

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-4018-2017, Phase 2

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

CAUSE TARIFAIRE 2018-2019
D'ÉNERGIE

ÉNERGIR

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

-et-

L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

**LA PRÉVISION DE LA DEMANDE, LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET LA GESTION DES ACTIFS
DANS LE CADRE DE LA CAUSE TARIFAIRE 2018-2019 D'ÉNERGIR**

RAPPORT

Jacques Fontaine
Avec l'assistance de Jean-Claude Deslauriers
Consultants en énergie.

Préparé pour:
Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 16 juillet 2018

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

RECOMMANDATION NO. 2-1

LA QUALITÉ DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉNERGIR DANS SON PLAN D'APPROVISIONNEMENT POUR 2018-2022

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre acte de l'amélioration continue par Énergir, de la qualité de la prévision de sa demande dans ses plans d'approvisionnement, particulièrement en ce qui a trait à la consommation de ses clients à grands débits. Les résultats obtenus par Énergir pour prévoir, un an d'avance, la consommation durant sa journée de pointe annuelle sont également adéquats.

Nous recommandons donc à la Régie de l'énergie de retenir la prévision de la demande contenue au Plan d'approvisionnement d'Énergir, pour 2018-2022, au présent dossier.

RECOMMANDATION NO. 2-2**LES PRÉVISIONS DE CROISSANCE À LONG TERME DU PRIX DU GAZ NATUREL ET DU COÛT DU SPEDE**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Énergir à demeurer prudente quant à son enthousiasme, au Plan d'approvisionnement, pour le maintien à long terme de prix bas pour le gaz naturel et d'une croissance forte de sa demande à long terme. Les décisions de planification devraient refléter cette prudence que nous recommandons.

La prévision à long terme, d'une croissance de 3 % par an du prix du gaz, contenue au Rapport Dunsky, nous apparaît plus réaliste. Toutefois, ce Rapport exagère lui-même, peut-être un peu, la hausse fulgurante qu'elle anticipe à long terme du coût du SPEDE. Celui-ci anticipe une croissance très rapide en 2024 et 2025 du coût du SPEDE, lequel croîtrait alors de 65 % par année. Le coût du SPEDE frôlerait alors les 50 % de l'ensemble des coûts évités. Nous croyons que cette prévision d'une croissance du coût du SPEDE si élevée est déraisonnable. Elle présupposerait que rien n'aura été accompli d'ici 2024 pour protéger l'environnement de façon plus efficace (notamment par des économies d'énergie et de la transition énergétique amenant la décroissance des énergies plus polluantes telles que le mazout), ce qui apparaît en contradiction avec l'évolution des coûts de fourniture énoncée dans le même rapport, et qui présuppose une telle transition énergétique. Nous invitons respectueusement la Régie de l'énergie à requérir d'Énergir un scénario alternatif de l'évolution des coûts évités qui tiendrait compte, certes d'une croissance du coût du SPEDE, mais moins élevée que celle utilisée par le consultant Dunsky.

RECOMMANDATION NO. 2-3**LA MARGE EXCÉDENTAIRE DE CAPACITÉ DE TRANSPORT DE 4 % PROPOSÉE PAR ÉNERGIR (AU SEIN DE SA MARGE MAXIMALE POSSIBLE DE 10 %)**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter de « *tenir compte* », dans le Plan d'approvisionnement 2018-2022 d'Énergir, d'une marge excédentaire de capacité de transport de 4 % de sa capacité quotidienne, soit une marge excédentaire 660 10³m³ pour chacune des années 2019 à 2022.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver l'approche préconisée par Énergie à cet égard, soit de considérer le plus gros projet parmi ceux qui ont entre 25 % et 50 % de probabilité de réalisation. Cette approche nous semble raisonnable compte tenu des étapes à franchir pour qu'un projet se réalise (BAPE, entres autres). Cette marge assure une plus grande sécurité d'approvisionnement pour le réseau gazier et elle peut être revendue si elle ne s'avère pas requise.

