

**VENTES DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ**

**ET**

**IMPACT SUR LE PLAN**

**D'APPROVISIONNEMENT**

## T A B L E D E S M A T I È R E S

INTRODUCTION.....	3
1. PRÉVISION DE LA DEMANDE DE VENTES GNL .....	3
2. COÛT DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ.....	3
3. TRAITEMENT À LA CAUSE TARIFAIRE 2014.....	6
ANNEXE .....	6

## INTRODUCTION

1 Ce document a pour objectif de présenter la projection des ventes de gaz naturel liquéfié (GNL)  
2 et de l'impact sur le plan d'approvisionnement 2014-2016.

3 La vente de GNL étant une activité non réglementée, le terme client-GNL sera utilisé pour  
4 représenter l'activité non réglementée. Ce document couvrira les éléments suivants :

- 5 1. Prévision des ventes GNL dans l'horizon du plan d'approvisionnement 2014-2016 ;
- 6 2. Impact sur la structure d'approvisionnement et évaluation des coûts du maintien de la  
7 fiabilité ;
- 8 3. Traitement dans les pièces de la Cause tarifaire 2014.

## 1. PRÉVISION DE LA DEMANDE DE VENTES GNL

9 Dans l'horizon du plan d'approvisionnement 2014 à 2016, les ventes de GNL prévues sont les  
10 suivantes :

**Tableau 1**

Année financière	Type de service	Ventes de GNL (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )		
		Hiver	Été	Total
2013-2014	Interruptible	5 404	9 219	14 623
2014-2015	Interruptible	12 861	21 610	34 471
2011-2016	Interruptible	18 689	26 311	45 000

11 Le client-GNL fournit son propre service de fourniture. Il ne sera donc pas desservi par le  
12 distributeur pour les services de fourniture et de gaz de compression.

## 2. COÛT DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ

13 Le développement du marché de ventes de GNL a un impact sur la quantité de GNL disponible  
14 à l'usine LSR pour la clientèle de l'activité réglementée. La capacité d'entreposage réservée au  
15 client-GNL s'élève à 4 382 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> pour l'année 2014, soit le volume de ventes de GNL projeté  
16 pour la période du 1<sup>er</sup> décembre 2013 au 31 mars 2014. Pour les années financières 2015 et

1 2016, une capacité d'entreposage de 10 000 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> est réservée au client-GNL. Cette capacité  
2 ne couvre pas la totalité des ventes de GNL prévues de décembre à mars. La liquéfaction en  
3 cours d'hiver pourrait donc être requise pour ces deux années.

4 Cette capacité réservée ne limite aucunement la capacité maximale de retrait de  
5 5 749 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Toutefois, la capacité d'entreposage dédiée à la clientèle de l'activité  
6 réglementée étant réduite, les outils pour faire face à un hiver extrême sont réduits.

7 Afin de maintenir la sécurité d'approvisionnement de la clientèle, des capacités additionnelles  
8 de transport pourraient être requises, en fonction du niveau d'entreposage réservé par le client-  
9 GNL, ce qui est défini comme l'outil de maintien de la fiabilité.

10 De plus, un mode de gestion de cyclage de la capacité d'entreposage réservée au client-GNL  
11 est mis en place en hiver aux années 2015 et 2016. Considérant le niveau de la capacité  
12 réservée, la première liquéfaction en hiver serait prévue à la fin mars pour 2015 et à la mi-  
13 février pour 2016.

14 Opérationnellement, tant que Gaz Métro ne pourra confirmer si l'activité réglementée a besoin  
15 de la totalité de son volume utile, le client-GNL utilisera la capacité d'entreposage qui lui est  
16 réservée pour effectuer ses retraits et procédera à des cycles de liquéfaction pour remplir à  
17 nouveau sa capacité réservée d'entreposage.

18 Si Gaz Métro juge que le risque d'un hiver extrême est passé, elle pourrait arrêter le processus  
19 de cyclage et reportera la liquéfaction sur les mois précédant le 1<sup>er</sup> décembre suivant afin de  
20 viser un niveau d'inventaire à 100 % à cette date. À cet effet, si l'arrêt du cyclage de l'usine LSR  
21 est appliqué à la fin janvier ou à la fin février, une déclaration du directeur des  
22 approvisionnements gaziers de Gaz Métro sera déposée à la Régie attestant de la fiabilité de  
23 l'approvisionnement de la clientèle réglementée et ce, conformément à la décision D-2012-171.

