

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

**T A B L E D E S M A T I È R E S**

<b>1</b>	<b>UTILISATION DE L'USINE LSR – SOMMAIRE DE LA MÉTHODE .....</b>	<b>3</b>
1.1	Coût du maintien de la fiabilité .....	4
1.2	Traitement à la Cause tarifaire 2021-2022.....	4
<b>2</b>	<b>DÉSÉQUILIBRES VOLUMÉTRIQUES CAUSÉS PAR L'ACTIVITÉ DE REGAZÉIFICATION DU CLIENT GM GNL (SUIVI DE LA DÉCISION D-2020-039)...</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>PROPOSITION RELATIVE À LA BASE DE CALCUL DU COÛT UNITAIRE MOYEN DE L'ACTIVITÉ « CHARGEMENTS » (SUIVI DE LA DÉCISION D-2020-113) .....</b>	<b>7</b>
	<b>CONCLUSION .....</b>	<b>9</b>
	<b>ANNEXE 1 - Coûts projetés de l'utilisation de l'usine LSR à la Cause tarifaire 2021-2022</b>	

## 1 UTILISATION DE L'USINE LSR – SOMMAIRE DE LA MÉTHODE

1 Neuf (9) types d'activités ont cours à l'usine de liquéfaction, stockage et regazéification (LSR) :  
2 l'entreposage, la liquéfaction en été à partir du liquéfacteur n° 1 (liquéfaction 1 en été), la  
3 liquéfaction en hiver à partir du liquéfacteur n° 1 (liquéfaction 1 en hiver), la regazéification, la  
4 compression, les chargements, l'activité réglementée, l'activité non réglementée et les frais  
5 généraux.

6 De plus, physiquement, un phénomène d'évaporation du gaz naturel est observé  
7 quotidiennement, générant un impact sur l'activité de liquéfaction 1. Dans un premier temps, le  
8 gaz naturel évaporé retourne dans le réseau gazier d'Énergir, s.e.c. (Énergir) via l'activité de  
9 compression et, dans un deuxième temps, ce gaz évaporé, qui entraîne une réduction des  
10 volumes de gaz naturel liquéfié (GNL) dans les réservoirs, doit être reliquéfié. Ces éléments sont  
11 considérés dans la détermination du coût de l'utilisation de l'usine LSR pour les besoins du client  
12 GM GNL si ce dernier choisit de faire liquéfier sa quote-part d'évaporation par l'activité de  
13 liquéfaction 1. Le client GM GNL peut aussi choisir de procéder lui-même à la liquéfaction de sa  
14 quote-part d'évaporation avec son propre train et ainsi assumer directement les coûts de  
15 liquéfaction.

16 La période d'hiver visée dans le présent exercice couvre la période du 16 décembre 2021 au  
17 15 mars 2022.

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

- 20 1. Répartition des coûts de l'usine LSR entre les différents types d'activité, en distinguant les  
21 coûts fixes et les coûts variables (annexe 1, tableau 4, ligne 22);
- 22 2. Établissement d'un coût unitaire moyen pour chacune des activités (annexe 1, tableau 4,  
23 lignes 23 et 24); et
- 24 3. Évaluation de la portion des coûts attribués au client GM GNL pour chaque service qui lui  
25 est fourni (annexe 1, tableau 4, lignes 25 et 26).

1 Cette approche permet d'identifier spécifiquement les différents coûts liés à l'utilisation de  
2 l'usine LSR en fonction de ses activités distinctes et de les attribuer adéquatement entre l'activité  
3 réglementée et le client GM GNL. Les coûts unitaires moyens sont obtenus en divisant le coût  
4 total de chaque activité par le dénominateur respectif de chacune d'elle. Le tableau 4 de  
5 l'annexe 1 présente l'évaluation des coûts unitaires moyens d'utilisation de l'usine LSR pour la  
6 Cause tarifaire 2021-2022 ainsi que la portion de coûts attribués au client GM GNL.

