

RÉPONSE À L'ENGAGEMENT N° 2

Référence : E-2 (Énergir), Notes sténographiques du 27 août 2018, volume 1, page 154.

Demande : Déterminer si les données du tableau présenté à la page 16 de la pièce B-0255 tiennent compte de la valeur des capacités de transport FTLH; quelle est la date des hypothèses retenues; déposer les résultats de l'évaluation de l'impact financier du projet à moyen terme (2020-2022) en tenant compte de la valeur d'achat ou de revente en capacité de transport FTSH et, déposer les hypothèses considérées à l'évaluation selon le format qui est présentée à la page 16 toujours de la pièce B-0255, présenter les caractéristiques des capacités de transport considérées pour chacune des années, notamment le tronçon et la date des hypothèses de prix retenus (demandé par la Régie)

Réponse :

Cette demande de la Régie comporte quatre questions auxquelles Énergir répond comme suit:

- **Question 1 :** Déterminer si les données du tableau présenté à la page 16 de la pièce B-0255 tiennent compte de la valeur des capacités de transport FTLH.

Réponse : Oui, les données tiennent compte de la valeur des capacités de transport FTLH.

- **Question 2 :** Quelle est la date des hypothèses retenues ?

Réponse : Voir la réponse à la question 4.

- **Question 3 :** Déposer les résultats de l'évaluation de l'impact financier du projet à moyen terme (2020-2022) en tenant compte de la valeur d'achat ou de revente en capacité de transport FTSH et, déposer les hypothèses considérées à l'évaluation selon le format qui est présentée à la page 16 toujours de la pièce B-0255

Réponse : Puisque la demande de la Régie requiert de présenter l'effet financier d'acheter/vendre du FTSH, Énergir a refait son analyse en fonction de cette demande. Cependant, afin que le scénario « avec PDL » demandé par la Régie ne soit comparé avec un scénario où Énergir achèterait/vendrait du FTLH « sans PDL » et ainsi induire un biais important, Énergir a également recalculé les plans « sans PDL » en tenant compte également d'achats/ ventes de capacités de FTSH.

CAUSE TARIFAIRE 2019 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020

STRATÉGIE ALTERNATIVE INTRAGAZ ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

	<i>Cause tarifaire 2019 Plan 2020 - avec PDL</i>	<i>Cause tarifaire 2019 Plan 2020 - sans PDL</i>	<i>Variation</i>
	(1)	(2)	(3) = (1) - (2)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>			
1	Continue	5 647	0
2	Interruptible	262	0
3	Gaz d'appoint	33	0
4	Client biogaz en réseau dédié	29	0
5	<i>Sous-total</i>	<i>5971</i>	<i>0</i>
6	Interruptions	-1	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	39	0
8	Compression (transport et entreposage)	108	0
9	Écart de mesurage	4	0
10	TOTAL DEMANDE	6 121	0
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>			
11	Transport		
12	FT LH (primaire & secondaire)	821	0
13	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0
14	Transport fourni par les clients	51	0
15	Transport gaz d'appoint	33	0
16	FTLH non utilisé	-53	0
17	<i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>852</i>	<i>0</i>
18	Achats dans le territoire	63	0
19	Achat à Empress pour compression	27	0
20	Achats à Dawn (GR)	1 407	14
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 752	0
22	Biogaz	29	0
23	Écart de mesurage	3	0
24	Retraits - injections	-14	-13
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 121	0
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)</u>			
26	Journée de pointe - continue	35 920	0
27	Total appro. après vente	33 661	235
28	Provision additionnelle	35 920	0
<u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u>			
Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	70 214	439
31	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	168 285	-5 443
32	STS	47 520	44
33	M12 / C1	38 507	-145
34	Vente de transport FTLH non utilisé	-1 994	-439
Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur			
35	Transport	-30 984	0
36	Crédit de compression	0	0
37	Crédit/(Frais) de livraison	0	0
38	Total - coûts de transport	<i>291 547</i>	<i>-5 543</i>
39	Coûts d'entreposage	<i>33 347</i>	<i>1 397</i>
40	Sous-total transport et équilibrage	324 894	-4 146
41	Fourniture	702 352	1 458
42	Maintien des inventaires	1 792	78
43	TOTAL DES COÛTS	1 029 038	-2 610
44	Variation en %		-0,25%

CAUSE TARIFAIRE 2019 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021

STRATÉGIE ALTERNATIVE INTRAGAZ ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