RECOMMANDATION NO. 2-4**LE PROGRAMME D'APPROVISIONNEMENT GAZIER RESPONSABLE D'ÉNERGIR**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre acte et d'appuyer Énergir dans ses démarches en vue de mettre en place son « *programme d'approvisionnement gazier responsable* », et de prévoir un suivi de ces démarches dans la cause tarifaire 2019-2020.

RECOMMANDATION NO. 2-5**LES AUTORISATIONS D'INVESTISSEMENTS ET LEUR TRAITEMENT DANS LA BASE DE TARIFICATION**

Nous invitons la Régie à prendre acte de la **stabilité des investissements liés à la gestion des actifs** et du fait que les **catégories** employées sont plus précises.

Toutefois, nous recommandons à la Régie de l'énergie d'exiger d'Énergir un resserrement important à sa façon d'évaluer les coûts des projets d'immobilisation, ceci afin de remédier à la **sous-prévision systématique de leurs coûts, particulièrement les petits projets**.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter **l'intégration à la base de tarification de tous les coûts initiaux de configuration et de personnalisation du projet infonuagique CRM** (autorisé au dossier R-4014-2017) et leur **amortissement sur une période de 10 ans**, ce qui représente la durée de vie attendue de ce projet.

RECOMMANDATION NO. 2-6**LA RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT RÉSIDENTIEL**

Nous invitons la Régie à constater la rentabilité marquée du plan de développement résidentiel d'Énergir depuis la cause tarifaire 2015-2016.

RECOMMANDATION NO. 2-7**LE CASEP**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir l'allocation de 1M\$ pour le CASEP vu l'utilisation diligente qu'en fait Énergir.

RECOMMANDATION NO. 2-8**LE PROCESSUS DE CONSULTATION RÉGLEMENTAIRE**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'autoriser la poursuite du processus de consultation réglementaire d'Énergir, mais de ne pas le transformer en processus de négociation, en conservant plutôt son caractère informel. Les participants ne devraient pas être appelés à se commettre sur les propositions ainsi discutées.

TABLE DES MATIÈRES

1 - LE MANDAT	1
2 – LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2018-2022 D'ÉNERGIR.....	2
2.1 LA QUALITÉ DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉNERGIR POUR 2018-2022.....	2
2.1.1 La qualité de la prévision de la demande d'Énergir à l'horizon d'un an.....	2
2.1.2 La qualité de la prévision de la demande d'Énergir à l'horizon de deux ans.....	4
2.1.3 La qualité de la prévision de la demande d'Énergir à l'horizon de trois ans.....	5
2.1.4 La qualité de la prévision par Énergir de sa demande pour la journée de pointe annuelle.....	6
2.1.5 Conclusion quant à la qualité de la prévision de la demande d'Énergir, dans son Plan d'approvisionnement, pour 2018-2022.....	7
2.2 LES PRÉVISIONS DE CROISSANCE À LONG TERME DU PRIX DU GAZ NATUREL ET DU COÛT DU SPEDE	8
2.3 LA MARGE EXCÉDENTAIRE DE 4 % PROPOSÉE PAR ÉNERGIR (AU SEIN DE SA MARGE MAXIMALE POSSIBLE DE 10 %)	15
2.4 LE PROGRAMME D'APPROVISIONNEMENT GAZIER RESPONSABLE D'ÉNERGIR	18
2.5 L'APPROVISIONNEMENT ACCRU EN ENTREPOSAGE AUPRÈS D'INTRAGAZ À POINTE-DU-LAC.....	20
3 - LES AUTORISATIONS D'INVESTISSEMENTS ET LEUR TRAITEMENT DANS LA BASE DE TARIFICATION	23
3.1 LA STABILITÉ DES INVESTISSEMENTS	23
3.2 LA SOUS-PRÉVISION DES AJOUTS À LA BASE DE TARIFICATION	24
3.3 L'INTÉGRATION À LA BASE DE TARIFICATION DE TOUS LES COÛTS INITIAUX DE CONFIGURATION ET DE PERSONNALISATION DU PROJET INFONUAGIQUE ET LEUR AMORTISSEMENT SUR UNE PÉRIODE DE 10 ANS	26
3.4 CONCLUSION SUR LES AUTORISATIONS D'INVESTISSEMENTS ET LEUR TRAITEMENT DANS LA BASE DE TARIFICATION.....	28