7 Il est à noter que le coût d'utilisation de l'usine LSR par l'activité non réglementée a été établi sur  
8 la base des principes et décisions en vigueur au moment de l'élaboration de la Cause tarifaire  
9 2021-2022. Ainsi, il reflète les modalités d'application de la méthode d'établissement du coût  
10 d'utilisation de l'usine LSR par l'activité non réglementée approuvée par la Régie de l'énergie  
11 (Régie) dans ses décisions D-2020-039 et D-2020-113.

12 Énergir intègre également aux sections 2 et 3 de la présente pièce, les suivis des  
13 décisions D-2020-039 (paragr. 38) et D-2020-113 (paragr. 106).

### **1.1 COÛT DU MAINTIEN DE LA FIABILITÉ**

14 Conformément à la décision de la Régie de l'énergie (la « Régie ») D-2015-012, Énergir a analysé  
15 les besoins d'outil de maintien de la fiabilité (Énergir-H, Document 1, pages 77 à 79).

16 Les résultats de cette analyse démontrent que la réservation d'une capacité de l'usine LSR au  
17 client GM GNL ne nécessite pas d'ajout de capacité de transport. Ainsi, aucun outil de maintien  
18 de fiabilité n'est requis pour l'exercice 2021-2022.

### **1.2 TRAITEMENT À LA CAUSE TARIFAIRE 2021-2022**

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

22 La structure d'approvisionnement ainsi établie pour l'exercice 2021-2022 est considérée dans  
23 l'évaluation des coûts de service et du revenu additionnel requis présentés dans la Cause  
24 tarifaire 2021-2022.

1 Le revenu requis est ajusté de façon à considérer la projection du remboursement des coûts par  
2 le client GM GNL pour l'exercice 2021-2022. Ce remboursement inclut l'ensemble des coûts  
3 attribués au client GM GNL présentés au tableau 4 de l'annexe 1. Le revenu requis ajusté sert à  
4 l'établissement des tarifs pour la Cause tarifaire 2021-2022.

## 2 DÉSÉQUILIBRES VOLUMÉTRIQUES CAUSÉS PAR L'ACTIVITÉ DE REGAZÉIFICATION DU CLIENT GM GNL (SUIVI DE LA DÉCISION D-2020-039)

5 Dans sa décision D-2020-039 rendue dans la phase 3A du dossier R-4076-2018 portant sur la  
6 répartition des coûts de l'usine LSR entre les activités réglementée et non réglementée, la Régie  
7 demandait un suivi à Énergir :

8 « [37] Dans les situations où les activités réglementée et non réglementée utilisent les actifs de  
9 regazéification dans la même journée, la Régie constate la possibilité d'un écart volumétrique  
10 quotidien qui ne peut être mesuré. Ainsi, l'identification du déséquilibre volumétrique quotidien  
11 causé par l'activité de regazéification de GM GNL n'est pas possible.

12 [38] À cet égard, afin d'éviter toute apparence de traitement préférentiel, la Régie demande à  
13 Énergir de mettre en place une solution qui permettrait d'estimer ou de mesurer cet écart et de  
14 déposer un suivi au plus tard lors du dossier tarifaire 2022-2023. »

15 La présente section vise à répondre à la demande de la Régie et à démontrer que de tels  
16 déséquilibres volumétriques ne peuvent survenir à l'usine LSR entre les activités réglementée et  
17 non réglementée lorsque les deux utilisent les actifs de regazéification lors d'une même journée.

18 En effet, le seul moment où des écarts volumétriques surviennent est lorsque GM GNL est le seul  
19 à utiliser les actifs de regazéification lors d'une journée, s'expliquant par le fait que l'usine LSR  
20 ne peut vaporiser le volume nominé précis pour des raisons techniques. Ainsi, dans une telle  
21 situation, Énergir s'assure de suivre les écarts volumétriques quotidiens et cumulatifs attribuables  
22 à GM GNL, et ce, à des fins de facturation pour GM GNL.

23 À des fins d'illustration, Énergir présente les trois cas de figure où les actifs de regazéification  
24 sont utilisés pour une journée gazière donnée. Ces trois cas de figure sont les suivants :

- 25 • Les deux entités lors d'une même journée (cas 1);
- 26 • GM GNL seule (cas 2);
- 27 • La daQ seule (cas 3).

