

**ÉTABLISSEMENT DES COÛTS DE
L'UTILISATION DE L'USINE LSR PAR
L'ACTIVITÉ NON RÉGLEMENTÉE**

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3
1. UTILISATION DE L'USINE LSR	4
1.1. Données sur les capacités de chaque activité de l'usine LSR	5
1.2. Répartition des coûts de l'usine LSR.....	8
1.3. Coûts unitaires moyens et coût d'utilisation pour le client GM GNL.....	8
2. COÛT DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ	9
3. TRAITEMENT À LA CAUSE TARIFAIRE 2020-2021	10
CONCLUSION.....	11
ANNEXE 1 – Coûts projetés de l'utilisation de l'usine LSR à la Cause tarifaire 2020-2021	

INTRODUCTION

1 Ce document a pour objectif de présenter la description détaillée de la méthode d'établissement
2 des coûts d'utilisation de l'usine LSR par l'activité non réglementée. Ces coûts sont appliqués en
3 réduction du revenu requis de la Cause tarifaire 2020-2021 d'Énergir, s.e.c. (Énergir).

4 À noter que dans le présent document, le terme « client GM GNL » sera utilisé pour référer à
5 l'activité non réglementée.

6 Les éléments suivants sont couverts dans la présente demande :

- 7 1. évaluation des coûts d'utilisation de l'usine LSR, ventilation à travers les différents types
8 d'activités et détermination des coûts unitaires moyens;
- 9 2. impact sur la structure d'approvisionnement et évaluation de la capacité à contracter par
10 le client GM GNL afin d'assurer le maintien de la fiabilité; et
- 11 3. traitement dans les pièces de la Cause tarifaire 2020-2021.

1. UTILISATION DE L'USINE LSR

1 Il y a maintenant neuf types d'activités à l'usine LSR : l'entreposage, la liquéfaction en été à partir
2 du liquéfacteur 1 (liquéfaction 1 en été), la liquéfaction en hiver à partir du liquéfacteur 1
3 (liquéfaction 1 en hiver), la regazéification, la compression, les chargements, l'activité
4 réglementée, l'activité non réglementée et les frais généraux.

5 De plus, physiquement, une évaporation du gaz naturel est observée quotidiennement générant
6 un impact sur l'activité de liquéfaction 1 puisque dans un premier temps, le gaz naturel évaporé
7 retourne dans le réseau gazier d'Énergir via l'activité compression et, dans un deuxième temps,
8 ce gaz évaporé, qui entraîne une réduction des volumes de GNL dans les réservoirs, doit être
9 reliquéfié. Ces éléments seront considérés dans la détermination du coût de l'utilisation de l'usine
10 LSR pour les besoins du client GM GNL.

11 La période d'hiver visée dans le présent exercice couvre la période du 16 décembre 2020 au
12 15 mars 2021.

13 Le processus d'évaluation des coûts unitaires moyens d'utilisation de la capacité de l'usine LSR
14 est le suivant :

- 15 1. répartition des coûts de l'usine LSR entre les différents types d'activité, en distinguant les
16 coûts fixes et les coûts variables;
- 17 2. établissement d'un coût unitaire moyen pour chacune des activités; et
- 18 3. évaluation de la portion des coûts attribués au client GM GNL pour chaque service qui lui
19 est fourni.

20 Cette approche permet d'identifier spécifiquement les différents coûts liés à l'utilisation de
21 l'usine LSR en fonction de ses activités distinctes et de les attribuer adéquatement entre l'activité
22 réglementée et le client GM GNL. Les coûts unitaires moyens sont obtenus en divisant le coût
23 total de chaque activité par le dénominateur respectif de chacune d'elle, expliqué en détail dans
24 les sous-sections suivantes. Le tableau 4 de l'annexe 1 présente l'évaluation des coûts unitaires
25 moyens d'utilisation de l'usine LSR pour la Cause tarifaire 2020-2021 ainsi que la portion de coûts
26 attribués au client GM GNL.

