

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2018

	Projection Cause tarifaire			Résultats réels			Écart - Réels vs Cause tarifaire			
	Hiver (10 ⁶ m ³) (1)	Été (10 ⁶ m ³) (2)	Total (10 ⁶ m ³) (3)	Hiver (10 ⁶ m ³) (4)	Été (10 ⁶ m ³) (5)	Total (10 ⁶ m ³) (6)	Hiver (10 ⁶ m ³) (7)	Été (10 ⁶ m ³) (8)	Total (10 ⁶ m ³) (9)	
DEMANDE										
1	Tarif D ₁	1 739	759	2 498	1 914	793	2 706	174	34	208
2	Tarif D ₃	104	125	229	117	141	257	13	15	28
3	Tarif D ₄	1 178	1 480	2 658	1 291	1 504	2 796	113	25	138
4	Total continue *	3 021	2 364	5 385	3 321	2 438	5 759	300	73	374
5	Interruption	157	120	276	163	124	287	6	4	10
6	Client biogaz en réseau dédié	14	17	31	13	17	29	-1	0	-1
7	Gaz d'appoint concurrence	0	20	20	15	52	67	15	32	47
8	Sous-Total Demande	3 192	2 521	5 712	3 512	2 630	6 142	320	109	429
9	Gaz de la compagnie et autres comp.	3	3	6	4	2	6	0	0	0
10	Gaz perdu	20	16	35	27	-3	24	7	-19	-11
11	Compression - transport	74	56	130	76	53	129	2	-3	-1
12	Compression - entreposage	3	4	7	4	3	8	1	-1	0
13	Écart de mesurage	0	0	0	23	27	50	23	27	50
14	Sous-total avant injections	3 292	2 599	5 891	3 646	2 712	6 358	354	113	467
INVENTAIRES injections										
15	Union Gas	22	299	322	33	207	239	10	-92	-82
16	LSR **	10	2	12	5	22	27	-6	20	14
17	Pointe-du-Lac **	14	2	16	36	5	41	22	3	25
18	St-Flavien **	2	118	121	4	119	122	1	0	2
19	Échanges de gaz	0	0	0	9	35	44	9	35	44
20	Sous-total injections et échanges	49	422	471	86	387	474	37	-34	3
21	TOTAL DEMANDE	3 341	3 020	6 362	3 732	3 099	6 832	391	79	470
APPROVISIONNEMENT										
22	FTLH Emp - Energir - avant vente	339	503	841	339	503	841	0	0	0
23	Cessions d'optimisation	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Transport par échange Emp - Energir	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Transport fourni par les clients	35	44	78	25	28	53	-10	-16	-26
26	Gaz d'appoint	0	20	20	37	56	93	37	37	73
27	Sous-Total Transports	374	566	940	400	587	987	26	21	47
28	Cession de transport/vente a priori	0	0	0	0	-55	-55	0	-55	-55
29	FT non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Réceptions en franchise	3	4	7	1	1	2	-2	-3	-5
31	Achats à Empress (GR)	17	23	40	16	20	36	-1	-3	-4
32	Achats à Dawn (GR)	991	214	1 205	1 248	163	1 411	257	-51	206
33	Achats à Dawn (AD+PF)	1 498	2 154	3 652	1 573	2 207	3 781	75	54	128
34	Ventes de gaz à Dawn	0	0	0	-1	0	-1	-1	0	-1
35	Achats à Parkway (GR)	0	0	0	6	45	51	6	45	51
36	Biogaz	14	17	31	13	17	29	-1	0	-1
37	Écart de mesurage	0	0	0	21	28	49	21	28	49
38	Sous-total appro. avant retraits	2 897	2 978	5 875	3 277	3 012	6 289	380	34	414
INVENTAIRES retraits										
39	Union Gas	285	37	322	258	37	296	-27	1	-26
40	LSR **	6	6	12	26	12	38	19	6	25
41	Pointe-du-Lac **	16	0	16	38	2	40	22	2	24
42	St-Flavien **	121	0	121	121	0	121	0	0	0
43	Échanges de gaz	0	0	0	11	36	47	11	36	47
44	Sous-total retraits et échanges	428	42	471	454	87	541	26	45	71
45	TOTAL APPROVISIONNEMENT	3 325	3 020	6 346	3 731	3 099	6 831	406	79	485
INTERRUPTIONS										
46	Interruptions brutes estimées	-16	0	-16	-19	0	-19	-3	0	-3
47	Dépannage, gaz d'appoint pour éviter une journée d'interruption et retrait	0	0	0	18	0	18	18	0	18
48	INTERRUPTIONS NETTES ESTIMÉES	-16	0	-16	-1	0	-1	15	0	15