4 - LA RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT RÉSIDENTIEL	29
5 - LE COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION DÉNERGIES PLUS POLLUANTES (CASEP).....	30
6 - BILAN DU PROJET PILOTE DU PROCESSUS DE CONSULTATION RÉGLEMENTAIRE.....	32
7..- CONCLUSION.....	34

1

LE MANDAT

Stratégies Énergétiques (S.É.) et l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* ont requis nos services afin de rédiger un rapport relatif à la prévision de la demande, au Plan d'approvisionnement et au suivi de la gestion des actifs d'Énergir (« *le Distributeur* ») dans le cadre de sa cause tarifaire 2018-2019 (dossier R-4018-2018, Phase 2, devant la Régie de l'énergie).

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et à l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* afin que celles-ci puissent le déposer comme faisant partie de leur preuve devant la Régie de l'énergie.

2

LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2018-2022 D'ÉNERGIR**2.1 LA QUALITÉ DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉNERGIR POUR 2018-2022**

Nous réexaminerons au présent chapitre les résultats des prévisions de la consommation en énergie annuelle de d'Énergir aux horizons de 1 à 3 ans pour établir si la qualité de cette prévision s'est améliorée avec les résultats réels de l'année 2016-2017. (Note : il est trop tôt pour examiner les écarts à un horizon de quatre ans car l'historique n'existe pas encore).

Puis nous procéderons au même exercice afin de vérifier la qualité des prévisions de la journée de pointe pour l'hiver qui suit.

2.1.1 La qualité de la prévision de la demande d'Énergir à l'horizon d'un an

Un aperçu du tableau suivant montre que la prévision, **un an d'avance**, de la demande des clients grands débits d'Énergir s'est grandement améliorée depuis les 5 dernières années, soit de 2012-2013 à 2016-2017. L'écart type de l'erreur de cette prévision à l'horizon d'un an passe en effet de 10,5 % sur tout l'historique depuis 1997-1998 alors qu'il n'est plus que de 0,8% pour les 5 dernières années.

L'écart type équivalent pour la prévision de la demande, un an d'avance, des clients de petits et moyens débits demeure, quant à lui, constant entre l'historique complet et la période des derniers cinq ans, continuant de se situer à environ 2,6 %.

Tableau 2.1
Résultats des ventes par rapport à la prévision de la demande à l'horizon d'un an ¹