24 Si, au contraire, le risque d'une utilisation accrue à la normale par l'activité réglementée est  
25 envisagé, la liquéfaction par le client-GNL sera maintenue pour permettre à l'activité  
26 réglementée de disposer du nombre de jours requis pour la liquéfaction de ses besoins jusqu'au  
27 1<sup>er</sup> décembre suivant. Cette approche permet ainsi d'optimiser l'utilisation de l'usine sur la  
28 période de l'hiver et d'assurer à chaque partie (activité réglementée et non réglementée) la  
29 pleine utilisation de l'usine en fonction de leurs propres besoins. Cette approche est en  
30 conformité avec la décision D-2011-030 (p.12, par. 42), où la Régie demandait à Gaz Métro  
31 d'opérer l'usine LSR de façon à minimiser le coût global.

1 Pour la planification du plan d'approvisionnement, un mode similaire a été considéré.

2 L'annexe 1 présente une comparaison des plans d'approvisionnement selon que l'usine LSR  
3 est utilisée ou non pour répondre à la demande du client-GNL et ce, pour les trois années du  
4 plan d'approvisionnement. Les éléments suivants sont considérés :

- 5 • les ventes de GNL projetées pour 2014-2016 ;
- 6 • les retraits de l'usine LSR pour répondre à ces ventes ;
- 7 • la capacité d'entreposage de l'usine LSR réservée au client-GNL pour chaque année,  
8 incluant, le cas échéant, le cyclage de cette capacité sur la période de l'hiver ;
- 9 • la possibilité de liquéfaction sur la période de l'hiver ; et
- 10 • la gestion globale des injections requises à l'usine LSR de façon à optimiser les coûts  
11 reliés à la liquéfaction du gaz naturel.

12 Afin de capter uniquement l'impact de l'utilisation de l'usine LSR et de la réservation d'une  
13 capacité d'entreposage par le client-GNL pour évaluer l'outil de maintien de la fiabilité, le  
14 scénario de comparaison considère la demande gazeuse du client-GNL sous le service régulier,  
15 interruptible comme toute autre demande. De plus, l'usine LSR est entièrement utilisée dans  
16 son rôle traditionnel d'outil de pointe et ne sert pas à répondre à une demande de GNL. Les  
17 approvisionnements reliés à la demande gazeuse du client-GNL ne font donc pas partie de  
18 l'outil de maintien de la fiabilité.

19 L'évaluation des besoins d'approvisionnement sous les deux scénarios est présentée dans le  
20 tableau suivant :

**Tableau 2**

	<b>Scénario sans utilisation LSR</b> 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	<b>Scénario avec utilisation LSR</b> 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	<b>Outil de maintien de fiabilité</b> 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
<b>Année 2014</b>			
Demande continue en journée de pointe	31 521	31 521	
Besoins pour hiver extrême	30 562	30 689	
Outil d'approvisionnement requis	31 521	31 521	0
<b>Année 2015</b>			
Demande continue en journée de pointe	31 748	31 748	
Besoins pour hiver extrême	30 732	30 985	
Outil d'approvisionnement requis	31 748	31 748	0
<b>Année 2016</b>			
Demande continue en journée de pointe	31 830	31 830	
Besoins pour hiver extrême	30 632	31 091	
Outil d'approvisionnement requis	31 830	31 830	0

1 Étant donné que les besoins d'approvisionnement de la clientèle réglementée sont définis par le  
2 niveau de la demande continue en journée de pointe, la variation des besoins de l'hiver extrême  
3 qui résulte de la réservation d'une capacité de l'usine LSR au client-GNL ne requiert pas d'ajout  
4 de capacité de transport. Ainsi, aucun outil de maintien de fiabilité n'est requis dans l'horizon du  
5 plan d'approvisionnement.

### **3. TRAITEMENT À LA CAUSE TARIFAIRE 2014**

6 Le plan d'approvisionnement 2014-2016, présenté aux documents de la pièce Gaz Métro-2, est  
7 établi en intégrant les besoins reliés aux ventes de GNL, la réduction de la capacité  
8 d'entreposage de l'usine LSR réservée à la clientèle de l'activité réglementée et l'impact, le cas  
9 échéant, sur les besoins d'approvisionnement.

10 La structure d'approvisionnement ainsi établie pour l'année financière 2014 est considérée dans  
11 l'évaluation des coûts de service et du revenu additionnel requis présentés dans la Cause  
12 tarifaire 2014. Cette évaluation sera présentée à la Phase 3 de la Cause tarifaire 2014.