* Incluant la demande des clients qui fournissent leur propre service de transport

** Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors qu'il a été de 38,15 MJ/m³ du 1er oct. 2017 au 31 mars 2018 et de 38,27 MJ/m³ du 1er avril au 30 sept. 2018.

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2018

	Résultats réels												Total (10 ⁶ m ³) (13)	
	oct-17 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-17 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-17 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-18 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-18 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-18 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-18 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-18 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-18 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-18 (10 ⁶ m ³) (10)	août-18 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-18 (10 ⁶ m ³) (12)		
DEMANDE														
1	Tarif D ₁	123	306	447	475	359	327	253	110	80	73	72	83	2 706
2	Tarif D ₃	20	22	24	25	22	24	23	21	20	18	18	20	257
3	Tarif D ₄	222	244	261	271	249	266	236	220	218	203	205	201	2 796
4	Total continue *	365	572	732	770	630	617	512	351	318	294	295	304	5 759
5	Interruptible	19	28	33	36	36	30	28	21	17	10	11	19	287
6	Client biogaz en réseau dédié	2	3	3	2	2	3	3	3	2	2	2	3	29
7	Gaz d'appoint concurrence	8	2	6	0	1	6	7	9	7	7	7	6	67
8	<i>Sous-Total Demande</i>	<i>393</i>	<i>604</i>	<i>774</i>	<i>809</i>	<i>669</i>	<i>656</i>	<i>550</i>	<i>384</i>	<i>343</i>	<i>314</i>	<i>315</i>	<i>331</i>	<i>6 142</i>
9	Gaz de la compagnie et autres comp.	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	6
10	Gaz perdu	2	-1	7	13	5	3	-1	-2	-3	-4	2	2	24
11	Compression - transport	5	14	16	17	16	13	11	8	6	7	10	7	129
12	Compression - entreposage	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1	1	0	8
13	Écart de mesurage	6	5	5	5	5	3	4	4	3	4	3	3	50
14	<i>Sous-total avant injections</i>	<i>406</i>	<i>623</i>	<i>804</i>	<i>847</i>	<i>696</i>	<i>676</i>	<i>564</i>	<i>395</i>	<i>350</i>	<i>321</i>	<i>331</i>	<i>345</i>	<i>6 358</i>
INVENTAIRES injections														
15	Union Gas	0	16	2	3	1	11	27	13	32	60	55	20	239
16	LSR **	0	5	0	0	0	0	0	0	0	8	7	7	27
17	Pointe-du-Lac **	2	2	4	16	12	2	2	0	0	0	0	1	41
18	St-Flavien **	14	4	0	0	0	0	6	24	21	18	19	16	122
19	Échanges de gaz	0	0	1	0	4	4	10	5	0	5	12	4	44