	Ventes réelles service continu (R) en (000 000m ³)			Ventes prévues un an d'avance en service continu (P) en (000 000 m ³)			Écart (P - R) / P en %		
	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total			
1997-1998	2 051	2 583	4 634	1 961	2 568	4 529	4,6%	0,6%	2,3%
1998-1999	1 873	2 691	4 564	1 947	2 629	4 575	-3,8%	2,4%	-0,2%
1999-2000	1 838	2 824	4 662	1 828	2 779	4 607	0,6%	1,6%	1,2%
2000-2001	1 632	2 715	4 347	1 885	2 922	4 807	-13,4%	-7,1%	-9,6%
2001-2002	1 581	2 772	4 353	1 668	2 787	4 455	-5,2%	-0,5%	-2,3%
2002-2003	1 622	2 744	4 366	1 560	2 818	4 378	4,0%	-2,6%	-0,3%
2003-2004	1 706	2 811	4 516	1 646	2 844	4 490	3,6%	-1,2%	0,6%
2004-2005	1 682	2 814	4 496	1 905	2 911	4 816	-11,7%	-3,3%	-6,6%
2005-2006	1 602	2 878	4 480	1 975	2 977	4 953	-18,9%	-3,3%	-9,5%
2006-2007	2 435	2 872	5 307	2 314	2 922	5 236	5,2%	-1,7%	1,4%
2007-2008	1 783	2 851	4 634	2 332	2 859	5 191	-23,5%	-0,3%	-10,7%
2008-2009	1 324	2 788	4 112	1 652	2 801	4 453	-19,9%	-0,5%	-7,7%
2009-2010	1 464	2 741	4 205	1 298	2 748	4 046	12,8%	-0,3%	3,9%
2010-2011	1 505	2 745	4 251	1 392	2 708	4 100	8,1%	1,4%	3,7%
2011-2012	1 703	2 638	4 341	1 447	2 643	4 090	17,6%	-0,2%	6,1%
2012-2013	1 997	2 654	4 651	1 989	2 645	4 633	0,4%	0,4%	0,4%
2013-2014	2 313	2 736	5 048	2 320	2 612	4 932	-0,3%	4,7%	2,4%
2014-2015	2 539	2 721	5 260	2 575	2 718	5 293	-1,4%	0,1%	-0,6%
2015-2016	2 574	2 720	5 294	2 550	2 779	5 329	1,0%	-2,1%	-0,7%
2016-2017	2 701	2 828	5 530	2 684	2 711	5 394	0,6%	4,4%	2,5%
Écart-type 1997-1998 à 2015-2016	397	77	402	396	113	411	10,5%	2,6%	4,8%
Écart-type 2012-2013 à 2016-2017	248	77	515	248	59	528	0,8%	2,6%	3,8%

¹ **ÉNERGIR**, Dossier R-4024-2017, pièce B-0099, Énergir 17, document 1, pages 1 à 5. Les ventes réelles (R) sont en pages 4 et 5. Les ventes prévues un an d'avance sont en pages 1 à 3.

2.1.2 La qualité de la prévision de la demande d'Énergir à l'horizon de deux ans

La prévision, **deux ans d'avance**, de la consommation des clients d'Énergir à grands débits s'est également améliorée depuis les 4 dernières années, comme le montre le tableau suivant, comparant la qualité des 9 dernières prévisions :

Tableau 2.2

Résultats des ventes par rapport à la prévision de la demande à l'horizon de 2 ans

	Ventes réelles service continu en (000 000 m ³) ²			Ventes prévues 2 ans d'avance, service continu en (000 000 m ³)			Écart (P - R) / P en %		
	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total
2008-2009	1 324	2 788	4 112	2 314	2 871	5 185	-42,4%	-0,2%	-19,3%
2009-2010	1 464	2 741	4 205	2 300	2 794	5 094	-30,2%	-0,2%	-13,2%
2010-2011	1 505	2 745	4 251	2 098	2 746	4 844	8,6%	1,0%	3,6%
2011-2012	1 703	2 638	4 341	1 387	2 717	4 104	22,8%	-2,9%	5,8%
2012-2013	1 997	2 654	4 651	1 393	2 637	4 030	43,3%	0,7%	15,4%
2013-2014	2 313	2 736	5 048	2 106	2 626	4 731	9,8%	4,2%	6,7%
2014-2015	2 539	2 721	5 260	2 346	2 618	4 964	8,2%	3,9%	6,0%
2015-2016	2 574	2 720	5 294	2 719	2 736	5 454	-5,3%	-0,6%	-2,9%
2016-2017	2 701	2 828	5 530	2650	2 771	5 421	1,9%	2,1%	2,0%
Écart-type 2008-2009 à 2016-2017	504	56	459	4506	80	471	24,4%	2,1%	10,7%
Écart-type 2013-2014 à 2016-2017	140	45	171	246	67	306	6,0%	1,9%	3,8%
Références de la prévision 2 ans d'avance : R-3630-2007 B-15, GM-4-01, tableau 8, page 16, tableau 10, page 10 et tableau 11, page 20. R-3662-2008 B-13, GM-05-01, tableau 8, page 17, tableau 10, page 19 et tableau 11, page 21. R-3690-2009, B-0004, GM-04-01, Tableau 10, page et tableau 11, page 23 pages 9, page 1. R-3720-2010, B-0007, GM-04-01, Tableau 14, page 44. R-3752-2011, B-0351, GM-04-01, Tableau 14, page 44. R-3809-2012, B-0005, GM-01-01, Tableau 15, page 46. R-3837-2013, B-0016, GM -02-01, Tableau 16, page 52. R-3879-2014, B-0050, GM-07-01, Tableau 18, page 58. R-3970-2016, B-0010, GM-02-01, Tableau 19, page 70.									

