affaires juridiques	Participation aux projets de développement corporatif
Dir. Planification, stratégie & risques – VP adjointe Finances et Réglementation	Expertise en modélisation et analyses stratégiques pour Énergir, s.e.c.
Présidence	Gouvernance du groupe Énergir, s.e.c.

Les activités de gouvernance corporative représentent la majorité des efforts associés aux activités non réglementées de la colonne « Autres ».

Énergir, s.e.c
Rapport annuel au 30 septembre 2021, R-4175-2021

**DÉTAILS DE LA COLONNE "AUTRES" DE LA RÉALLOCATION DES DÉPENSES AUX ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES
DE L'EXERCICE CLOS LE 30 SEPTEMBRE 2021**

Secteur / Direction / VP							TOTAL
	Énergir Inc	ECCU	NNEEC (GMP, VGS)	Gaz Métro Plus	Rabaska	Gouvernance ANR	Autres
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(1)+(2)+(3)+(4) +(5)+(6)=(7)
1) Salaires payés dans la daQ (en ETP)							
2 Total Présidence, audit interne et transformation	-	-	-	-	-	2,94	2,94
3 Total VP adj Affaires juridiques	-	0,04	-	-	-	0,42	0,45
4 VP Clients et Approvisionnement gaziers	-	1,02	0,02	0,42	-	0,14	1,59
5 VP Développement durable, Affaires publiques et gouvernementales	-	-	-	-	-	0,35	0,35
6 VP Exploitation	-	-	-	-	-	0,02	0,02
7 Dir. Marketing, Expérience clients et Efficacité énergétique	-	-	-	-	-	0,02	0,02
8 VP adj Finances & Réglementation Québec	0,21	0,02	-	0,02	-	3,90	4,14
9 VP Exécutive Québec	-	-	-	0,02	-	-	0,02
10 Total VP Exécutive Québec	0,21	1,04	0,02	0,46	-	4,42	6,14
11 Total F&A, développement et Projets majeurs	-	-	-	-	-	0,25	0,25
12 Total VP Employés & culture	0,21	0,12	0,41	0,16	1,00	3,11	5,00
13 VP Chef des finances	-	-	-	-	-	2,45	2,45
14 Dir. Approvisionnement biens & services et Administration de contrats	-	-	-	-	-	0,15	0,15
15 Dir. Trésorerie	-	-	-	-	-	1,15	1,15
16 Dir. Contrôle corporatif	-	-	-	-	-	5,77	5,77
17 Dir. Fiscalité et secrétariat corporatif	0,15	0,05	0,47	0,06	0,04	1,95	2,71
18 Total VP Chef des Finances	0,15	0,05	0,47	0,06	0,04	11,47	12,23
19 Total Technologies de l'information	-	-	-	-	-	0,12	0,12
20 Total daQ à ANR (en ETP)	0,57	1,23	0,90	0,67	1,04	22,73	27,14
21 Total daQ à ANR (en \$)	106	311	250	301	226	4 466	5 660
22) Salaires payés par les ANR							
23 Développement des affaires ANR	-	-	-	-	-	2,41	2,41
24 Total imputé directement dans le centre de coûts ANR (en ETP)	-	-	-	-	-	2,41	2,41
25 Total imputé directement dans le centre de coûts ANR (en 000\$)	-	-	-	-	-	498	498
26) Coût des services de support							
27 Équivalent temps plein (ETP) ANR et direction (ll. 20 + 24)	0,57	1,23	0,90	0,67	1,04	25,14	29,55
28							
29 Sommaire (en 000 \$)							
30	Énergir Inc	ECCU	NNEEC (GMP, VGS)	Gaz Métro Plus	Rabaska	Gouvernance ANR	Autres
31 Répartition des salaires et avantages sociaux payés par la daQ (ligne 21)	106	311	250	301	226	4 466	5 660
32 Répartition des salaires et avantages sociaux payés par les ANR (ligne 25)	-	-	-	-	-	498	498
33 Frais d'utilisation des services support	19	41	29	22	34	826	971
34 Total par entité	125	352	280	323	260	5 790	7 129

3.2 Veuillez commenter la possibilité de présenter, dans les futurs dossiers, une ventilation telle que la colonne « Autres » représenterait moins de 20 % des coûts alloués totaux.

Réponse :

Étant donné l'importance relative des coûts associés aux activités de gouvernance qui sont difficilement attribuable à une entité spécifique, tel qu'expliqué à la réponse précédente, Énergir propose de présenter dorénavant dans une colonne distincte les coûts relatifs aux activités de gouvernance et de présenter dans la colonne « Autres » le total des autres entités dont les montants sont non significatifs.