	<i>Cause tarifaire 2019 Plan 2021 - avec PDL</i>	<i>Cause tarifaire 2019 Plan 2021 - sans PDL</i>	<i>Variation</i>
	(1)	(2)	(3) = (1) - (2)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>			
1	Continue	5 601	0
2	Interruptible	264	0
3	Gaz d'appoint	33	0
4	Client biogaz en réseau dédié	29	0
5	<i>Sous-total</i>	<i>5928</i>	<i>0</i>
6	Interruptions	-2	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	39	0
8	Compression (transport et entreposage)	104	0
9	Écart de mesurage	3	0
10	TOTAL DEMANDE	6 073	0
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>			
11	Transport		
12	FT LH (primaire & secondaire)	819	0
13	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0
14	Transport fourni par les clients	50	0
15	Transport gaz d'appoint	33	0
16	FTLH non utilisé	-70	0
17	<i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>833</i>	<i>0</i>
18	Achats dans le territoire	171	0
19	Achat à Empress pour compression	27	0
20	Achats à Dawn (GR)	1 280	4
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 731	0
22	Biogaz	29	0
23	Écart de mesurage	3	0
24	Retraits - injections	0	-4
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 073	0
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)</u>			
26	Journée de pointe - continue	35 451	0
27	Total appro. après vente	32 844	206
28	Provision additionnelle	35 451	0
<u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u>			
Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	70 536	0
31	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	155 950	-4 638
32	STS	47 575	50
33	M12 / C1	38 092	-97
34	Vente de transport FTLH non utilisé	-2 637	0
Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur			
35	Transport	-38 595	0
36	Crédit de compression	0	0
37	Crédit/(Frais) de livraison	0	0
38	Total - coûts de transport	<i>270 921</i>	<i>-4 686</i>
39	Coûts d'entreposage	<i>33 367</i>	<i>1 403</i>
40	Sous-total transport et équilibrage	304 288	-3 283
41	Fourniture	707 375	591
42	Maintien des inventaires	1 815	63
43	TOTAL DES COÛTS	1 013 478	-2 629
44	Variation en %		-0,26%

CAUSE TARIFAIRE 2019 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2022

STRATÉGIE ALTERNATIVE INTRAGAZ ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

	<i>Cause tarifaire 2019 Plan 2022 - avec PDL</i>	<i>Cause tarifaire 2019 Plan 2022 - sans PDL</i>	<i>Variation</i>
	(1)	(2)	(3) = (1) - (2)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>			
1	Continue	5 586	0
2	Interruptible	264	0
3	Gaz d'appoint	33	0
4	Client biogaz en réseau dédié	29	0
5	<i>Sous-total</i>	<i>5912</i>	<i>0</i>
6	Interruptions	-2	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	39	0
8	Compression (transport et entreposage)	104	0
9	Écart de mesurage	4	0
10	TOTAL DEMANDE	6 056	0
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>			
11	Transport		
12	FT LH (primaire & secondaire)	819	0
13	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0
14	Transport fourni par les clients	50	0
15	Transport gaz d'appoint	33	0
16	FTLH non utilisé	-85	0
17	<i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>817</i>	<i>0</i>
18	Achats dans le territoire	198	0
19	Achat à Empress pour compression	26	0
20	Achats à Dawn (GR)	1 246	4
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 736	0
22	Biogaz	29	0
23	Écart de mesurage	3	0
24	Retraits - injections	0	-4
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 056	0
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)</u>			
26	Journée de pointe - continue	35 373	0
27	Total appro. après vente	33 047	222
28	Provision additionnelle	35 373	0
<u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u>			
Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	71 096	1 192
31	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	154 773	-4 592
32	STS	47 580	49
33	M12 / C1	38 102	-97
34	Vente de transport FTLH non utilisé	-3 221	-1 192
Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur			
35	Transport	-39 282	0
36	Crédit de compression	0	0
37	Crédit/(Frais) de livraison	0	0
38	Total - coûts de transport	<i>269 047</i>	<i>-4 640</i>
39	Coûts d'entreposage	<i>33 382</i>	<i>1 405</i>
40	Sous-total transport et équilibrage	302 430	-3 235
41	Fourniture	717 597	588
42	Maintien des inventaires	1 869	65
43	TOTAL DES COÛTS	1 021 896	-2 582
44	Variation en %		-0,25%

	Quantité Achat / (Vente) 10 ³ m ³ /jour	Période nov-mars	Quantité totale Achat / (Vente) 10 ³ m ³	Prix ¢/m ³	Coût / (Revenus) 000 \$
Année 2019-2020 - Achat de capacité					
Avec PDL	232	152	35 302	8,87	3 130
Sans PDL	636	152	96 680	8,87	8 572
Impact du projet Intragaz			-61 378		-5 442
Année 2020-2021 - Vente de capacité a priori					
Avec PDL	-789	151	-119 158	7,58	-9 030
Sans PDL	-388	151	-58 583	7,58	-4 439
Impact du projet Intragaz			-60 575		-4 590
Année 2021-2022 - Vente de capacité a priori					
Avec PDL	-905	151	-136 693	7,50	-10 255
Sans PDL	-504	151	-76 118	7,50	-5 711
Impact du projet Intragaz			-60 575		-4 544

- **Question 4** : Présenter les caractéristiques des capacités de transport considérées pour chacune des années, notamment le tronçon et la date des hypothèses de prix retenus.

Réponse : Les prix présentés au tableau ci-dessous ont été reçus de trois fournisseurs différents entre le 8 et le 12 février 2018.

Action	Point	Date de début	Date de fin	2019-2020 ¢/m ³	2020-2021 ¢/m ³	2021-2022 ¢/m ³
Achat FTSH	Parkway-GMI EDA	Nov 01	Mars 31	8,87 \$	9,02 \$	9,13 \$
Achat FTLH	Empress-GMI EDA	Nov 01	Mars 31	10,87 \$	10,87 \$	10,80 \$
Vente FTSH	Parkway-GMI EDA	Nov 01	Mars 31	7,69 \$	7,58 \$	7,50 \$
Vente FTLH	Empress-GMI EDA	Nov 01	Mars 31	8,64 \$	8,41 \$	8,34 \$