² **ENERGIR**, Dossier R-4024-2017, pièce B-0099, Énergir 17, document 1, pages 4 et 5.

2.1.3 La qualité de la prévision de la demande d'Énergir à l'horizon de trois ans

À trois ans d'avance, la qualité de la prévision pour la consommation des clients de grands débits est moins impressionnante que celle à l'horizon de deux ans. Cependant l'écart entre la prévision et le réel des deux dernières prévisions de trois ans d'avance la consommation des clients de grands débits se situe désormais sous la barre des 10 %, ce qui constitue une nette amélioration par rapport aux écarts des prévisions antérieures de 3 ans d'avance.

Tableau 2.3

Résultats des ventes par rapport à la prévision de la demande à l'horizon de 3 ans

	Ventes réelles service 3 continu en (000 000 m ³)			Prévisions à 3 ans Ventes réelles service continu en (000 000 m ³)			Écarts (P - R) /P en %		
	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total
2009-2010	1 464	2 741	4 205	2 305	2 878	5 183	-41,9%	-1,8%	-20,8%
2010-2011	1 505	2 745	4 251	2 520	2 791	5 311	-35,1%	-0,4%	-16,3%
2011-2012	1 703	2 638	4 341	2 319	2 757	5 077	-26,6%	-4,3%	-14,5%
2012-2013	1 997	2 654	4 651	1 355	2 703	4 058	47,4%	-1,8%	14,6%
2013-2014	2 313	2 736	5 048	1 403	2 610	4 012	64,9%	4,8%	25,8%
2014-2015	2 539	2 721	5 260	2 147	2 630	4 777	18,3%	3,5%	10,1%
2015-2016	2 574	2 720	5 294	2 355	2 624	4 979	9,3%	3,7%	6,3%
2016-2017	2 701	2 828	5 530	2 918	2 730	5 648	-7,4%	3,6%	-2,1%
Écart type 2009-2010 à 2015-2016	437	40	441	441	93	490	36,3%	3,2%	15,6%
Références de la prévision 3 ans d'avance : R-3630-2007 B-15, GM-4-01, tableau 8, page 16, tableau 10, page 10 et tableau 11, page 20 R-3662-2008 B-13, GM-05-01, tableau 8, page 17, tableau 10, page 19 et tableau 11, page 21, R-3690-2009, B-0004, GM-04-01, Tableau 10, page et tableau 11, page 23 pages 9, page 1 R-3720-2010, B-0007, GM-04-01, Tableau 14, page 44 R-3752-2011, B-0351, GM-04-01, Tableau 14, page 44 R-3809-2012, B-0005, GM-01-01, Tableau 15, page 46 R-3837-2013, B-0006, GM-02-01, Tableau 16, page 52 R-3879-2014, B-0050, GM-07-01, Tableau 18, page 58 R-3837-2013, B-0016, GM -02-01, Tableau 16, page 52									

³ ÉNERGIR, Dossier R-3992-2016, pièce B-0085, Énergir 17, document 1, pages 4 et 5.

2.1.4 La qualité de la prévision par Énergir de sa demande pour la journée de pointe annuelle

Nous avons vérifié que les résultats obtenus par Énergir pour prévoir, un an d'avance, sa journée de pointe annuelle sont adéquats. Tel qu'il ressort du tableau suivant, la moyenne des écarts absolus est en effet seulement de 3,3 % (999 / 29951).