ACHAT DE FOURNITURE AUPRÈS DE GM GNL

Question 4

Références:

- (i) B-0168, Annexe 4 (sous pli confidentiel)
- (ii) R-4119-2020, [B-0113](#), p. 77, tableau 31.
- (iii) R-4119-2020, [B-0113](#), Annexe 12 p. 2, ligne 36.
- (iv) R-4136-2020, [B-0057](#), Énergir-9, Document 9, annexe 1.

Questions :

- 4.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer si les volumes mensuels associés aux gaz d'évaporation du train no 2 constituent des outils qui sont considérés par Énergir pour répondre à son besoin de capacité comme défini à la référence (ii).

Réponse :

Les gaz d'évaporation de toutes provenances sont des volumes qui sont considérés au plan d'approvisionnement pour répondre à la demande quotidienne de la clientèle. Un volume moyen de gaz d'évaporation est inclus chaque jour, incluant à la journée de pointe, et fait partie de la contribution globale de l'usine LSR aux fins des capacités disponibles en journée de pointe au tableau en référence (ii).

- 4.1.1 Dans l'affirmative, veuillez indiquer sur quelle ligne du tableau de la référence (ii) cet apport est pris en compte et en indiquer la quantité.

Réponse :

Veuillez-vous référer à la réponse à la question 4.1.

- 4.1.2 Veuillez indiquer si ces volumes permettent à Énergir d'éviter des coûts de transport qu'il aurait autrement encouru.

Réponse :

Le gaz d'évaporation reçu dans le réseau comprend déjà une composante de transport. Normalement, lorsque l'évaporation provient du liquéfacteur de la daQ, la portion transport est déboursée lors de l'injection dans les réservoirs de l'usine LSR. Cependant, lorsque l'évaporation provient du liquéfacteur de GM GNL, alors le coût de transport net déboursé est nul,

puisque Énergir a recueilli de GM GNL le revenu de transport équivalent au coût. Ainsi, dans ce cas, le coût de transport est seulement inscrit au moment de l'achat de l'évaporation.

- 4.1.3 Si ces volumes ne permettent pas d'éviter des coûts de transport, veuillez justifier de tenir compte du tarif de transport d'Énergir dans l'établissement du prix de comparaison.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1.2.

- 4.2 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer si les volumes mensuels associés aux gaz d'évaporation des quais no 1 et 2 constituent des outils qui sont considérés par Énergir pour répondre à son besoin de capacité comme défini à la référence (ii).

- 4.2.1 Dans l'affirmative, veuillez indiquer sur quelle ligne du tableau de la référence (ii) cet apport est pris en compte et en indiquer la quantité.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

- 4.2.2 Veuillez indiquer si ces volumes permettent à Énergir d'éviter des coûts de transport qu'il aurait autrement encouru.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1.2.

- 4.2.3 Si ces volumes ne permettent pas d'éviter des coûts de transport, veuillez justifier de tenir compte du tarif de transport d'Énergir dans l'établissement du prix de comparaison.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1.2.

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

Réponse :

Les achats dans le territoire sont effectivement essentiellement constitués de GNR. Comme expliqué en 4.1, l'évaporation de toute source est plutôt incluse dans les volumes de contribution de l'usine LSR.

- 4.4 Veuillez déposer le *Contrat-cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation amendé et mis à jour* qu'Énergir a déposé dans le cadre du Rapport annuel 2020 (iv).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 15.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce Énergir-50, Document 2.

CESSION FTSH / M12 RELIÉE AUX SERVICES DE POINTE – TRANSACTION FINANCIÈRE

Question 5**Références :**

- (i) [B-0072](#), pp. 2 et 3.
- (ii) [B-0072](#), Annexe 1, p. 1.
- (iii) [B-0072](#), Annexe 2, p. 1.

Préambule :

- (i) « Dans ce contexte, l'approche d'Énergir avant le début de l'hiver 2020-2021 a été empreinte de prudence, ce qui ne l'a pas empêché d'agir afin de réduire les coûts pour la clientèle. Ainsi, même si le besoin d'outils de service de pointe en fonction du besoin de pointe du 0/12 se retrouvait à 839 10³m³, Énergir a évalué la possibilité d'acheter tout de même 1 074 10³m³ et d'effectuer une cession de transport pour l'excédent non requis de 235 10³m³. En fonction du contexte, l'évaluation a permis de déterminer qu'Énergir était en mesure de procéder à une telle transaction et, de surcroît, de remplacer du transport non excédentaire par du service de pointe additionnel pour une quantité en pointe de 557 10³m³. Énergir a procédé à la cession de 792 10³m³ de transport à la fin octobre 2020. »

Questions :

- 5.1 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet qu'Énergir observait, au plan d'approvisionnement 0/12, un déficit de capacité de 839 10³m³/jour et que, pour répondre à ce besoin, elle a décidé d'acquérir cette capacité ainsi que 792 10³m³/jour additionnels pour un total de 1631 10³m³/jour de service de pointe.