### **ANNEXE**

13 Annexe 1 : Plan d'approvisionnement 2014-2016 – Comparaison avec ou sans utilisation de  
14 l'usine LSR pour le client-GNL

**ANNEXE 1 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2016 - Comparaison avec ou sans utilisation de l'usine LSR pour le client GNL**

	<b>Demande sans utilisation LSR</b>			<b>Demande avec utilisation LSR</b>			<b>Variation</b>		
	<b>2014</b> (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (1)	<b>2015</b> (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (2)	<b>2016</b> (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (3)	<b>2014</b> (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (4)	<b>2015</b> (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (5)	<b>2016</b> (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (6)	<b>2014</b> (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (7)	<b>2015</b> (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (8)	<b>2016</b> (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (9)
<b>DEMANDE</b>									
1 Continue	4 904	4 936	4 951	4 904	4 936	4 951	0	0	0
2 Interruptible	691	705	723	676	671	678	-15	-34	-45
3 Client biogaz en réseau dédié	28	28	28	28	28	28	0	0	0
4 Gaz d'appoint concurrence	42	42	42	42	42	42	0	0	0
5 <i>Sous-Total Demande</i>	5 666	5 712	5 745	5 651	5 678	5 700	-15	-34	-45
6 Gaz perdu, usage de la compagnie et autres	74	75	106	74	75	106	0	0	0
7 Ventes GNL	0	0	0	15	34	45	15	34	45
8 SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	5 740	5 787	5 851	5 740	5 787	5 851	0	0	0
<b>INVENTAIRES INJECTIONS</b>									
9 Union Gas	343	343	344	344	345	348	1	2	4
10 LSR	21	21	21	28	51	60	8	31	39
11 Pointe-du-Lac	19	20	20	19	20	20	0	0	0
12 Saint-Flavien	119	120	120	119	120	120	0	0	0
13 Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14 SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	502	503	504	511	536	547	9	33	43
15 <b>TOTAL DE LA DEMANDE</b>	<b>6 242</b>	<b>6 291</b>	<b>6 355</b>	<b>6 251</b>	<b>6 323</b>	<b>6 398</b>	<b>9</b>	<b>32</b>	<b>43</b>
<b>APPROVISIONNEMENT</b>									
16 FTLH Empress - GMI	3 009	3 095	896	3 009	3 095	896	0	0	0
17 Cessions d'optimisation	153	144	145	153	144	145	0	0	0
18 Transport par échange (EMP - GMI)	403	376	142	403	376	142	0	0	0
19 Transport fourni par les clients	387	340	341	387	340	341	0	0	0
20 Gaz d'appoint	42	42	42	42	42	42	0	0	0
21 <i>Sous-Total Transports</i>	3 994	3 998	1 566	3 994	3 998	1 566	0	0	0
22 FT non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 Cessions / ventes de transport	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24 Achats dans le territoire	4	4	0	4	4	0	0	0	0
25 Achats à Dawn (GR)	1 680	1 731	1 123	1 673	1 724	1 113	-8	-7	-10
26 Achats à Dawn (AD)	0	0	3 105	0	0	3 106	0	0	1
27 Biogaz	28	28	28	28	28	28	0	0	0
28 Autres réceptions	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29 SOUS-TOTAL TRANSPORT	5 706	5 761	5 823	5 699	5 754	5 814	-8	-7	-9
<b>INVENTAIRES RETRAITS</b>									
30 Union gas	343	343	344	344	345	348	1	2	4
31 LSR	11	11	12	27	48	60	15	37	48
32 Pointe-du-Lac	19	20	20	19	20	20	0	0	0
33 Saint-Flavien	120	120	121	120	120	121	0	0	0
34 Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35 SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	493	494	496	509	533	548	16	39	52
36 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 199</b>	<b>6 255</b>	<b>6 319</b>	<b>6 208</b>	<b>6 287</b>	<b>6 362</b>	<b>9</b>	<b>32</b>	<b>43</b>
37 <b>INTERRUPTIONS BRUTES</b>	<b>-43</b>	<b>-36</b>	<b>-36</b>	<b>-43</b>	<b>-36</b>	<b>-36</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>MAINTIEN DE LA FIABILITÉ</b>									
38 Capacité additionnelle (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)				0	0	0			
39 Capacité additionnelle déc-mars (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )				0	0	0			
40 Coût unitaire (¢/m <sup>3</sup> )				n/a	n/a	n/a			
41 Coût de maintien de la fiabilité (000 \$)				n/a	n/a	n/a			