1 Le tableau 1 ci-dessous reprend certaines des données issues de la pièce B-0196, Énergir-9,  
2 Document 7, présentée au Rapport annuel 2020 (R-4136-2020). Une colonne représentant les  
3 volumes vaporisés pour l'activité réglementée a été ajoutée, ainsi que la journée gazière du  
4 [REDACTED] pour illustrer les cas de figure énumérés ci-dessus. À noter que ces journées  
5 gazières représentent des données réelles.

### Tableau 1

## CE TABLEAU EST DÉPOSÉ SOUS PLI CONFIDENTIEL

#### Cas 1

6 [REDACTED], à la ligne 1 du tableau, GM GNL a nommé auprès d'Énergir un volume  
7 précis de GNL à vaporiser de [REDACTED]. Énergir a donc procédé à la regazéification du volume  
8 demandé par GM GNL et, comme un volume de regazéification était également requis pour  
9 répondre aux besoins de la daQ lors de cette même journée, une fois les volumes de GM GNL  
10 comblés, l'usine LSR a donc continué avec la regazéification des volumes demandés par la daQ.  
11 Une fois les volumes vaporisés suffisants, la regazéification fut interrompue. Dans un tel cas de  
12 figure, Énergir s'assure de prendre tous les volumes vaporisés pour répondre aux besoins de sa  
13 clientèle réglementée. Il n'y a donc pas de déséquilibre volumétrique dans cette situation  
14 d'utilisation des actifs de regazéification.

#### Cas 2

15 [REDACTED], à ligne 2 du tableau, GM GNL a nommé auprès d'Énergir un volume précis  
16 de GNL à vaporiser de [REDACTED]. Énergir a donc procédé à la regazéification du volume  
17 demandé par GM GNL. Une fois que les volumes de regazéification demandés par GM GNL  
18 étaient suffisants, la regazéification fut interrompue. Toutefois, comme le processus technique de  
19 vaporisation ne peut être précis au gigajoule (GJ) près, tout excédent ou déficit est attribué à  
20 GM GNL puisqu'aucun volume n'était requis par la clientèle de la daQ lors de cette journée. Un  
21 volume excédentaire de [REDACTED] a donc été regazéifié, lequel est déduit de l'inventaire de

1 GM GNL. C'est par ailleurs cet écart, entre le volume nominé et le volume regazéifié qui sera  
2 utilisé pour le calcul des frais de déséquilibres à facturer à GM GNL, le cas échéant.

### Cas 3

3 [REDACTED], à ligne 3 du tableau, un volume de regazéification était requis pour répondre  
4 aux besoins de la clientèle réglementée de la daQ. L'usine LSR a donc débuté la regazéification  
5 de ces volumes jusqu'à ce que ces derniers soient suffisants avant d'interrompre le processus de  
6 regazéification. Comme les actifs de regazéification appartiennent à Énergir, cette dernière  
7 s'assure que tous les volumes vaporisés seront utilisés pour desservir les besoins de la clientèle  
8 réglementée. Il n'y a donc pas de possibilité de créer des déséquilibres volumétriques  
9 lorsqu'Énergir utilise ses propres actifs pour répondre aux besoins de sa clientèle.

10 Énergir soumet que la méthodologie de suivi des écarts volumétriques quotidiens et cumulatifs  
11 attribuables à GM GNL permet un traitement équitable, en plus d'être basée sur la réalité  
12 opérationnelle et physique de l'usine LSR. Par conséquent, il n'y a aucune apparence de  
13 traitement préférentiel du client GM GNL par l'activité réglementée. Cela dit, pour les années  
14 subséquentes, Énergir propose d'ajouter la colonne, « Volume vaporisé pour la daQ », tel que  
15 présenté au tableau 1 ci-dessus, dans le cadre du suivi du rapport annuel (équivalent à la pièce  
16 R-4136-2020, B-0196, Énergir-9, Document 7).