Tableau 2.4

Comparaison entre le réel (estimé) et la prévision de la journée de pointe à l'horizon d'un an ⁴

	Journée de pointe prévue à 44 DJ	Journée de pointe estimée à 44 DJ	Écart prévu moins estimé	Écart prévu moins estimé
	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	% sur prévue
	A	B	A-B	(A-B)/A
Base de référence 18°C				
2003	28 089	28 593	-504	-1,8%
2004	28 309	29 799	-1 490	-5,3%
2005	30 279	29 953	327	1,1%
2006 ajustée	30 524	29 233	1 292	4,2%
2007	31 457	32 725	-1 268	-4,0%
2008 ajustée	27 927	28 685	-758	-2,7%
2009	28 970	27 618	1 353	4,7%
2010	27 160	27 368	-207	-0,8%
Autres méthodes *				
2011	27 628	28 598	-970	-3,5%
2012	27 489	28 209	-720	-2,6%
2013	29 077	30 501	-1 424	-4,9%
2014	31 521	32 628	-1 107	-3,5%
2015	33 340	33 399	-59	-0,2%
2016	34 263	31 756	2 507	7,3%
2017	33 231	32 132	1 099	3,3%
Écart type	2269	1928	1162	3,8%
Moyenne	29 951	30 080		
% de l'écart-type	7,6%	6,4%		
*Éléments tels que: Base (10³m³/jour), DJ t (10³m³/DJ), DJ t-1 (10³m³/DJ), DJ x V (10³m³/DJxkm/h)				

⁴ ÉNERGIR, Dossier R-4018-2017, pièce B-0202, GM H, document 1, Annexe 14, pages 2 et 3.

2.1.5 Conclusion quant à la qualité de la prévision de la demande d'Énergir, dans son Plan d'approvisionnement, pour 2018-2022

Nous concluons de l'examen qui précède que la qualité de la prévision de la demande d'Énergir, dans ses plans d'approvisionnement, est en amélioration continue, particulièrement en ce qui a trait à la consommation de ses clients à grands débits. Les résultats obtenus par Énergir pour prévoir, un an d'avance, la consommation durant sa journée de pointe annuelle sont également adéquats.

Nous recommandons donc à la Régie de l'énergie de retenir la prévision de la demande contenue au Plan d'approvisionnement d'Énergir, pour 2018-2022, au présent dossier.

RECOMMANDATION NO. 2-1

LA QUALITÉ DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉNERGIR DANS SON PLAN D'APPROVISIONNEMENT POUR 2018-2022

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre acte de l'amélioration continue par Énergir, de la qualité de la prévision de sa demande dans ses plans d'approvisionnement, particulièrement en ce qui a trait à la consommation de ses clients à grands débits. Les résultats obtenus par Énergir pour prévoir, un an d'avance, la consommation durant sa journée de pointe annuelle sont également adéquats.

Nous recommandons donc à la Régie de l'énergie de retenir la prévision de la demande contenue au Plan d'approvisionnement d'Énergir, pour 2018-2022, au présent dossier.

2.2 LES PRÉVISIONS DE CROISSANCE À LONG TERME DU PRIX DU GAZ NATUREL ET DU COÛT DU SPEDE

Énergir présente une preuve contradictoire quant aux perspectives de croissance à long terme des prix du gaz naturel. Dans son Plan d'approvisionnement, elle anticipe un maintien à long terme des bas prix de fourniture du gaz naturel. À l'inverse, dans son analyse des coûts évités, elle anticipe une hausse supérieure à l'inflation (soit une hausse de quelques 3 % des prix du gaz naturel) au-delà de 2022.