20	<i>Sous-total injections et échanges</i>	<i>16</i>	<i>26</i>	<i>7</i>	<i>19</i>	<i>17</i>	<i>17</i>	<i>45</i>	<i>42</i>	<i>53</i>	<i>91</i>	<i>92</i>	<i>48</i>	<i>474</i>
21	TOTAL DEMANDE	422	649	810	866	713	694	609	437	403	412	423	393	6 832
APPROVISIONNEMENT														
22	FTLH Emp - Energir - avant vente	92	67	70	70	63	70	67	70	67	70	70	67	841
23	Cessions d'optimisation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Transport par échange Emp - Energir	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Transport fourni par les clients	6	5	5	6	5	5	4	4	4	4	4	3	53
26	Gaz d'appoint	8	5	14	10	3	5	5	6	8	10	10	10	93
27	<i>Sous-Total Transports</i>	<i>106</i>	<i>77</i>	<i>89</i>	<i>85</i>	<i>70</i>	<i>80</i>	<i>76</i>	<i>79</i>	<i>79</i>	<i>83</i>	<i>83</i>	<i>81</i>	<i>987</i>
28	Cession de transport/vente a priori	-50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5	-55
29	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Réceptions en franchise	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
31	Achats à Empress (GR)	1	3	3	3	3	3	3	3	2	3	4	3	36
32	Achats à Dawn (GR)	20	234	251	290	258	215	143	0	0	0	0	0	1 411
33	Achats à Dawn (AD+PF)	324	310	320	322	292	330	318	325	314	314	316	298	3 781
34	Ventes de gaz à Dawn	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
35	Achats à Parkway (GR)	0	6	0	0	0	0	44	0	0	0	0	0	51
36	Biogaz	2	3	3	2	2	3	3	3	2	2	2	3	29
37	Écart de mesurage	6	3	6	5	4	3	4	4	3	4	5	2	49
38	<i>Sous-total appro. avant retraits</i>	<i>408</i>	<i>635</i>	<i>670</i>	<i>708</i>	<i>630</i>	<i>634</i>	<i>591</i>	<i>414</i>	<i>401</i>	<i>406</i>	<i>410</i>	<i>382</i>	<i>6 289</i>
INVENTAIRES retraits														
39	Union Gas	13	12	86	86	43	32	3	14	1	0	0	6	296
40	LSR **	1	1	10	12	1	1	4	1	1	1	1	1	38
41	Pointe-du-Lac **	0	1	15	13	7	3	2	0	0	0	0	0	40
42	St-Flavien **	0	0	29	41	30	21	0	0	0	0	0	0	121
43	Échanges de gaz	0	1	1	4	3	3	9	7	0	5	12	4	47
44	<i>Sous-total retraits et échanges</i>	<i>14</i>	<i>14</i>	<i>141</i>	<i>156</i>	<i>84</i>	<i>59</i>	<i>18</i>	<i>22</i>	<i>3</i>	<i>6</i>	<i>14</i>	<i>11</i>	<i>541</i>
45	TOTAL APPROVISIONNEMENT	422	649	811	864	714	694	609	437	403	412	423	393	6 831
INTERRUPTIONS														
46	Interruptions brutes estimées	0	0	-8	-10	-2	0	0	0	0	0	0	0	-19
47	Dépannage, gaz d'appoint pour éviter une journée d'interruption et retrait interdit	0	0	9	8	2	0	0	0	0	0	0	0	18
48	INTERRUPTIONS NETTES ESTIMÉES	0	0	1	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	-1

