

**COÛTS ET VOLUMES ASSOCIÉS À L'ACTIVITÉ  
DE VENTE DE GNL**

## INTRODUCTION

1 Depuis la mise en opération du liquéfacteur 2 en avril 2017, le client GM GNL est habituellement  
2 en mesure de répondre à ses propres besoins de liquéfaction pour assurer la demande générée  
3 par son activité. Toutefois, au cours du mois de novembre 2019, le client GM GNL a demandé à  
4 Énergir d'utiliser son liquéfacteur 1 pour répondre à ses besoins.

5 Cette utilisation du liquéfacteur 1 par le client GM GNL a amené la daQ à procéder à la facturation  
6 des volumes selon les modalités prévues à la décision D-2010-144 rendue dans le  
7 dossier R-3720-2010.

8 Il s'agit d'ailleurs de la première utilisation du liquéfacteur 1 par le client GM GNL depuis que ce  
9 dernier est assujéti aux *Conditions de service et Tarif* d'Énergir pour son propre compteur relié  
10 au liquéfacteur 2. Le client GM GNL a d'ailleurs exprimé à Énergir son souhait de revoir, pour  
11 l'avenir, la facturation relative à l'utilisation du liquéfacteur 1 issue de la décision D-2010-144,  
12 dont le détail des coûts est présenté ci-après. Énergir compte étudier la demande du client GM  
13 GNL et effectuera un suivi auprès de la Régie de l'énergie (Régie) au besoin.

14 La première partie de cette pièce présente les paramètres qui ont permis d'établir les taux de  
15 distribution et d'équilibrage facturés au client GM GNL pour les volumes de gaz naturel liquéfiés  
16 à partir du liquéfacteur 1. Le sommaire des revenus générés pour l'ensemble des services relatifs  
17 à ces volumes est ensuite présenté dans la deuxième section (p. 4) auquel est ajouté le coût  
18 d'utilisation de l'usine LRS du client GM GNL, dont le détail est présenté aux pages 5 et 6.

## 1 ÉTABLISSEMENT DES TAUX DE DISTRIBUTION ET D'ÉQUILIBRAGE (VOLUMES ISSUS DU LIQUÉFACTEUR 1)

### 1.1 DISTRIBUTION

19 Le volume retiré par le client GM GNL provenant du liquéfacteur 1 représentent 1 637 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> pour  
20 la période du 6 novembre au 10 novembre 2019 et 1 131 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> pour la période du 3 décembre  
21 au 6 décembre 2019.

1 La Régie précisait dans sa décision D-2010-144 (paragr. 207) que le coût unitaire moyen de  
2 distribution doit être établi en prenant comme hypothèse le coût unitaire de distribution d'un client  
3 ayant un profil de consommation similaire à celui de l'usine LSR dans son ensemble.

4 Le palier tarifaire a donc été déterminé au moyen du volume réel de liquéfaction du liquéfacteur 1  
5 de l'usine LSR. Ce volume était de 26 516 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2019 au  
6 30 septembre 2020. Sur une base quotidienne, la quantité obtenue est de 72 647 m<sup>3</sup>/jour, laquelle  
7 correspond au palier tarifaire 5.7 volet A du tarif D<sub>5</sub>. Le coût unitaire du palier tarifaire 5.7 volet A  
8 de 11,154 ¢/m<sup>3</sup> a été déterminé au moyen de l'allocation des coûts présentée à la Cause tarifaire  
9 2019-2020 (R-4076-2018). Au réel, le client GM GNL a cependant été erronément facturé d'après  
10 le taux du palier tarifaire 5.8 volet A de 8,117 ¢/m. L'écart résultant de la différence entre le coût  
11 unitaire du palier 5.8 volet A et celui du palier 5.7 volet A représente des revenus de distribution  
12 additionnels de 84 040 \$. Énergir propose de considérer cet écart dans ses résultats de l'exercice  
13 2020-2021 en l'intégrant aux écarts de revenus qui seront constatés en vertu du mécanisme de  
14 découplage au terme de cet exercice.