### **3 PROPOSITION RELATIVE À LA BASE DE CALCUL DU COÛT UNITAIRE MOYEN DE L'ACTIVITÉ « CHARGEMENTS » (SUIVI DE LA DÉCISION D-2020-113)**

17 Dans sa décision D-2020-039 (paragr. 108 à 112) rendue dans la phase 3A du dossier  
18 R-4076-2018, la Régie ne retenait pas la proposition d'Énergir d'utiliser la capacité théorique de  
19 chargement pour établir le coût unitaire moyen d'utilisation du quai 0. La Régie était d'avis que  
20 l'utilité du quai 0 pour l'activité réglementée ne correspondait pas à un chargement 24 heures par  
21 jour, 365 jours par année. En effet, et comme Énergir l'a mentionné dans le cadre de ce même  
22 dossier, le quai 0 n'a pas été dimensionné en fonction d'un besoin de chargement précis pour  
23 l'activité réglementée.

1 Dans sa décision D-2020-113 rendue dans le cadre de la phase 3B du dossier R-4076-2018, la  
2 Régie indiquait ceci :« [106] **La Régie ordonne à Énergir de déposer, au plus tard dans le cadre du**  
3 **dossier tarifaire 2021-2022, une nouvelle proposition comme base de calcul du coût unitaire moyen**  
4 **de l'activité « Chargements ».** »

5 En suivi de cette décision, Énergir propose d'allouer les coûts du quai 0 en fonction de la formule  
6 suivante :

$$7 \quad \text{Quote – part d'Énergir} = 100\% - (1/365)\% * \text{nombre de journées d'utilisation de GM GNL}$$

8 GM GNL se verrait donc attribuer une quote-part en fonction du nombre de jours qu'elle utilise le  
9 quai 0 au cours d'une année donnée. Chaque jour où elle effectue un ou plusieurs chargements  
10 en utilisant le quai 0, elle se verrait attribuer un 1/365<sup>e</sup> des coûts totaux du quai 0.

11 Cette méthodologie permet de prendre en compte la nécessité pour la daQ de disposer d'un tel  
12 actif pour assurer la sécurité d'approvisionnement et soutenir la distribution de gaz naturel de sa  
13 clientèle lors d'événements comme des travaux prévus ou urgents. Énergir soumet que la valeur  
14 de cet actif ne découle pas du nombre de fois où il est utilisé, mais plutôt de sa disponibilité lors  
15 de moments critiques où la valeur de la sécurité qu'il apporte est très élevée.

16 Puisque l'usine LSR compte trois quais, dont deux appartenant à GM GNL pour lesquels elle  
17 défraie 100 % des coûts, il apparaît juste qu'elle ne supporte pas de coûts liés au quai 0  
18 lorsqu'elle ne l'utilise pas. Bien que GM GNL ne prévoit pas utiliser le quai 0 dans le cadre de ses  
19 activités commerciales, dans le cas où elle désirait utiliser le quai 0, il est avantageux pour la daQ  
20 de le lui permettre. En effet, la quote-part liée à l'usage (représentée dans la formule par le  
21 nombre de jours) que GM GNL ferait du quai 0 permettrait de créer une économie pour la clientèle  
22 de la daQ par rapport à l'absence de GM GNL ou à sa non-utilisation du quai 0.

23 Énergir soumet que cette méthodologie permet d'assurer une allocation équitable, stable et  
24 simple, tant au niveau de son application que de la prévisibilité des coûts pour GM GNL.



**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 2021-2022, conformément aux décisions D-2020-039  
3 et D-2020-113. Les coûts d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL ainsi établis sont  
4 présentés en réduction du revenu requis de la Cause tarifaire 2021-2022. De plus, la pièce  
5 présente les suivis d'Énergir à l'égard des décisions D-2020-039 (paragr. 38) et D-2020-113  
6 (paragr. 106)

**Énergir demande à la Régie :**

- 8 ➤ **d'approuver l'établissement des coûts d'utilisation de l'usine LSR par le client**  
9 **GM GNL pour l'exercice financier 2021-2022;**
- 10 ➤ **de prendre acte du suivi de la décision D-2020-039 (paragr. 38) relatif aux**  
11 **déséquilibres volumétriques causés par l'activité de regazéification du client**  
12 **GM GNL et de s'en déclarer satisfaite;**
- 13 ➤ **de prendre acte du suivi de la décision D-2020-113 (paragr. 106) et d'approuver la**  
14 **méthodologie proposée d'allocation des coûts associés à l'activité**  
15 **« Chargements » à l'usine LSR; et**
- 16 ➤ **d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées**  
17 **sous pli confidentiel.**