* Incluant la demande des clients qui fournissent leur propre service de transport

** Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors qu'il a été de 38,15 MJ/m³ du 1er oct. 2017 au 31 mars 2018 et de 38,27 MJ/m³ du 1er avril au 30 sept. 2018.

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2018

	Projection Cause tarifaire - D-2017-094												Total (10 ⁶ m ³) (13)	
	oct-17 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-17 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-17 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-18 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-18 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-18 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-18 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-18 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-18 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-18 (10 ⁶ m ³) (10)	août-18 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-18 (10 ⁶ m ³) (12)		
DEMANDE														
1	Tarif D ₁	163	251	348	433	374	333	196	109	78	68	69	75	2 498
2	Tarif D ₃	17	19	21	20	22	22	20	20	18	16	16	18	229
3	Tarif D ₄	223	228	234	244	231	242	230	213	201	206	204	202	2 658
4	Total continue *	404	498	603	697	626	596	446	343	297	290	290	295	5 385
5	Interruptible	23	25	32	36	35	28	21	17	13	14	15	16	276
6	Client biogaz en réseau dédié	3	3	2	3	3	3	3	3	2	2	3	2	31
7	Gaz d'appoint concurrence	2	0	0	0	0	0	2	2	3	4	4	3	20
8	<i>Sous-Total Demande</i>	<i>432</i>	<i>527</i>	<i>637</i>	<i>736</i>	<i>665</i>	<i>627</i>	<i>472</i>	<i>365</i>	<i>316</i>	<i>309</i>	<i>312</i>	<i>316</i>	<i>5 712</i>
9	Gaz de la compagnie et autres comp.	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	6
10	Gaz perdu	3	3	4	5	4	4	3	2	2	2	2	2	35
11	Compression - transport	11	10	15	17	18	13	9	7	7	7	7	7	130
12	Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	7
13	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	<i>Sous-total avant injections</i>	<i>446</i>	<i>541</i>	<i>658</i>	<i>760</i>	<i>689</i>	<i>645</i>	<i>485</i>	<i>375</i>	<i>325</i>	<i>319</i>	<i>322</i>	<i>326</i>	<i>5 891</i>
INVENTAIRES injections														
15	Union Gas	0	0	13	6	3	1	14	9	41	76	88	72	322
16	LSR **	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	12
17	Pointe-du-Lac **	2	0	0	5	8	1	0	0	0	0	0	0	16
18	St-Flavien **	13	2	0	0	0	0	6	24	22	20	19	16	121
19	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	<i>Sous-total injections et échanges</i>	<i>16</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>10</i>	<i>10</i>	<i>2</i>	<i>19</i>	<i>33</i>	<i>63</i>	<i>96</i>	<i>106</i>	<i>89</i>	<i>471</i>
21	TOTAL DEMANDE	462	554	671	770	699	647	504	408	388	415	428	415	6 362
APPROVISIONNEMENT														
22	FTLH Emp - Énergir - avant vente	92	67	70	70	63	70	67	70	67	70	70	67	841
23	Cessions d'optimisation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Transport par échange Emp - Énergir	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Transport fourni par les clients	6	6	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	78
26	Gaz d'appoint	2	0	0	0	0	0	2	2	3	4	4	3	20
27	<i>Sous-Total Transports</i>	<i>100</i>	<i>74</i>	<i>77</i>	<i>77</i>	<i>70</i>	<i>77</i>	<i>76</i>	<i>78</i>	<i>77</i>	<i>79</i>	<i>80</i>	<i>76</i>	<i>940</i>
28	Cession de transport/vente a priori	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Réceptions en franchise	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7
31	Achats à Empress (GR)	4	3	4	4	4	3	2	3	3	3	3	4	40
32	Achats à Dawn (GR)	5	143	188	221	219	220	126	12	0	15	27	30	1 205
33	Achats à Dawn (AD+PF)	312	293	302	308	281	314	296	312	305	314	314	302	3 652
34	Ventes de gaz à Dawn	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Achats à Parkway (GR)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Biogaz	3	3	2	3	3	3	3	3	2	2	3	2	31
37	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	<i>Sous-total appro. avant retraits</i>	<i>425</i>	<i>516</i>	<i>573</i>	<i>613</i>	<i>577</i>	<i>618</i>	<i>503</i>	<i>407</i>	<i>387</i>	<i>414</i>	<i>428</i>	<i>414</i>	<i>5 875</i>
INVENTAIRES retraits														
39	Union Gas	37	36	68	95	77	8	0	0	0	0	0	0	322
40	LSR **	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	12
41	Pointe-du-Lac **	0	0	1	7	7	1	0	0	0	0	0	0	16
42	St-Flavien **	0	0	27	46	31	18	0	0	0	0	0	0	121
43	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	<i>Sous-total retraits et échanges</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>97</i>	<i>149</i>	<i>115</i>	<i>29</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>471</i>
45	TOTAL APPROVISIONNEMENT	462	554	670	763	692	647	504	408	388	415	428	415	6 346
INTERRUPTIONS														
46	Interruptions brutes estimées	0	0	-1	-8	-7	0	0	0	0	0	0	0	-16
47	Dépannage, gaz d'appoint pour éviter une journée d'interruption et retrait interdit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	INTERRUPTIONS NETTES ESTIMÉES	0	0	-1	-8	-7	0	0	0	0	0	0	0	-16