Réponse :

Énergir confirme la compréhension de la FCEI. Cependant, Énergir précise que ces volumes n'incluent pas le service de pointe requis pour assurer la redondance à l'usine LSR (660 10³m³).

- 5.2 Veuillez indiquer comment et à quelle date il a respectivement été établi que des quantités additionnelles de 235 10³m³, puis de 557 10³m³ de service pointe pouvaient être acquises sans compromettre la sécurité des approvisionnements. Veuillez également présenter les analyses effectuées pour en arriver à cette conclusion.

Réponse :

En fonction des volumes du 0-12, de la disponibilité à l'usine LSR (besoin ou non de redondance) et de l'historique, Énergir estimait l'utilisation probable du service de pointe à une ou deux journées en cours d'hiver pour des raisons de pointe selon le niveau de cession effectué. Ainsi, avec une disponibilité de cinq jours de service de pointe, Énergir a déterminé que le service permettrait également de couvrir des scénarios s'éloignant du scénario probable.

Énergir a aussi considéré dans sa décision les éléments suivants :

- dans le cas d'une réouverture de l'économie, la demande et le risque lié à cette optimisation aurait pu augmenter;
- en général, tout comme pour la pointe d'Énergir qui avait légèrement diminué, la demande prévue en hiver par le marché n'était pas trop forte et les prix anticipés en utilisation du service de pointe étaient conformes aux prix historiques;
- dans le cas d'un hiver extrême, l'utilisation du service de pointe aurait pu atteindre le maximum acheté.

Tout dépendant du scénario réel, le coût de l'utilisation du service de pointe aurait pu excéder les revenus obtenus de la cession de transport. Par exemple, pour cinq jours d'utilisation à 50 \$/GJ de coût variable, l'optimisation de 557 10³m³ aurait engendré des coûts nets d'environ 2,6 M\$ (plutôt que les revenus réels de 2,6 M\$).

En fonction du scénario probable, soit une utilisation d'une ou deux journées à un coût variable de 20 \$/GJ, la transaction d'optimisation de 557 10³m³ aurait généré des revenus d'environ 1,8 M\$.

- 5.3 Veuillez présenter les analyses effectuées pour en arriver à la conclusion que ce niveau de service de pointe était optimal en termes de minimisation des coûts du plan d'approvisionnement et expliquer pour quelle raison davantage de service de pointe n'a pas été contracté.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.2.

- 5.4 Veuillez justifier de scinder la capacité additionnelle de 792 10³m³/jour en fonction du besoin du scénario de base de plan d'approvisionnement, considérant que la Régie n'a pas retenu ce scénario.

Réponse :

Comme Énergir avait déjà prévu dans le plan normal l'achat de $1\,074\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ en service de pointe, qui a été concrétisé dès l'hiver 2020 (soit avant le 0-12), Énergir a décidé de considérer les ventes de transport adossées à cette quantité de service de pointe comme étant des transactions opérationnelles.

Cependant, comme le souligne la FCEI, étant donné que la Régie a retenu le scénario défavorable, Énergir a optimisé de façon volontaire un total de $792\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ par rapport à ce scénario.

- 5.5 Abstraction faite de la référence théorique au scénario de base du plan d'approvisionnement, veuillez expliquer en quoi la nature de l'achat de service de pointe additionnel de $557\,10^3\text{m}^3$ est différente de celle de l'achat de service de pointe de $235\,10^3\text{m}^3$ en excédent du besoin de $839\,10^3\text{m}^3$.

Réponse :

Abstraction faite de la référence au scénario de base du plan d'approvisionnement, il n'y a pas de différence.

- 5.6 Veuillez confirmer qu'Énergir aurait pu prévoir des achats de service de pointe de $1631\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et des cessions de transport correspondantes dès le plan d'approvisionnement du dossier tarifaire.

Réponse :

Non, Énergir ne prévoit pas de transactions de ce type au dossier tarifaire en raison de l'incertitude reliée à la demande et au marché. Ainsi, ces transactions sont effectuées après l'évaluation du 0-12 et considèrent les conditions de marché et le risque financier lié à ces transactions à ce moment par rapport à l'hiver suivant.

- 5.7 Est-il acceptable, selon Énergir, que le choix des hypothèses du plan d'approvisionnement du dossier tarifaire puisse influencer le niveau des transactions financières?

Réponse :

Tel qu'il a été expliqué à la réponse de la question 5.6, ce type de transactions ne peut être prévu au dossier tarifaire.

- 5.8 Veuillez présenter distinctement chacune des transactions d'achat de service de pointe et en indiquer la date et le prix.