1 Il est à noter que le coût d'utilisation de l'usine LSR par l'activité non réglementée a été établi sur
2 la base des principes et décisions en vigueur au moment de l'élaboration de la Cause
3 tarifaire 2020-2021. Ainsi, il reflète les modalités d'application de la nouvelle méthode
4 d'établissement du coût d'utilisation de l'usine LSR par l'activité non réglementée approuvée par
5 la Régie de l'énergie (la Régie) dans sa décision D-2020-039 rendue le 7 avril 2020 dans le cadre
6 de la phase 3A du dossier R-4076-2018, exception faite des ajustements liés au gaz
7 d'évaporation des sources 3 et 4. Dans cette décision, la Régie demandait à Énergir de justifier
8 dans un suivi sa position à l'égard de l'allocation à l'activité réglementée des sources
9 d'évaporation 3 et 4¹. Dans l'attente d'une décision de la Régie sur cet aspect dans la phase 3B
10 du dossier R-4076-2018, Énergir a alloué dans le présent dossier ces deux sources à l'activité
11 réglementée, tel que proposé à la pièce B-0209, Énergir-N, Document 18, tableau 1, page 7
12 (dossier R-4076-2018). Advenant que la Régie vienne à rejeter cette proposition dans la
13 phase 3B du dossier R-4076-2018, Énergir suggère d'appliquer les ajustements qui seront
14 finalement retenus par la Régie dans le cadre du Rapport annuel 2020-2021.

1.1. DONNEES SUR LES CAPACITES DE CHAQUE ACTIVITE DE L'USINE LSR

Entreposage (annexe 1, tableau 1, lignes 1 à 3)

15 Bien que la capacité totale d'entreposage de l'usine LSR soit de $59,4 \cdot 10^6 \text{m}^3$, Énergir utilise la
16 capacité de volume utile qui s'élève à $58,6 \cdot 10^6 \text{m}^3$ pour déterminer le coût unitaire moyen des frais
17 fixes de cette activité.

18 La capacité d'entreposage réservée par le client GM GNL pour répondre à ses besoins, hiver
19 comme été, en fonction de sa projection des ventes de GNL pour la Cause tarifaire 2020-2021
20 est de $5\,000 \cdot 10^3 \text{m}^3$.

Liquéfaction 1 (annexe 1, tableau 1, lignes 4 à 12)

21 La capacité potentielle de liquéfaction 1 de $53\,600 \cdot 10^3 \text{m}^3$ est attribuée entièrement à l'activité
22 réglementée puisque le client GM GNL ne prévoit pas utiliser le liquéfacteur 1 (annexe 1,
23 tableau 1, lignes 4 à 6). Ainsi, la totalité des coûts fixes relatifs à l'activité de liquéfaction 1 est
24 attribuée à l'activité réglementée.

¹ Ce suivi a été déposé dans le cadre de la phase 3B du dossier R-4076-2018 à la pièce B-0376, Énergir-N, Document 25.

1 La quantité annuelle de la demande liquéfiée à partir du liquéfacteur 1 est utilisée pour répartir
2 les coûts variables de liquéfaction 1 et elle est scindée en deux éléments : la quantité annuelle
3 de la demande liquéfiée en été et la quantité annuelle de la demande liquéfiée en hiver.
4 L'évaporation générée pour chaque source ayant un impact sur le niveau de l'inventaire de GNL,
5 est répartie entre le client GM GNL et l'activité réglementée et entre les périodes d'été et d'hiver,
6 tel que présenté au tableau 2 de l'annexe 1. Ainsi, la quantité annuelle :

- 7 • de la demande liquéfiée en été de $14\,188\,10^3\text{m}^3$ (liquéfaction 1 en été), incluant les
8 volumes liés à l'évaporation, est ensuite reportée au tableau 1, de l'annexe 1, aux lignes
9 7 à 9; et
- 10 • de la demande liquéfiée en hiver (liquéfaction 1 en hiver), incluant les volumes liés à
11 l'évaporation, est ensuite reportée au tableau 1, de l'annexe 1, aux lignes 10 à 12. Il est à
12 noter qu'aucune activité de liquéfaction n'est prévue au cours de l'hiver 2020-2021.