* Incluant la demande des clients qui fournissent leur propre service de transport

** Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2018 est 37,99 MJ/m³

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2018

	Écarts - Réels vs Cause tarifaire												Total (10 ⁶ m ³) (13)
	oct-17 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-17 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-17 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-18 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-18 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-18 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-18 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-18 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-18 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-18 (10 ⁶ m ³) (10)	août-18 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-18 (10 ⁶ m ³) (12)	
DEMANDE													
1 Tarif D ₁	-40	55	99	41	-15	-6	57	0	2	5	2	8	208
2 Tarif D ₃	3	2	3	4	1	2	3	2	2	2	2	1	28
3 Tarif D ₄	-1	16	28	27	18	24	5	7	17	-2	0	0	138
4 Total continue *	-39	74	129	73	3	21	65	8	21	5	4	9	374
5 Interruptible	-5	2	0	0	1	2	7	3	3	-3	-4	3	10
6 Client biogaz en réseau dédié	-1	0	1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	-1
7 Gaz d'appoint concurrence	6	1	6	0	1	6	5	7	3	4	4	3	47
8 <i>Sous-Total Demande</i>	-39	77	137	73	4	29	78	19	27	5	3	16	429
9 Gaz de la compagnie et autres comp.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10 Gaz perdu	-1	-4	3	9	1	-1	-4	-4	-5	-6	0	0	-11
11 Compression - transport	-7	4	1	0	-2	-1	1	1	-1	0	3	0	-1
12 Compression - entreposage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 Écart de mesurage	6	5	5	5	5	3	4	4	3	4	3	3	50
14 <i>Sous-total avant injections</i>	-40	83	146	87	8	31	79	19	24	3	9	19	467
INVENTAIRES injections													
15 Union Gas	312	16	-12	-3	-2	11	13	3	-9	-16	-33	-52	-82
16 LSR **	16	-6	0	0	0	0	0	0	0	8	7	5	14
17 Pointe-du-Lac **	22	2	4	12	4	1	2	0	0	0	1	1	25
18 St-Flavien **	120	1	0	0	0	0	1	1	0	-2	0	0	2
19 Échanges de gaz	0	0	1	0	4	4	10	5	0	5	12	4	44
20 <i>Sous-total injections et échanges</i>	470	13	-7	9	7	15	26	9	-9	-5	-14	-41	3
21 TOTAL DEMANDE	-40	96	139	96	14	47	105	28	15	-2	-5	-22	470
APPROVISIONNEMENT													
22 FTLH Emp - Energir - avant vente	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 Cessions d'optimisation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24 Transport par échange Emp - Energir	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25 Transport fourni par les clients	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-3	-2	-2	-3	-3	-2	-26
26 Gaz d'appoint	6	4	14	10	3	5	3	4	5	6	6	7	73
27 <i>Sous-Total Transports</i>	5	3	12	8	1	3	1	1	2	3	3	5	47
28 Cession de transport/vente a priori	-50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5	-55
29 FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30 Réceptions en franchise	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	-5
31 Achats à Empress (GR)	-3	1	0	-1	0	0	1	0	-1	0	0	0	-4
32 Achats à Dawn (GR)	15	91	63	69	39	-5	17	-11	0	-15	-27	-30	206
33 Achats à Dawn (AD+PF)	12	17	18	14	10	16	22	13	9	0	1	-4	128
34 Ventes de gaz à Dawn	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
35 Achats à Parkway (GR)	0	6	0	0	0	0	44	0	0	0	0	0	51
36 Biogaz	-1	0	1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	-1
37 Écart de mesurage	6	3	6	5	4	3	4	4	3	4	5	2	49
38 <i>Sous-total appro. avant retraits</i>	-16	119	97	94	53	17	88	7	13	-8	-18	-32	414
INVENTAIRES retraits													
39 Union Gas	-24	-25	17	-9	-34	24	3	14	1	0	0	6	-26
40 LSR **	0	-1	10	10	0	0	4	0	0	1	1	0	25
41 Pointe-du-Lac **	0	1	13	6	1	2	2	0	0	0	0	0	24
42 St-Flavien **	0	0	3	-5	0	2	0	0	0	0	0	0	0
43 Échanges de gaz	0	1	1	4	3	3	9	7	0	5	12	4	47
44 <i>Sous-total retraits et échanges</i>	-23	-23	43	7	-32	30	17	22	2	5	13	10	71
45 TOTAL APPROVISIONNEMENT	-40	96	141	101	21	47	105	28	15	-2	-5	-22	485
INTERRUPTIONS													
46 Interruptions brutes estimées	0	0	-7	-2	5	0	0	0	0	0	0	0	-3
47 Dépannage, gaz d'appoint pour éviter une journée d'interruption et retrait interdit	0	0	9	8	2	0	0	0	0	0	0	0	18
48 INTERRUPTIONS NETTES ESTIMÉES	0	0	2	6	7	0	0	0	0	0	0	0	15