Réponse :

Date de la transaction	Période		Quantité	Composantes de prix	
	Du	au		Prime variable	Prime fixe mensuelle
██████	██████	██████	████	████████████████	████████
██████	██████	██████	████	████████████████	████████
██████	██████	██████	████	████████████████	████████

- 5.9 Relativement à la référence (ii), veuillez confirmer qu'Énergir avait la garantie d'obtenir le service de pointe nécessaire avant de procéder aux trois cessions totalisant 792 10³m³/jour. Sinon, veuillez justifier d'avoir procédé à ces cessions sans garantie de pouvoir remplacer ce transport par un autre outil.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 5.10 Relativement à la référence (ii), veuillez expliquer que la première des trois transactions de vente de transport FTSH/M12 a priori ne couvre que les mois de novembre à mars. Veuillez expliquer dans quelles circonstances ces capacités auraient pu être requises entre avril et octobre.

Réponse :

Les cessions sont effectuées en fonction des offres reçues. Ainsi, en fonction de l'écart de valeur entre la cession sur l'hiver par rapport à la cession sur l'année, Énergir pourra prioriser une offre par rapport à l'autre. Par exemple, un fournisseur peut avoir un besoin sur l'année pour une certaine capacité et être prêt à offrir un revenu total plus intéressant en incluant les mois d'été. Ceci n'est cependant pas toujours le cas. Si un revenu additionnel est offert pour la période d'été, Énergir compare ce revenu additionnel aux revenus de cession potentiels généralement obtenus pour la période d'été.

- 5.11 Veuillez identifier les précédents de cessions permanentes de transport confirmées avant le début de l'hiver ayant été considérées par la Régie comment des transactions financières.

Réponse :

En fonction de la question, Énergir comprend que la FCEI fait référence aux cessions permanentes de transport qui visent à obtenir des revenus pour les capacités détenues excédentaires au besoin de pointe.

Énergir est d'avis que les cessions de FTSH/M12 remplacées par des services de pointe sont de nouvelles transactions, fondamentalement différentes des cessions permanentes de transport effectuées dans le passé. Ainsi, ces transactions ne visent pas à réduire les capacités détenues en pointe, mais plutôt à optimiser la structure financière des outils détenus. 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.

- 5.12 Lorsque vous indiquez « En fonction du contexte, l'évaluation a permis », veuillez expliquer le contexte et décrire l'évaluation à laquelle vous faites référence.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.2.

CESSION FTSH / M12 RELIÉE AUX SERVICES DE POINTE – FONCTIONNALISATION

Question 6

Références :

- (i) [B-0072](#), Annexe 1, p. 1.

Préambule :

- (i)

Le sous-total Ventes de transport FTSH / M12 a priori indique des revenus totaux d'un montant de 1 182 478 \$.

Questions :

- 6.1 Veuillez confirmer que le service de pointe est fonctionnalisé exclusivement à l'équilibrage.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 6.2 Veuillez confirmer que le service de pointe ne peut pas remplir la fonction de transport dans le plan d'approvisionnement.

Réponse :

Comme expliqué dans la phase 2B de la Vision Tarifaire¹, la fonctionnalisation d'outils entre le service de transport et d'équilibrage ne relève pas d'un besoin d'approvisionnement mais plutôt d'un besoin tarifaire. Au plan d'approvisionnement, les outils permettent de répondre à la demande globale, et non pas à une fonction spécifique.

Effectivement, au plan d'approvisionnement, en fonction de la demande quotidienne, différents outils vont être utilisés pour transporter de la fourniture d'un lieu d'approvisionnement vers la franchise. Le service de pointe, lorsqu'utilisé, remplace le service transport au sens que la fourniture reçue n'a jamais besoin d'être transportée à un autre moment dans l'année. Cependant, Énergir achète

¹ R-3867-2013, B-0639, Gaz Métro-5, Document 12.

normalement ce service pour cinq jours seulement, et donc l’outil ne fournit du transport que pour cette courte période.

Autrement, si par « fonction de transport », la FCEI entend la capacité d’acheminer de la fourniture sur 365 jours (que cette capacité soit utilisée ou non), alors effectivement, le service de pointe ne le permet pas.

- 6.3 Veuillez confirmer que les besoins de transport de la franchise ne sont pas affectés par l’opération d’achat de service de pointe/cession de transport FTSH/M12.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 6.4 Veuillez indiquer si et, le cas échéant, pourquoi il serait équitable selon Énergir de facturer le service de pointe en équilibrage tout en attribuant les revenus de la cession correspondante en transport.

Réponse :

Énergir fonctionnalise les revenus en fonction des méthodes d’allocation approuvées par la Régie. De plus, il est à noter que les transactions de type opérationnelles, telle que celles présentées à la pièce [B-0072](#), annexe 1, p. 1, sont toujours fonctionnalisées 100 % à l’équilibrage.

- 6.5 Veuillez confirmer que les revenus tirés de la vente de transport FTSH/M12 sont rendus possibles exclusivement grâce aux achats se service de pointe.