Énergir soutient en effet, dans son Plan d'approvisionnement, que la perspective de l'équilibre offre/demande aux États-Unis devrait maintenir les prix à un niveau relativement bas :

*Au cours des prochaines années, la croissance de la production aux États-Unis dépassera la croissance de la consommation domestique. L'augmentation de la production servira principalement à approvisionner les exportations du gaz naturel gazeux et liquéfié. Les États-Unis sont devenus un exportateur net de gaz naturel pour la première fois en 2017, les exportations nettes ayant atteint une moyenne annuelle de 0,4 Bcf/j. **Cette tendance se poursuivra au cours des prochaines années.***⁵

Selon Énergir :

La forte croissance de la production de gaz naturel attendue au cours des prochaines années n'est pas propice à une augmentation des prix.⁶

Nous croyons que le présent Plan d'approvisionnement d'Énergir aurait dû apporter quelques nuances. Dans leur demande d'intervention au présent dossier, SE-AQLPA avaient déjà mises en doute ces affirmations d'Énergir sur le maintien à long terme des prix du gaz à un niveau bas :

*Le Plan d'approvisionnement 2019-2022 d'Énergir semble un peu trop optimiste quant aux perspectives de moyen et de long terme de maintien des prix du gaz à un niveau bas, ce qui selon elle permettrait de compenser partiellement la baisse de consommation unitaire résultant de mesures en efficacité énergétique. Il nous semble que le Plan devrait être plus nuancé quant à ces perspectives, surtout qu'elles fondent en partie l'établissement du besoin de la marge excédentaire vue ci-après.*⁷

⁵ **ENERGIR**, dossier R-4018-2018 phase 2, [Pièce B-0218, GM-H, Document-1](#), page 16, lignes 6-11. Souligné en caractères gras par nous.

⁶ **ENERGIR**, dossier R-4018-2018 phase 2, [Pièce B-0218, GM-H, Document-1](#), page 30, lignes 2-3. Souligné en caractères gras par nous.

⁷ **SE-AQLPA**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce C-SÉ-AQLPA-0010, page 3.

La politique des États-Unis demeure en effet volatile. Il nous semble inappropriée qu'Énergir planifie à long terme ses besoins en fonction du postulat que la politique des États-Unis ne changera pas.

Les impacts environnementaux de la fracturation hydraulique (qualité de l'eau, émissions fugitives de méthane, augmentation directe et indirecte des émissions de gaz à effet de serre, impacts sismiques, impacts sociaux et environnementaux sur la qualité des milieux où l'extraction est pratiquée) continuent de faire partie de l'actualité, de sorte qu'il est inapproprié qu'Énergir planifie que même à long terme la régulation de cette fracturation ou des émissions atmosphériques ne deviendront pas plus restrictives. À l'inverse, il est également inapproprié de prévoir à long terme que la demande gazière aux États-Unis ne croîtra pas davantage, si les sources énergétiques plus polluantes sont davantage remplacées par le gaz naturel, cette tendance étant déjà très présente. En effet, comme le souligne l'EIA dans son dernier bulletin hebdomadaire (*Natural Gas Weekly Update*, June 28, 2018) à ce sujet:

The volume of natural gas used for electricity generation (power burn) during the first half of the year increased by 2.2 Bcf/d (9%) from 2017 to 2018. Power burn is also related to temperature, as hot weather increases electricity consumption for air conditioning. However, 2018's higher power burn was not a result of hotter temperatures; the number of population-weighted cooling degree days (CDD) in the first half of 2018 was similar to the first half of 2017. Instead, the increased power burn may have resulted from the increased buildout of natural gas-fired power plants, continued coal-to-gas switching, and the use of electric heating during the cold weather⁸

L'offre de gaz naturel disponible au Québec pourrait donc s'avérer moins élevée que ne le laisse entendre la projection enthousiaste d'Énergir. Le Rapport Dunsky, sur les coûts évités, déposé au présent dossier (pièce B-0048) indique que plusieurs prévisionnistes anticipent, au-delà de 2022, une hausse annuelle de 3 % ou plus du prix du gaz, ce qui serait nettement supérieur à l'inflation :

Tableau 2.5

Projection de prix du service de fourniture de gaz naturel au-delà de 2022⁹

Hausse annuelle prévue pour le prix de fourniture du gaz naturel	Banque mondiale Henry Hub (É.U.)	Deloitte Dawn (Ont.)	EIA Prix moyen (É.U.)
Taux de croissance annuel moyen (2022 à 2038)	3,80%	3,00%	2,90%

⁸ **US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION**, *Natural Gas Weekly Update*, June 28, 2018 <https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/> .