DÉFINITION DES RUBRIQUES**1 Demande**

- 2 L.1 à 4 *Continue* : Demande observée pour la clientèle au service continu, incluant la
3 demande des clients ayant leur propre service de transport, mais excluant la
4 demande du client desservi en biogaz par un réseau dédié et ce, par catégorie
5 tarifaire.
- 6 L.5 *Interruptible* : Demande observée pour la clientèle au service interruptible sous
7 contrat régulier.
- 8 L.6 *Client biogaz en réseau dédié* : Demande observée pour le client approvisionné en
9 biogaz par un réseau dédié.
- 10 L.7 *Gaz d'appoint concurrence* : Demande observée pour la clientèle au service
11 interruptible sous contrat de gaz d'appoint concurrence. La demande au service de
12 gaz d'appoint pour éviter une interruption est considérée en réduction des
13 interruptions brutes estimées (ligne 48).
- 14 L.9 *Gaz de la compagnie et autres compressions* : Somme des volumes de gaz naturel
15 utilisés par la compagnie dans ses installations incluant le gaz de compression
16 spécifique à ses installations.
- 17 L.10 *Gaz perdu* : Somme des volumes de gaz naturel considérés comme gaz perdu.
- 18 L.11 *Compression – transport* : Somme des volumes de gaz de compression requis pour
19 transporter le gaz sur les différents pipelines.
- 20 L.12 *Compression – entreposage* : Somme des volumes de gaz de compression requis
21 aux fins d'injection dans les sites d'entreposage.
- 22 L.13 *Écart de mesurage* : Somme des éléments suivants utilisés au cours de l'année
23 financière : l'augmentation du « linepack » du réseau de distribution, les écarts
24 positifs entre les nominations envoyées à TCPL et le mesurage des compteurs dans
25 le territoire d'Énergir ainsi que les écarts constatés en fonction du « Limited Balancing
26 Agreement - LBA ».

1 L.15 à 18 *Inventaires injections* : Volumes de gaz naturel injectés dans les sites d'entreposage.

2 L.19 *Échanges de gaz* : Quantités de gaz naturel livrées par Énergir pour les transactions
3 financières d'optimisation réalisées au cours de l'année financière et relatives aux
4 prêts d'espace, aux échanges entre périodes et géographiques ainsi qu'aux cessions
5 de FTSH avec échange pour les quantités utilisées par Énergir.

6 **Approvisionnement**

7 L.22 *FTLH Emp–Énergir– avant vente* : Capacités de transport FTLH détenues par Énergir
8 auprès de TCPL entre Empress et son territoire (Énergir EDA et Énergir NDA).