Réponse :

Effectivement, l’optimisation financière de la structure d’approvisionnement requiert qu’un autre outil soit acheté pour remplacer le transport FTSH/M12 afin de conserver les mêmes capacités en journée de pointe. Pour 2020-2021, Énergir a effectué l’optimisation en le remplaçant par du service de pointe.

- 6.6 Veuillez confirmer que les revenus tirés de la vente de transport FTSH/M12 sont entièrement fonctionnalisés au service de transport.

Réponse :

Non, les revenus tirés de la vente de transport sont fonctionnalisés selon la méthode d'allocation approuvée par la Régie.

LIQUÉFACTION À L'USINE LSR**Question 7****Références :**

- (i) [B-0167](#), pp. 3 et 4.
- (ii) [B-0058](#), p. 1.
- (iii) B-0168, p. 4, tableau 1 (sous pli confidentiel)
- (iv) B-0168, Annexe 6 (sous pli confidentiel)

Préambule :

(i)

« Cette section présente la transaction pour le service de liquéfaction conclue avec Gaz Métro GNL, s.e.c. (GM GNL) ainsi que la démonstration que cette transaction a été conclue dans l'intérêt de la clientèle réglementée et lui a été avantageuse économiquement³.

Lors de l'exercice 2019-2020, Énergir a démarré son train de liquéfaction (train 1) au mois d'août 2020 en prévision de la liquéfaction pour remplir sa portion des réservoirs au 1er décembre 2020 ainsi que pour procéder à la liquéfaction des volumes de la quote-part d'évaporation de GM GNL au 30 septembre 2020. Lors de l'arrêt du train 1 le 20 octobre 2020, Énergir détenait un inventaire suffisant pour couvrir l'évaporation entre la date d'arrêt du train et le 1er décembre 2020 tout en s'assurant que sa portion des réservoirs soit pleine (capacité totale des réservoirs moins la capacité réservée de GM GNL qui était, à ce moment, de 10 Mm³).

Le 5 novembre 2020, GM GNL a confirmé à Énergir son choix de réduire sa capacité réservée de 10 Mm³ à 7 Mm³ pour l'année 2020-2021. Ainsi, Énergir devait remplir l'écart de réservation afin que son inventaire soit plein au début de l'hiver 2020-2021. Conséquemment, Énergir avait le choix de redémarrer son propre train de liquéfaction ou de conclure une entente de service pour la liquéfaction de ses besoins avec le train de liquéfaction appartenant à GM GNL (train 2).

[...]

Puisque l'entente de service avec GM GNL était l'option la plus avantageuse, Énergir a conclu une transaction pour l'utilisation des services de liquéfaction du train 2, le tout en vertu du « Contrat-cadre de réservation de GNL, d'achat et de vente de gaz naturel liquéfié et d'achat et de vente d'un service de liquéfaction » approuvé par la Régie dans sa décision D-2020-113 (paragr. 41). »

Questions :

- 7.1 Relativement à la référence (i), veuillez expliquer pourquoi Énergir a démarré la liquéfaction au mois d'août 2020 de sorte qu'elle ait dû l'interrompre le 20 octobre plutôt que l'avoir démarrée plus tard pour terminer la liquéfaction autour du 1^{er} décembre.

Réponse :

Historiquement, le calcul du début de la liquéfaction se fait à rebours pour que les réservoirs soient pleins autour du 1^{er} décembre soit avant le début de l'hiver. Ce calcul tient compte des volumes à liquéfier découlant notamment des volumes regazéifiés et des volumes évaporés incluant une marge de manœuvre permettant de gérer le risque d'un délai dans la liquéfaction. Une projection du volume à être réservé par GM GNL doit également être prise en considération.

Cela dit, le liquéfacteur 1 est disponible et peut liquéfier durant une période allant généralement d'avril à novembre (pour éviter les coûts d'hiver) et Énergir est maître de la gestion de la production en fonction des périodes d'entretien et autres paramètres à prendre en considération propres à chaque année tel que des travaux sur le site de l'usine LSR, par exemple. C'est d'ailleurs ce qu'Énergir a fait en 2020.

À l'été 2020 au moment de définir la date de démarrage du liquéfacteur 1, plusieurs facteurs devaient être pris en considération.

Dans un premier temps, Énergir devait faire face aux complexités découlant de la COVID-19 notamment au niveau des protocoles sanitaires, des risques d'infections et des impacts potentiels d'un manque de personnel suite à des éclosions. La gestion du risque demandait à Énergir une vigilance sur cet aspect.