13 Le client GM GNL ne prévoit pas avoir recours au liquéfacteur 1 durant l'exercice 2020-2021. En
14 conséquence, sa demande (ligne 9 du tableau 2 de l'annexe 1) et sa capacité potentielle de
15 liquéfaction (ligne 6 du tableau 1 de l'annexe 1) sont nulles. Par ailleurs, une quote-part de
16 l'évaporation régulière est tout de même attribuée au client GM GNL compte tenu de la capacité
17 d'entreposage qu'il réserve correspondant à un volume de $693\,10^3\text{m}^3$ (ligne 10 du tableau 2 de
18 l'annexe 1). De plus, les volumes d'évaporation causés par ses activités, soit l'évaporation du
19 train de liquéfaction 2, l'évaporation liée aux chargements ainsi que celle de regazéification lui
20 sont attribués (lignes 12 à 14 du tableau 2 de l'annexe 1) totalisant un volume de $5\,021\,10^3\text{m}^3$.
21 Ainsi, le total de la liquéfaction 1 en été pour le client GM GNL de $5\,715\,10^3\text{m}^3$, correspondant à
22 sa quote-part de l'évaporation, est reporté à la ligne 9 du tableau 1 de l'annexe 1.

23 La quantité totale annuelle de la demande liquéfiée en été de $14\,188\,10^3\text{m}^3$ sera utilisée pour
24 déterminer le coût unitaire moyen des frais variables de cette activité. La portion attribuable au
25 client GM GNL pour l'exercice 2020-2021 est donc de $5\,715\,10^3\text{m}^3$.

26 Aucun coût n'est attribué à l'activité de liquéfaction 1 en hiver puisqu'il n'y a pas de demande de
27 liquéfaction en hiver (lignes 10 à 12 du tableau 1 de l'annexe 1).

Regazéification (annexe 1, tableau 1, lignes 13 à 18)

1 La capacité potentielle de regazéification est évaluée en fonction des quantités disponibles à la
2 regazéification pour l'activité réglementée (53 600 10³m³) et pour le client GM GNL (8 000 10³m³),
3 pour un total de regazéification de 61 600 10³m³ (annexe 1, tableau 1, lignes 13 à 15). Cette
4 capacité sera utilisée pour déterminer le coût unitaire moyen des frais fixes de cette activité.

5 La quantité annuelle de la demande regazéifiée de 11 750 10³m³ sera utilisée pour déterminer le
6 coût moyen des frais variables de cette activité (annexe 1, tableau 1, ligne 16). La
7 portion attribuable au client GM GNL pour l'exercice 2021 est de 8 000 10³m³
8 (annexe 1, tableau 1, ligne 18).

Compression (annexe 1, tableau 1, lignes 19 à 21)

9 La capacité potentielle de compression est évaluée en fonction des quantités disponibles à la
10 compression pour l'activité réglementée (24 064 10³m³) et pour le client GM GNL (1 122 10³m³),
11 pour un total de compression de 25 186 10³m³ (annexe 1, tableau 1, lignes 19 à 21). Cette
12 capacité sera utilisée pour déterminer le coût unitaire moyen des frais fixes de cette activité. Le
13 détail du calcul de la capacité potentielle de compression pour chacune des entités est présenté
14 au tableau 3 de l'annexe 1.

Chargements - Quai daQ

15 Énergir a établi les coûts attribuables à l'activité réglementée. Comme le client GM GNL n'anticipe
16 pas utiliser ce service pour la Cause tarifaire 2020-2021, la totalité des coûts de cette activité est
17 attribuable à l'activité réglementée. Le calcul d'un coût unitaire moyen n'est pas requis et le client
18 GM GNL n'a donc pas à assumer une partie de ces coûts.

Activité réglementée

19 Énergir a établi les coûts attribuables à l'activité réglementée. Comme la totalité des coûts de
20 cette activité est attribuable à l'activité réglementée, le calcul d'un coût unitaire moyen n'est pas
21 requis. Le client GM GNL n'a donc pas à assumer une partie de ces coûts.

Activité non réglementée

22 Énergir a établi les coûts attribuables à l'activité non réglementée. Comme la totalité des coûts
23 de cette activité est attribuable au client GM GNL, le calcul d'un coût unitaire moyen n'est pas
24 requis. L'activité réglementée n'a donc pas à assumer une partie de ces coûts.

Frais généraux

1 Énergir a établi les coûts attribuables à l'activité des frais généraux. Étant donné que ces coûts
2 sont répartis dans une proportion de 50 %/50 % entre l'activité réglementée et le client GM GNL,
3 le calcul d'un coût unitaire moyen n'est pas requis.