9 L.23 *Cessions d'optimisation* : Capacités de transport FTLH détenues par Énergir auprès
10 de TCPL entre Empress et son territoire et cédées à des tierces parties, de façon
11 permanente ou temporaire, à des fins purement financières. Ces cessions comportent
12 une clause spécifique où la tierce partie s'engage à remettre dans le territoire
13 d'Énergir les quantités livrées par elle à Empress.

14 L.24 *Transport par échange Emp – ENERGIR* : Capacités de transport entre Empress et
15 le territoire d'Énergir (ou Dawn en été) requises pour répondre aux besoins
16 opérationnels et contractées sur le marché secondaire sous forme d'échange
17 géographique.

18 L.25 *Transport fourni par les clients* : Capacités de transport fournies au cours de l'année
19 financière par les clients qui se sont retirés du service de transport d'Énergir.

20 L.26 *Gaz d'appoint* : Capacités de transport contractées par Énergir pour répondre à la
21 demande de gaz d'appoint concurrence et gaz d'appoint pour éviter une interruption
22 (GAI). Le transport contracté par les clients sous le GAI est inclus.

23 L.28 *Cession de transport/vente a priori* :

- 24 • *Cession de transport* : Excédents de capacité de transport FTLH effectivement
25 cédés ou vendus sur le marché secondaire au cours de l'année financière,
26 autres que les ventes de transport *a priori*. Le cas échéant, la partie transport
27 des ventes de fourniture est incluse.

- 1 • *Vente a priori*: Ventes de capacité de transport FTLH excédentaire aux
2 approvisionnements requis, soit le maximum entre la demande continue en
3 journée de pointe et le besoin pour répondre à la demande saisonnière en
4 hiver extrême.
- 5 L.29 *FTLH non utilisé*: Excédents de capacité de transport FTLH au cours de l'année
6 financière non optimisés.
- 7 L.30 *Réceptions en franchise*: Achats de fourniture de gaz naturel par Énergir directement
8 dans son territoire.
- 9 L.31 *Achats à Empress (GR)*: Achats de fourniture de gaz naturel par Énergir à Empress.
- 10 L.32 *Achats à Dawn (GR)*: Achats de fourniture de gaz naturel par Énergir à Dawn.
- 11 L.33 *Achats à Dawn (AD+PF)*: Achats de fourniture de gaz naturel effectués par les clients
12 en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété ou par les clients ayant
13 convenu d'une entente à prix fixe avec un fournisseur.
- 14 L.34 *Ventes de gaz à Dawn*: Ventes de fourniture de gaz naturel par Énergir à Dawn.
- 15 L.35 *Achats à Parkway (GR)*: Achats de fourniture de gaz naturel par Énergir à Parkway.
- 16 L.36 *Biogaz*: Approvisionnement fourni par un site d'enfouissement via un réseau dédié
17 relié directement au client.
- 18 L.37 *Écart de mesurage*: Somme des éléments suivants utilisés au cours de l'année
19 financière: l'utilisation du « linepack » du réseau de distribution, les écarts négatifs
20 entre les nominations envoyées à TCPL et le mesurage des compteurs dans le
21 territoire d'Énergir ainsi que les écarts constatés en fonction du « Load Balancing
22 Agreement - LBA ».
- 23 L.39 à 42 *Inventaires retraits*: Volumes de gaz naturel retirés des sites d'entreposage.
- 24 L.43 *Échanges de gaz*: Quantités de gaz naturel reçues par Énergir pour les transactions
25 financières d'optimisation réalisées au cours de l'année financière et relatives aux
26 prêts d'espace, aux échanges entre périodes et géographiques ainsi qu'aux
27 cessions de FTSH avec échange pour les quantités utilisées par Énergir.

- 1 L.46 *Interruptions brutes estimées*: Niveau des interruptions appliquées à l'année
2 financière.
- 3 L.47 *Dépannage, gaz d'appoint pour éviter une journée d'interruption et retrait interdit* :
4 Volumes de gaz naturel observés pour ces services.
- 5 L.48 *Interruptions nettes estimées*: Interruptions brutes estimées réduites des volumes de
6 dépannage, gaz d'appoint pour éviter une interruption et retrait interdit.