Dans un deuxième temps, des travaux importants étaient prévus à l'usine LSR à la fin octobre et novembre 2020. En effet, des travaux étaient prévus au niveau des réservoirs de réfrigérant, de la finalisation de la nouvelle salle de contrôle découlant du projet de la construction d'un nouveau bâtiment à l'usine LSR ainsi que du remplacement du compresseur, les deux derniers étant des projets approuvés par la Régie². Pour le projet du compresseur en particulier, le liquéfacteur 1 devait être arrêté pendant la période de la dernière semaine du mois d'octobre au 6 novembre 2020 pour des travaux, et pour lesquels le réservoir d'éthylène devait été purgé. L'ensemble de ces travaux devaient également être réalisés dans le contexte d'incertitude relative à la COVID-19.

Finalement, les prix de la fourniture étaient très bas durant l'été 2020 (impact de la COVID-19) et Énergir estimait pouvoir profiter d'une économie d'un peu moins de 300 K\$ en liquéfiant un peu plus tôt.

² Dossier R-4044-2018, décision D-2018-160 et dossier R-4084-2019, décision D-2019-073.

En ce qui a trait à la réservation de GM GNL, à l'été 2020 lors du moment de prise de décision en lien avec le démarrage du liquéfacteur de la daQ (train 1), Énergir estimait que GM GNL, à la suite d'échanges avec celle-ci, réserverait le volume maximum de 10 Mm³. À cette période de l'année, Énergir ne pouvait présumer que GM GNL réviserait à la baisse la capacité réservée. En effet, en 2020-2021, c'était la première fois depuis la décision D-2015-012 sur l'outil de maintien, que celui-ci était demandé à GM GNL. La nécessité d'un outil de maintien ne peut être connue qu'à la suite de la mise à jour du plan d'approvisionnement avant l'hiver. Selon les modalités du *Contrat relatif à la capacité d'entreposage réservée et à l'outil de maintien de la fiabilité*, GM GNL peut réviser son volume réservé suite à l'évaluation par Énergir de la nécessité ou non d'un outil de maintien (voir article 2.2). Celui-ci prévoit également à l'article 4.5 qu'Énergir et GM GNL doivent collaborer afin de garantir que les réservoirs soient pleins, à l'exclusion de la capacité réservée par GM GNL, et ce, au 1^{er} décembre de chaque année. C'est dans cette esprit de collaboration que GM GNL a accepté de liquéfier le volume manquant à un prix avantageux pour les clients de la daQ.

Énergir soumet que la décision de démarrer le liquéfacteur de la daQ (train 1) à la fin août 2020 était prudente dans le contexte et permettait de minimiser les coûts pour les clients.

- 7.2 Veuillez décrire la pratique usuelle d'Énergir eu égard à la date de début de la liquéfaction.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 7.1.

- 7.3 Veuillez indiquer si Énergir a démarré sa liquéfaction au mois d'août afin de disposer d'assez de temps pour remplir tous ses besoins de liquéfaction à partir du train 1 dans l'éventualité où GM GNL réviserait sa réservation à la baisse.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 7.1.

- 7.4 Veuillez indiquer à quel jour a débuté la liquéfaction en août 2020.

Réponse :

Tel qu'indiqué à la page 5 de la pièce B-0054, Énergir 9, Document 6 du Dossier R-4136-2020, le liquéfacteur 1 a débuté sa liquéfaction le 28 août 2020.

- 7.5 Veuillez confirmer que la modification de réservation de GM GNL le 5 novembre 2020 a entraîné des coûts de liquéfaction additionnels pour la DaQ par rapport à une situation où la réservation aurait été fixée à 7 Mm³ avant que la DaQ n'entame sa liquéfaction.

Réponse :

Énergir ne peut pas confirmer. En fonction de la réponse à la question 7.1, Énergir considère que cette question est hypothétique. La décision de partir le liquéfacteur de la daQ à la fin août était prudente dans le contexte et permettait de minimiser les coûts pour les clients.

Cela dit, si les contraintes énoncées à la réponse à la question 7.1 n'avaient pas été présentes et qu'Énergir avait liquéfié en continu en sachant que la réservation de GM GNL aurait été de 7 Mm³, Énergir aurait déboursé environ 43 K\$ supplémentaire, principalement en électricité (aucun appel de puissance supplémentaire requis).

Cependant, puisque cet ajout de jours de liquéfaction aurait repoussé la date de fin de liquéfaction autour du 28 octobre, ceci aurait été en conflit avec les travaux prévus à l'usine. Un report des travaux à l'usine aurait généré des coûts notamment dans le cadre du projet du remplacement du compresseur. Afin d'éviter ce conflit, Énergir aurait dû déplacer cette liquéfaction en début de processus, soit avant le 28 août. Ceci implique que GM GNL aurait dû avertir Énergir de ses intentions dans les premières semaines du mois d'août, ce qui est évidemment incompatible avec la méthodologie de l'outil de maintien.

Ainsi, dans le cadre très précis des contraintes propres à l'été 2020 décrites précédemment, une modification à la baisse de la réservation de GM GNL le 5 novembre aurait également entraîné des coûts liés à un appel de puissance électrique supplémentaire (en considérant le délai de redémarrage du liquéfacteur 1, soit environ cinq jours).