## ANNEXE 1 - Coûts projetés de l'utilisation de l'usine LSR à la Cause tarifaire 2021-2022

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

Tableau 1 : Capacité / quantité par activité	(a)	(b)
	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	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)	9 900	
8 Clientèle régulière	9 900	100,0%
9 GM GNL <sup>(1)</sup>	-	0,0%
10 Quantité annuelle de demande liquéfiée hiver (liquéfacteur 1)	-	
11 Clientèle régulière	-	0,0%
12 GM GNL	-	0,0%
13 Capacité potentielle de regazéification	59 600	
14 Clientèle régulière	53 600	89,9%
15 GM GNL	6 000	10,1%
16 Quantité annuelle de demande regazéifiée	6 400	
17 Clientèle régulière	400	6,3%
18 GM GNL	6 000	93,8%
19 Capacité potentielle de compression	24 661	
20 Clientèle régulière	23 576	95,6%
21 GM GNL	1 086	4,4%
22 <sup>(1)</sup> GM GNL prévoit procéder à la liquéfaction de sa quote-part d'évaporation avec le Train #2		

Tableau 2 : Répartition de la quantité annuelle de demande liquéfiée (liquéfacteur 1)	hiver		été	Total
	1 Demande totale	-	2 808	2 808
2 Évaporation régulière <sup>(1)</sup>	-	7 432	7 432	7 432
3 Évaporation de liquéfaction train 1 <sup>(2)</sup>	-	(330)	(330)	(330)
4 Évaporation de liquéfaction train 2 <sup>(2)</sup>	-	-	-	-
5 Évaporation liée aux chargements <sup>(3)</sup>	-	-	-	-
6 Évaporation de regazéification <sup>(4)</sup>	-	(9)	(9)	(9)
7 Liquéfaction totale	-	9 900	9 900	9 900
8 GM GNL				
9 Demande	-	-	-	-
10 Évaporation régulière <sup>(1)</sup>	-	-	-	-
11 Évaporation de liquéfaction train 1 <sup>(2)</sup>	-	-	-	-
12 Évaporation de liquéfaction train 2 <sup>(2)</sup>	-	-	-	-
13 Évaporation liée aux chargements <sup>(3)</sup>	-	-	-	-
14 Évaporation de regazéification <sup>(4)</sup>	-	-	-	-
15 Liquéfaction totale GM GNL	-	-	-	-
16 daQ				
17 Demande	-	2 808	2 808	2 808
18 Évaporation régulière <sup>(1)</sup>	-	7 432	7 432	7 432
19 Évaporation de liquéfaction train 1 <sup>(2)</sup>	-	(330)	(330)	(330)
20 Évaporation de liquéfaction train 2 <sup>(2)</sup>	-	-	-	-
21 Évaporation liée aux chargements <sup>(3)</sup>	-	-	-	-
22 Évaporation de regazéification <sup>(4)</sup>	-	(9)	(9)	(9)
23 Liquéfaction totale daQ	-	9 900	9 900	9 900
24 <sup>(1)</sup> Évaporation régulière ventilée au prorata de la capacité d'entreposage				
25 <sup>(2)</sup> Évaporation ventilée au prorata de la demande liquéfiée pour chaque train de liquéfaction				
26 <sup>(3)</sup> Évaporation ventilée au prorata du nombre de chargements				
27 <sup>(4)</sup> Évaporation ventilée au prorata de la demande regazéifiée				