## **1.2 ÉQUILIBRAGE**

15 La Régie précisait dans sa décision D-2010-144 (paragr. 204) que le profil de consommation de  
16 l'ensemble de l'usine LSR, soit le profil du liquéfacteur 1, doit être utilisé pour calculer le taux du  
17 tarif d'équilibrage puisqu'il n'est pas possible de faire la distinction dans l'alimentation du  
18 liquéfacteur 1 entre le gaz naturel qui est utilisé pour l'activité du client GM GNL et celui pour  
19 l'approvisionnement des clients réguliers du Distributeur.

20 Étant donné que le profil de l'année 2018-2019 doit être utilisé pour établir le tarif d'équilibrage et  
21 que les volumes du liquéfacteur 1 ont été nuls durant cette période, le prix moyen du volet A du  
22 tarif 5 est applicable, soit 0,479 ¢/m<sup>3</sup> pour le mois de novembre 2019 et -0,089 ¢/m<sup>3</sup> pour le mois  
23 de décembre 2019. Deux taux distincts ont été facturés au client GM GNL puisque les tarifs de  
24 l'année 2019-2020 étaient applicables à partir du 1<sup>er</sup> décembre 2019.

## 2 RAPPORT DE SUIVI DE L'UTILISATION DE MARCHÉ POUR LE GNL

Rapport de suivi de l'utilisation  
de marché pour le GNL  
pour l'exercice clos le 30 septembre 2020

No de ligne	(1)	(2) Projection D-2019-141 <sup>(1)</sup>	(3) Réel (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	(4) Écart (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	(5)	(6)	(7)	(8)
1	Volume de vente GNL							
2		Hiver	-	-				
3		Été	-	2 767	2 767			
3	* À une valeur calorifique de 37,89	Total	-	2 767	2 767			

## Facturation au client GNL

	Projection D-2019-141		Référence Coûts projetés	Réel		Référence Coûts réels	Écart	
	Taux (¢/m <sup>3</sup> )	Coûts (000\$)		Taux (¢/m <sup>3</sup> )	Coûts (000 \$)		Taux (¢/m <sup>3</sup> )	Coûts (000 \$)
<b>Partie fixe</b>								
4	(R-4076-2018, B-0326, Énergir-G, Doc 5, p. 11)							
4	Coût d'utilisation de l'usine LSR	4 465 \$	col. 5, l. 14	4 615 \$	p.6	150 \$		
5	Sous-total partie fixe	4 465 \$		4 615 \$		150 \$		
<b>Partie variable - Coûts des services facturés</b>								
6	Fourniture	0,000	(1)	10,495	290 \$ <sup>(2)</sup>	10,495	290 \$	
7	Transport	0,000	(1)	1,946	54 \$ <sup>(2)</sup>	1,946	54 \$	
8	Équilibrage	0,000	(1)	0,247	7 \$ <sup>(2)</sup>	0,247	7 \$	
9	Distribution	0,000	(1)	8,117	225 \$ <sup>(2)</sup>	8,117	225 \$	
10	SPEDE	0,000	(1)	4,485	124 \$ <sup>(2)</sup>	4,485	124 \$	
11	Sous-total services F, T, É, D et S	0,000	(1)	25,290	700 \$ <sup>(2)</sup>	25,290	700 \$	
12	Total du montant dû par le client GNL	4 465 \$		5 315 \$		850 \$		

(1) Aucune transaction de vente de GNL n'était prévue à la Cause tarifaire 2019-2020.

(2) En novembre et décembre 2019, GMGNL a eu recours au liquéfacteur de la DaQ pour liquéfier un volume totalisant 2 767 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>. Les revenus de vente de gaz naturel qui en découlent sont présentés aux lignes 6 à 11. Il est à noter que bien que GMGNL soit un client de la DaQ, ces volumes n'ayant pas transité par son compteur, ils sont présentés en diminution du revenu requis. Le coût de liquéfaction de ces volumes est intégré dans le calcul de la recharge de l'utilisation de l'usine LSR présenté en page 6.