Ces deux éléments auraient entraîné des coûts à déboursier plus élevés que 43 K\$.

- 7.6 Veuillez confirmer que, si Énergir avait entamé sa liquéfaction au mois de septembre 2020, elle n'aurait pas eu à interrompre sa liquéfaction en octobre et aurait pu assurer la totalité de son besoin de liquéfaction.

Réponse :

Énergir ne peut pas confirmer. En fonction des réponses aux questions 7.1 et 7.5, Énergir considère que cette question est hypothétique. Cela dit, voici deux analyses théoriques.

Démarrage à rebours :

Tel que mentionné à la réponse à la question 7.1, la pratique usuelle pour le calcul de la date de départ de la liquéfaction se fait à rebours autour de la date du 1^{er} décembre. Ainsi, pour l'exercice 2021, l'estimé en termes de jours de liquéfaction pour combler les besoins d'Énergir, avec une capacité réservée de 7 Mm³ par GM GNL, aurait été de 56 jours. En appliquant la méthode à rebours, Énergir aurait démarré son train de liquéfaction autour du 7 octobre 2021. En procédant ainsi, trois appels de puissances auraient été requis soit l'appel de puissance du 16 septembre au 15 octobre, l'appel de puissance du 16 octobre au 15 novembre et, finalement, l'appel de puissance du 16 novembre au 15 décembre:

	Septembre	Octobre		Novembre		Décembre
Appels de puissance		Appel de puissance #1	Appel de puissance #2	Appel de puissance #2	Appel de puissance #3	
Nombre de jours de liquéfaction		10	15	15	15	1

Il est à noter que cette possibilité aurait été en conflit avec les contraintes énoncées aux réponses aux questions 7.1 et 7.5.

Démarrage en septembre :

Si Énergir avait entamé sa liquéfaction en septembre le résultat aurait pu être différent selon la date précise de départ du liquéfacteur 1. Afin de maximiser les appels de puissances, Énergir aurait probablement considéré un démarrage de la liquéfaction le 16 septembre 2021 pour une fin de liquéfaction autour du 10 novembre 2021. Dans ce cas, deux appels de puissances auraient été requis. Cependant, les inventaires d'Énergir n'auraient pu être pleins au 1^{er} décembre puisqu'environ 1,2 Mm³ s'évapore mensuellement dans le cadre des activités à l'usine.

Il est à noter que cette possibilité aurait également été en conflit avec les contraintes énoncées aux réponses aux questions 7.1 et 7.5.

- 7.7 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer quel aurait été le coût pour la liquéfaction des volumes liquéfiés par le train 2 pour la DaQ en novembre 2020 s'ils avaient été liquéfiés au train 1 à partir du 20 octobre. Veuillez de plus indiquer si un appel de puissance dans une période de facturation additionnelle aurait été requis.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 7.5.

- 7.8 Veuillez indiquer le jour du mois où débute le cycle de facturation d'électricité de l'usine LSR.

Réponse :

Le cycle de facturation débute le 16 du mois pour se terminer le 15 du mois suivant.

- 7.9 Veuillez confirmer que le processus et les échéances relatives à la confirmation des choix des volumes d'entreposage réservés sont définis par le *Contrat-cadre de réservation de GNL, d'achat et de vente de gaz naturel liquéfié et d'achat et de vente d'un service de liquéfaction*.

Réponse :

Le processus et les échéances dont il est question ici sont définis par le *Contrat relatif à la capacité d'entreposage réservée et à l'outil de maintien de la fiabilité*.

- 7.10 Veuillez déposer ce Contrat-cadre ainsi que tout autre document ou serait codifié ce processus.

Réponse :

Veuillez vous référer aux réponses aux questions 15.1 et 15.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce Énergir-50, Document 2.

- 7.11 Veuillez indiquer si, selon Énergir, il est équitable que la DaQ subisse des coûts à cause de l'incertitude relative au niveau de réservation de GM GNL.

Réponse :

Énergir est en désaccord avec la prémisse de la question voulant que GM GNL a fait subir des coûts à la daQ. En fonction des réponses aux questions 7.1 à 7.10 précédentes, Énergir considère que la décision de partir le liquéfacteur de la daQ à la fin août était prudente et équitable pour la clientèle daQ, dans le contexte des contraintes propres à l'été 2020 dont la daQ devait tenir compte.

- 7.12 Veuillez commenter la possibilité d'exiger de GM GNL qu'elle finalise sa réservation à une date plus hâtive.

Réponse :

Énergir n'en voit pas l'utilité. Veuillez vous référer aux réponses aux questions 7.1 à 7.11.