	Calcul de la capacité potentielle de compression	Portion attribuable à l'activité non réglementée	Portion attribuable à l'activité réglementée
1 Source 1 : Évaporation régulière du GNL des réservoirs			
2 Évaporation régulière	8 125	693	7 432
3 Évaporation de liquéfaction train 1	(330)	0	(330)
4 Évaporation de liquéfaction train 2	4 235	361	3 874
5 Évaporation liée aux chargements	508	43	464
6 Évaporation de regazéification	(150)	(12)	(138)
7 Total source 1	<b>12 388</b>	<b>1 086</b>	<b>11 302</b>
8 Source 2 : Gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train 1	11 488	0	11 488
9 Source 3 : Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2	700	0	700
10 Source 4 : Gaz naturel provenant des chargements des camions citernes	86	0	86
11 Total capacité potentielle de compression	<b>24 661</b>	<b>1 086</b>	<b>23 576</b>
12 Évaporation régulière du GNL des réservoirs qui a été compressée au cours de l'exercice 2021-2022 <sup>(1)</sup>	12 388		
13 Portion de l'évaporation régulière reliquifiée au cours de l'exercice 2021-2022	12 388		
14 Portion de l'évaporation régulière reliquifiée au cours de l'exercice 2022-2023	0		
<sup>(1)</sup> La différence entre l'évaporation régulière compressée de 12 388 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> et le volume reliquifié par le train 1 de 7 092 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (tableau 2, lignes 2 à 6) est composée de la quote-part d'évaporation régulière de GM GNL qui est prévue être liquéfiée par le train 2.			

## 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 DT 2022	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)	
<b>Frais de l'usine</b>													
1	Salaires et avantages sociaux	4 631	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4 631
2	Assurances	2 041	516	108	-	-	30	-	53	4	762	530	38
3	Services d'entretien	765	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	765
4	Matériaux et pièces	411	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	411
5	Services professionnels	184	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	184
6	Taxes municipales	265	6	39	-	-	42	-	28	-	-	72	80
7	Autres frais divers	842	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	842
8	Réfrigérant Gaz naturel	150	-	-	150	-	-	-	-	-	-	-	-
9		regazéification	32	-	-	-	-	32	-	-	-	-	-
10		liquéfaction	15	-	15	-	-	-	-	-	-	-	-
11		autres	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9
12	Total gaz naturel	56	-	-	15	-	-	32	-	-	-	-	9
13	Électricité												
13		fixes - frais de base	56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56
14		fixes - compression	267	-	-	-	-	267	-	-	-	-	-
15		variables - regazéification	38	-	-	-	38	-	-	-	-	-	-
16		variables - liquéfaction	345	-	345	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Total électricité	706	-	-	345	-	-	267	-	-	-	-	56
18	<b>Sous-total frais de l'usine</b>	<b>10 050</b>	<b>522</b>	<b>147</b>	<b>510</b>	<b>-</b>	<b>71</b>	<b>70</b>	<b>347</b>	<b>4</b>	<b>762</b>	<b>601</b>	<b>7 015</b>
<b>Dépenses d'amortissement</b>													
19		2 018	520	338	-	-	151	-	560	-	-	-	449
<b>Rendement à 6,06 %</b>													
20		2 786	307	354	-	-	164	-	1 154	6	-	2	800
<b>Impôts reliés au rendement (7,44 % - 6,06 %)</b>													
21		632	70	81	-	-	37	-	262	0	-	0,4	181
22	<b>Grand Total</b>	<b>15 487</b>	<b>1 418</b>	<b>920</b>	<b>510</b>	<b>-</b>	<b>423</b>	<b>70</b>	<b>2 323</b>	<b>11</b>	<b>762</b>	<b>604</b>	<b>8 445</b>
23	Capacité / quantité totale pour chaque élément (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )		58 600	53 600	9 900	-	59 600	6 400	24 661	-	-	-	-
24	Coût unitaire de chaque élément (¢/m <sup>3</sup> )		2,421	1,717	5,150	-	0,709	1,100	9,421	-	-	-	-
<b>Coût d'utilisation pour GM GNL</b>													
25	Capacité / quantité du client GNL pour chaque élément (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )		5 000	-	-	-	6 000	6 000	1 086	-	0%	100%	50%
26	Coûts totaux (000 \$) (l. 24 x l. 25)	5 158	121	-	-	-	43	66	102	-	-	604	4 222
<b>Coût d'utilisation pour l'activité réglementée</b>													
27	Capacité / quantité du client GNL pour chaque élément (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )		1 297	920	510	-	380	4	2 221	11	762	-	4 222
27	Coûts totaux (000 \$) (l. 22 - l. 26)	10 329	1 297	920	510	-	380	4	2 221	11	762	-	4 222