1.2. REPARTITION DES COUTS DE L'USINE LSR

4 Les lignes 1 à 22 du tableau 4 de l'annexe 1 présentent les résultats de la répartition des coûts
5 entre les différentes activités. Les éléments plus spécifiques relatifs aux calculs et aux répartitions
6 effectués sont les suivants :

- 7 • les coûts de l'usine LSR prévus à la Cause tarifaire 2020-2021 ont été évalués en fonction
8 du niveau d'activité prévu;
- 9 • les coûts de l'usine LSR prévus à la Cause tarifaire 2020-2021 ont été répartis entre
10 chacune des activités selon la méthode de répartition approuvée par la Régie à la décision
11 D-2020-039;
- 12 • les colonnes 3 à 13 détaillent, pour chaque type d'activité de l'usine LSR, la répartition
13 des coûts fixes et variables; et
- 14 • le coût total d'utilisation de l'usine LSR, incluant les dépenses d'amortissement, le
15 rendement sur la base de tarification et les impôts, est présenté à la ligne 22.

1.3. COUTS UNITAIRES MOYENS ET COUT D'UTILISATION POUR LE CLIENT GM GNL

16 Les coûts unitaires moyens d'utilisation de l'usine LSR sont présentés par activité à la ligne 24
17 du tableau 4 de l'annexe 1.

18 Le coût d'utilisation de l'usine LSR pour le client GM GNL est présenté au tableau 4 de l'annexe 1
19 à la ligne 26. Il est calculé en appliquant le coût unitaire moyen de l'entreposage, de la
20 liquéfaction 1 en été, de la regazéification et de la compression à la capacité ou quantité
21 respective et propre au client GM GNL pour chacune de ces activités.

22 Quant aux coûts associés à l'activité non réglementée (tableau 4, colonne 12), comme mentionné
23 précédemment, ils sont entièrement attribués au client GM GNL, sans égard au niveau d'activité.

24 Finalement, les frais généraux (tableau 4, colonne 13) sont attribués au client GM GNL en
25 fonction de la quote-part des frais généraux qui lui est attribuable, soit 50 %.

2. COÛT DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ

- 1 Conformément à la décision D-2015-012, dans le cadre de son plan d'approvisionnement 2021-
2 2024, Énergir a analysé les besoins d'outil de maintien de la fiabilité (Énergir-H, Document 1,
3 pages 74 à 76).

- 4 Les résultats de cette analyse démontrent que la réservation d'une capacité de l'usine LSR au
5 client GM GNL ne nécessite pas d'ajout de capacité de transport. Ainsi, aucun outil de maintien
6 de fiabilité n'est requis pour l'exercice 2020-2021.

3. TRAITEMENT À LA CAUSE TARIFAIRE 2020-2021

1 Le plan d’approvisionnement, présenté à la pièce Énergir-H, Document 1, est établi en intégrant
2 la réduction de la capacité d’entreposage de l’usine LSR réservée à la clientèle de l’activité
3 réglementée.

4 La structure d’approvisionnement ainsi établie pour l’exercice 2020-2021 est considérée dans
5 l’évaluation des coûts de service et du revenu additionnel requis présentés dans la Cause
6 tarifaire 2020-2021.

7 Le revenu requis est ajusté de façon à considérer la projection du remboursement des coûts par
8 le client GM GNL pour l’exercice 2020-2021. Ce remboursement inclut l’ensemble des coûts
9 attribués au client GM GNL décrit aux sections 1 et 2 de ce document. Le revenu requis ajusté
10 sert à l’établissement des tarifs pour la Cause tarifaire 2020-2021.

CONCLUSION

1 Énergir a présenté dans cette pièce l'établissement des coûts d'utilisation de l'usine LSR par le
2 client GM GNL prévu à la Cause tarifaire 2020-2021, conformément à la décision D-2020-039.
3 Ainsi, le revenu requis de la Cause tarifaire 2020-2021 prendra en considération les coûts
4 d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL établis en fonction des coûts unitaires moyens
5 d'entreposage, de liquéfaction 1 en été, de regazéification et de compression ainsi que les coûts
6 totaux attribués au client GM GNL par l'entremise de l'activité non réglementée et des frais
7 généraux.