De plus, il serait somme toute difficile de devancer les dates car le processus démarre avec la révision du plan d'approvisionnement 0/12 qui est disponible au début de l'automne. Cela dit, même si la date avait été devancée de quelques jours ou semaines, la situation décrite précédemment, et adressée par les réponses aux questions précédentes 7.1 à 7.11, aurait été la même.

- 7.13 Veuillez expliquer la méthodologie d'établissement du coût de liquéfaction présenté au tableau 1 de la référence (iii).

Réponse :

Il n'existe aucune méthodologie. Ce coût découle de l'offre qui a été faite par GM GNL et qui a été acceptée par la daQ car le prix était plus bas que le coût du liquéfacteur 1.

- 7.14 Relativement à la référence (iv), veuillez indiquer où est défini le prix des achats de gaz naturel dans ce contrat et expliquer à quoi il correspond.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 17.1 de la Régie.

UTILISATION DE LA VAPORISATION COMME OUTIL DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ

Question 8**Références :**

- (i) [B-0167](#), p. 2.
- (ii) [B-0057](#), p. 2, tableau 2.

Préambule :

- (i) « Comme expliqué à la pièce Énergir-9, Document 5, un outil de maintien d'une capacité de 7 600 GJ/j a été demandé par Énergir à GM GNL pour compenser sa réservation dans les réservoirs à l'usine LSR. Bien que, conformément à la décision D-2015-012, GM GNL ait contracté un outil transport ferme en vue de l'hiver 2020-2021, l'outil de maintien a plutôt été fourni sous forme de GNL vaporisé dans le réseau par GM GNL. En effet, Énergir a permis à GM GNL de lui remettre l'outil sous cette forme, car elle assurait le même niveau de sécurité d'approvisionnement et maintenait le même niveau de coûts, en plus d'apporter certains avantages opérationnels par rapport à la situation où l'outil aurait été fourni via l'outil de transport détenu par GM GNL. Énergir a fait appel à quatre occasions à l'outil de maintien sous forme de GNL vaporisé dans le réseau par GM GNL au cours de l'hiver 2020-2021. » (Nous soulignons; notes omises)

Questions :

- 8.1 Veuillez indiquer si GM GNL a maintenu son droit d'avoir recours en tout temps à la capacité de transport contractée en cas de problème technique ou d'inventaire de GNL à l'usine LSR. Le cas échéant, veuillez déposer toute confirmation écrite que GM GNL aurait donnée à Énergir à cet égard.

Réponse :

Énergir confirme le maintien par GM GNL du contrat de capacité de transport pour tous les jours de l'hiver 2020-2021 pour une capacité de 7 600 GJ/jour, soit la capacité de l'outil de maintien demandé par Énergir, tel qu'exigé par la décision D-2015-012.

- 8.2 Veuillez présenter l'ordonnancement des outils d'approvisionnement dans le cas où l'outil de maintien est assuré par l'outil de transport ferme.

Réponse :

L'outil de maintien est ordonnancé après le site de Pointe-du-Lac et avant l'usine LSR.

- 8.3 Veuillez présenter l'ordonnancement des outils d'approvisionnement qui a été utilisé sachant que l'outil de maintien a été assuré par la vaporisation à l'usine LSR.

Réponse :

Le même ordonnancement a été utilisé.

- 8.4 Veuillez commenter quant à l'impact du recours à la vaporisation sur l'effritement du site de Pointe-du-Lac à l'hiver extrême et sur le besoin de l'hiver extrême.

Réponse :

Il n'y a aucun impact au plan d'approvisionnement.

- 8.5 Relativement à la référence (ii), veuillez confirmer que le besoin de l'hiver extrême (0/12) est évalué en tenant compte du service de pointe.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 8.6 Veuillez confirmer que le besoin de l'hiver extrême du scénario avec réservation est dicté par l'effritement de l'inventaire de GNL de l'usine LSR.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 8.7 Veuillez indiquer si un effritement du site de Pointe-du-Lac est également observé à l'hiver extrême.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 8.8 Veuillez réévaluer le besoin de l'hiver extrême présenté à la référence (ii) en incluant l'outil de vaporisation dans l'ordonnancement.

Réponse :

L'évaluation à la référence (ii) couvre l'utilisation de l'outil de maintien que ce soit sous forme de transport ou de vaporisation.

- 8.9 Si l'outil de vaporisation est placé après le site de Pointe-du-Lac dans l'ordonnancement, veuillez confirmer qu'il ne peut permettre d'éviter l'effritement de cet outil.

Réponse :

Énergir le confirme. L'outil de maintien que ce soit sous forme de transport ou de vaporisation permet d'éviter l'effritement de l'usine LSR.

- 8.10 Si l'outil de vaporisation est placé après l'usine LSR dans l'ordonnancement, veuillez confirmer qu'il ne peut permettre d'éviter l'effritement de cet outil.

Réponse :

L'outil de maintien est placé dans l'ordonnancement avant l'usine LSR.