## Coûts de l'usine LSR - Coût utilisation daQ pour l'exercice clos le 30 septembre 2020

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	48 600	82,9%
3 GM GNL	10 000	17,1%
4 Capacité potentielle de liquéfaction (liquéfacteur 1)	51 367	
5 Clientèle régulière	48 600	94,6%
6 GM GNL	2 767	5,4%
7 Quantité annuelle de demande liquéfiée été (liquéfacteur 1)	26 517	
8 Clientèle régulière	18 005	67,9%
9 GM GNL	8 512	32,1%
10 Quantité annuelle de demande liquéfiée hiver (liquéfacteur 1)	-	
11 Clientèle régulière	-	0,0%
12 GM GNL	-	0,0%
13 Capacité potentielle de regazéification	49 237	
14 Clientèle régulière	48 600	98,7%
15 GM GNL	637	1,3%
16 Quantité annuelle de demande regazéifiée	1 760	
17 Clientèle régulière	1 123	63,8%
18 GM GNL	637	36,2%
19 Capacité potentielle de compression	25 578	
20 Clientèle régulière	22 519	88,0%
21 GM GNL	3 059	12,0%

Tableau 2 : Répartition de la quantité annuelle de demande liquéfiée (liquéfacteur 1)			Total
	hiver	été	
1 Demande totale	-	12 767	12 767
2 Évaporation régulière <sup>(1)</sup>	-	10 598	10 598
3 Évaporation de liquéfaction train 1 <sup>(2)</sup>	-	(1 106)	(1 106)
4 Évaporation de liquéfaction train 2 <sup>(2)</sup>	-	2 784	2 784
5 Évaporation liée aux chargements <sup>(3)</sup>	-	1 526	1 526
6 Évaporation de regazéification <sup>(4)</sup>	-	(52)	(52)
7 Liquéfaction totale	-	26 517	26 517
8 GM GNL			
9 Demande	-	2 767	2 767
10 Évaporation régulière <sup>(1)</sup>	-	1 808	1 808
11 Évaporation de liquéfaction train 1 <sup>(2)</sup>	-	(355)	(355)
12 Évaporation de liquéfaction train 2 <sup>(2)</sup>	-	2 784	2 784
13 Évaporation liée aux chargements <sup>(3)</sup>	-	1 526	1 526
14 Évaporation de regazéification <sup>(4)</sup>	-	(19)	(19)
15 Liquéfaction totale GM GNL	-	8 512	8 512
16 daQ			
17 Demande	-	9 999	9 999
18 Évaporation régulière <sup>(1)</sup>	-	8 789	8 789
19 Évaporation de liquéfaction train 1 <sup>(2)</sup>	-	(751)	(751)
20 Évaporation de liquéfaction train 2 <sup>(2)</sup>	-	-	-
21 Évaporation liée aux chargements <sup>(3)</sup>	-	-	-
22 Évaporation de regazéification <sup>(4)</sup>	-	(33)	(33)
23 Liquéfaction totale daQ	-	18 005	18 005
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			

Tableau 3 : Répartition de la quantité annuelle de compression			
	Calcul de la capacité potentielle de compression	Portion attribuable à l'activité non réglementée	Portion attribuable à l'activité réglementée
1			
2 <b>Source 1 : Évaporation régulière du GNL des réservoirs</b>			
3 Évaporation régulière	10 598	1 808	8 789
4 Évaporation de liquéfaction train 1	(1 106)	(61)	(1 045)
5 Évaporation de liquéfaction train 2	2 784	475	2 309
6 Évaporation de regazéification	(52)	(3)	(49)
7 Évaporation liée aux chargements	1 526	260	1 266
8 <b>Total source 1</b>	<b>13 750</b>	<b>2 480</b>	<b>11 270</b>
9 <b>Source 2 : Gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train 1</b>	10 995	579	10 417
10 <b>Source 3 : Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2</b>	746		746
11 <b>Source 4 : Gaz naturel provenant des chargements des camions citernes</b>	86		86
12 <b>Total capacité potentielle de compression</b>	<b>25 578</b>	<b>3 059</b>	<b>22 519</b>
13 Évaporation régulière du GNL des réservoirs qui a été compressée au cours de l'exercice 2019-2020	13 750		
14 Portion de l'évaporation régulière reliquifiée au cours de l'exercice 2019-2020	13 750		
15 Portion de l'évaporation régulière reliquifiée au cours de l'exercice 2020-2021	0		