8 **Énergir demande à la Régie d'approuver l'établissement des coûts d'utilisation de**
9 **l'usine LSR par le client GM GNL pour l'exercice financier 2020-2021.**

ANNEXE 1 : Coûts projetés de l'utilisation de l'usine LSR à la Cause tarifaire 2020-2021

Coûts de l'usine LSR – Répartition des capacités et des quantités par activité

	(a) 10 ³ m ³	(b) Ratio
1 Capacité d'entreposage	58 600	
2 Clientèle régulière	53 600	91,5%
3 GM GNL	5 000	8,5%
4 Capacité potentielle de liquéfaction (liquéfacteur 1)	53 600	
5 Clientèle régulière	53 600	100,0%
6 GM GNL	-	0,0%
7 Quantité annuelle de demande liquéfiée été (liquéfacteur 1)	14 188	
8 Clientèle régulière	8 474	59,7%
9 GM GNL ⁽¹⁾	5 715	40,3%
10 Quantité annuelle de demande liquéfiée hiver (liquéfacteur 1)	-	
11 Clientèle régulière	-	0,0%
12 GM GNL	-	0,0%
13 Capacité potentielle de regazéification	61 600	
14 Clientèle régulière	53 600	87,0%
15 GM GNL	8 000	13,0%
16 Quantité annuelle de demande regazéifiée	11 750	
17 Clientèle régulière	3 750	31,9%
18 GM GNL	8 000	68,1%
19 Capacité potentielle de compression	25 186	
20 Clientèle régulière	24 064	95,5%
21 GM GNL	1 122	4,5%
22 ⁽¹⁾ Correspond à la liquéfaction de l'évaporation du GNL des réservoirs		

	hiver	été	Total
1 Demande totale	-	1 602	1 602
2 Évaporation régulière ⁽¹⁾	-	8 125	8 125
3 Évaporation de liquéfaction train 1 ⁽²⁾	-	(480)	(480)
4 Évaporation de liquéfaction train 2 ⁽²⁾	-	4 943	4 943
5 Évaporation liée aux chargements ⁽³⁾	-	248	248
6 Évaporation de regazéification ⁽⁴⁾	-	(250)	(250)
7 Liquéfaction totale	-	14 188	14 188
8 GM GNL			
9 Demande	-	-	-
10 Évaporation régulière ⁽¹⁾	-	693	693
11 Évaporation de liquéfaction train 1 ⁽²⁾	-	-	-
12 Évaporation de liquéfaction train 2 ⁽²⁾	-	4 943	4 943
13 Évaporation liée aux chargements ⁽³⁾	-	248	248
14 Évaporation de regazéification ⁽⁴⁾	-	(170)	(170)
15 Liquéfaction totale GM GNL	-	5 715	5 715
16 daQ			
17 Demande	-	1 602	1 602
18 Évaporation régulière ⁽¹⁾	-	7 432	7 432
19 Évaporation de liquéfaction train 1 ⁽²⁾	-	(480)	(480)
20 Évaporation de liquéfaction train 2 ⁽²⁾	-	-	-
21 Évaporation liée aux chargements ⁽³⁾	-	-	-
22 Évaporation de regazéification ⁽⁴⁾	-	(80)	(80)
23 Liquéfaction totale daQ	-	8 474	8 474
24 ⁽¹⁾ Évaporation régulière ventilée au prorata de la capacité d'entreposage			
25 ⁽²⁾ Évaporation ventilée au prorata de la demande liquéfiée pour chaque train de liquéfaction			
26 ⁽³⁾ Évaporation ventilée au prorata du nombre de chargements			
27 ⁽⁴⁾ Évaporation ventilée au prorata de la demande regazéifiée			

Tableau 3: Calcul de la capacité potentielle de compression

Sources de gaz naturel compressé (en 10 ³ m ³)	Calcul de la capacité potentielle de compression	Portion attribuable à l'activité non réglementée	Portion attribuable à l'activité réglementée
1			
2 Source 1 : Évaporation régulière du GNL des réservoirs			
3 Évaporation régulière	8 125	693 ⁽²⁾	7 432
4 Évaporation de liquéfaction train 1	(480)	0 ⁽⁴⁾	(480)
5 Évaporation de liquéfaction train 2	4 943	422 ⁽²⁾	4 522
6 Évaporation liée aux chargements	248	21 ⁽²⁾	227
7 Évaporation de regazéification	(250)	(15) ⁽³⁾	(235)
8 Total source 1	12 586 ⁽¹⁾	1 122	11 465
9 Source 2 : Gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train 1	11 488 ⁽⁵⁾	0	11 488
10 Source 3 : Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2	828	0	828
11 Source 4 : Gaz naturel provenant des chargements des camions citernes	283	0	283
12 Total capacité potentielle de compression	25 186	1 122	24 064
13 ⁽¹⁾ Évaporation régulière du GNL des réservoirs qui a été compressée au cours de l'exercice 2020-2021	12 586		
14 Portion de l'évaporation régulière reliquifiée au cours de l'exercice 2020-2021	12 586		
15 Portion de l'évaporation régulière reliquifiée au cours de l'exercice 2021-2022	0		
16 ⁽²⁾ La portion attribuable à GM GNL est obtenue en appliquant le ratio de la capacité réservée par GM GNL, soit 8,5% (tableau 1, ligne 3) sur la capacité potentielle de compression.			
17 ⁽³⁾ Obtenu en appliquant au résultat de la note 2 le ratio de la quantité annuelle de demande regazéifiée par GM GNL, soit 68,1% (tableau 1, ligne 18).			
18 ⁽⁴⁾ Résultat de zéro car il n'est pas prévu que GM GNL utilise le train de liquéfaction 1 au cours de l'exercice.			
19 ⁽⁵⁾ Obtenu en multipliant la production de gaz naturel à compresser lors d'une journée de liquéfaction par le nombre de jours de liquéfaction prévu pour remplir la capacité d'entreposage des réservoirs excluant la capacité réservée par GM GNL (64,3 10 ³ m ³ X 178 jours).			

Coûts de l'usine LSR – Répartition du coût d'utilisation : activité réglementée et client GM GNL

Tableau 4 : Répartition des coûts par élément (000\$)		Coûts	Entreposage		Liquéfaction 1		Regazéification		Compression	Chargements	Activité réglementée	Activité non réglementée	Frais généraux
			Fixes	Fixes	Variables		Fixes	Variables	Fixes	Fixes	Fixes	Fixes	Fixes
					Été	Hiver							
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	
Frais de l'usine													
1	Salaires et avantages sociaux	4 271	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4 271
2	Assurances	1 181	214	45	-	12	-	22	2	443	427	-	16
3	Services d'entretien	615	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	615
4	Matériaux et pièces	364	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	364
5	Services professionnels	300	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300
6	Taxes municipales	250	5	37	-	39	-	26	-	-	68	-	75
7	Autres frais divers	771	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	771
8	Réfrigérant Gaz naturel	100	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
9	regazéification	58	-	-	-	-	58	-	-	-	-	-	-
10	liquéfaction	20	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-
11	autres	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9
12	Total gaz naturel	86	-	-	20	-	58	-	-	-	-	-	9
Électricité													
13	fixes - frais de base	56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56
14	fixes - compression	267	-	-	-	-	-	267	-	-	-	-	-
15	variables - regazéification	107	-	-	-	-	107	-	-	-	-	-	-
16	variables - liquéfaction	467	-	-	467	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Total électricité	897	-	-	467	-	107	267	-	-	-	-	56
18	Sous-total frais de l'usine	8 835	220	81	587	-	51	166	315	2	443	495	6 476
19	Dépenses d'amortissement	1 477	543	311	-	-	97	120	1	-	-	-	405
20	Rendement à 6,33 %	2 505	347	346	-	-	187	943	44	-	-	2	637
21	Impôts reliés au rendement (7,71 % - 6,33 %)	546	76	75	-	-	41	206	10	-	0,415	-	139
22	Grand Total	13 363	1 185	814	587	-	377	1 583	56	443	497	-	7 656
23	Capacité / quantité totale pour chaque élément (10 ³ m ³)		58 600	53 600	14 188	-	61 600	11 750	25 186	-	-	-	-
24	Coût unitaire de chaque élément (¢/m ³)		2,022	1,518	4,134	-	0,611	1,409	6,287	-	-	-	-
Coût d'utilisation pour GM GNL													
25	Capacité / quantité du client GNL pour chaque élément (10 ³ m ³)		5 000	-	5 715	-	8 000	8 000	1 122	-	0%	100%	50%
26	Coûts totaux (000 \$) (l. 24 x l. 25)	4 895	101	-	236	-	49	113	71	-	-	497	3 828
Coût d'utilisation pour l'activité réglementée													
27	Capacité / quantité du client GNL pour chaque élément (10 ³ m ³)												
28	Coûts totaux (000 \$) (l. 22 - l. 26)	8 468	1 084	814	350	-	328	53	1 513	56	443	-	3 828