Coûts de l'usine LSR - Coût utilisation daQ pour l'exercice clos le 30 septembre 2020 (suite)

Tableau 4 : Répartition des coûts par élément (000\$)		Coûts RÉEL 2020	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	4 037	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4 037
2	Assurances	1 009	263	55	-	-	15	-	2	2	291	365	15
3	Services d'entretien	854	-	147	-	-	-	-	-	-	-	-	706
4	Matériaux et pièces	368	2	104	-	-	35	-	17	-	-	-	210
5	Services professionnels	170	-	69	-	-	-	-	19	-	-	-	83
6	Taxes municipales	261	6	42	-	-	45	-	30	-	-	78	59
7	Autres frais divers	922	26	155	-	-	-	-	2	-	-	-	739
8	Réfrigérant Gaz naturel	220	-	-	220	-	-	-	-	-	-	-	-
9	regazéification	6	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-	-
10	liquéfaction	36	-	-	36	-	-	-	-	-	-	-	-
11	autres	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
12	Total gaz naturel	52	-	-	36	-	6	-	-	-	-	-	10
13	Électricité												
13	fixes - frais de base	56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56
14	fixes - compression	267	-	-	-	-	-	267	-	-	-	-	-
15	variables - regazéification	20	-	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-
16	variables - liquéfaction	710	-	-	710	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Total électricité	1 052	-	-	710	-	20	-	267	-	-	-	56
18	<b>Sous-total frais de l'usine</b>	<b>8 945</b>	<b>298</b>	<b>572</b>	<b>966</b>	<b>-</b>	<b>95</b>	<b>25</b>	<b>337</b>	<b>2</b>	<b>291</b>	<b>443</b>	<b>5 914</b>
19	Dépenses d'amortissement	1 262	517	300	-	-	107	-	31	-	-	-	308
20	Rendement à 6,51 %	1 496	269	309	-	-	157	-	66	2	-	2	691
21	Impôts reliés au rendement (7,89 % - 6,51 %)	318	57	66	-	-	33	-	14	0	-	0	147
22	<b>Sous-total amortissement, impôt et rendement</b>	<b>3 075</b>	<b>843</b>	<b>674</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>297</b>	<b>-</b>	<b>111</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>1 146</b>
23	<b>Grand Total</b>	<b>12 020</b>	<b>1 141</b>	<b>1 247</b>	<b>966</b>	<b>-</b>	<b>392</b>	<b>25</b>	<b>448</b>	<b>4</b>	<b>291</b>	<b>445</b>	<b>7 060</b>
24	Capacité / quantité totale pour chaque élément (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )		58 600	51 367	26 517	-	49 237	1 760	25 578	-	-	-	-
25	Coût unitaire de chaque élément (€/m <sup>3</sup> )		<b>1,948</b>	<b>2,427</b>	<b>3,645</b>	<b>-</b>	<b>0,796</b>	<b>1,433</b>	<b>1,753</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Coût d'utilisation pour GM GNL</b>													
26	Capacité / quantité du client GNL pour chaque élément (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )		10 000	2 767	8 512	-	637	637	3 059	-	0%	100%	50%
27	Coûts totaux (000 \$) (l. 25 - l. 26)	<b>4 615</b>	195	67	310	-	5	9	54	-	-	445	3 530
<b>Coût d'utilisation pour l'activité réglementée</b>													
28	Coûts totaux (000 \$) (l. 23 - l. 27)	<b>7 405</b>	947	1 180	656	-	387	16	395	4	291	-	3 530