⁹ **ENERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B0048, GM-J, Document 4, Tableau-7, page 16.

Malgré cette hausse importante prévue de son coût, puisque le gaz naturel est moins polluant, il faut s'attendre à ce que le transfert des sources d'énergie vers le gaz naturel se poursuive partout en Amérique, à l'exception toutefois du Québec où une pression s'exerce en faveur du transfert vers l'électricité compte tenu notamment de ses surplus actuels et de la politique gouvernementale qui a longtemps favorisé l'accroissement la production électrique renouvelable (éolienne notamment) et continue de promouvoir la transition énergétique.

Nous recommandons donc à la Régie de l'énergie d'inviter Énergir à demeurer prudente quant à son enthousiasme pour le maintien à long terme de prix bas pour le gaz naturel et d'une croissance forte de sa demande à long terme. Les décisions de planification devraient refléter cette prudence que nous recommandons.

* * *

Ceci étant dit, nous mettons toutefois en doute un autre aspect du rapport Dunsky sur les coûts évités, soit son anticipation d'une hausse fulgurante du coût du SPEDE à long terme.

Le tableau suivant nous montre en effet que les coûts évités croîtraient de 6,1 % par année pour les charges de base et de 5,1 % par année pour les charges de chauffage sur la période 2019 à 2038. Ces taux dépassent nettement l'inflation, fixée à 2 %. Le premier poste visé est le coût de fourniture qui croît à 2,7 % (3 % par an à partir de 2022), taux de croissance qui, tel que vu plus haut, nous apparaît réaliste et conforme aux projections des prévisionnistes. (Le gaz perdu montrerait aussi une croissance élevée en pourcentage, mais il s'agit là d'une composante mineure du coût évité total, n'en représentant que 0,75%).¹⁰ Le seul autre poste qui dépasse et nettement l'inflation est le coût du SPEDE. Nous l'examinerons ci-après.

¹⁰ **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0048, GM-J, Document 4, Tableaux 10 et 11, pages 24 et 25.

Tableau 2.6 Taux de croissance des éléments du coût évité selon le consultant Dunsky ¹¹

	Taux de croissance annuel				
	2019 à 2023	2023 à 2028	2029 à 2033	2033 à 2038	2019 à 2038
Base					
Fourniture (F)	1,6%	3,0%	3,0%	3,0%	2,7%
Transport (T)	0,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,6%
Rendement sur fonds de roulement	1,9%	2,8%	3,0%	2,6%	2,6%
Gaz perdu	2,7%	8,4%	4,4%	4,3%	5,2%
Renforcement du réseau de distribution	1,7%	2,0%	1,9%	2,0%	1,9%
Redevance à la Régie du bâtiment	0,0%	3,7%	0,0%	3,1%	1,8%
Redevance à la Régie de l'énergie					
Quote-part payable à TEQ	0,0%	1,9%	2,0%	1,5%	1,8%
SPEDE	6,5%	30,3%	7,1%	7,0%	12,7%
TOTAL	2,3%	11,4%	2,1%	1,8%	6,1%
Chauffage					
Fourniture (F)	1,6%	3,0%	3,0%	3,0%	2,7%
Transport (T)	0,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,6%
Équilibrage	1,6%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%
Rendement sur fonds de roulement	1,9%	2,8%	3,0%	2,6%	2,6%
Gaz perdu	2,7%	8,4%	4,4%	4,3%	5,2%
Renforcement du réseau de distribution	1,7%	2,0%	1,9%	2,0%	1,9%
Redevance à la Régie du bâtiment	0,0%	3,7%	0,0%	3,1%	1,8%
Redevance à la Régie de l'énergie					
Quote-part payable à TEQ	0,0%	1,9%	2,0%	1,5%	1,8%
SPEDE	6,5%	30,3%	7,1%	7,0%	12,7%
TOTAL	2,1%	8,9%	4,4%	4,5%	5,1%

¹¹ **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0048, GM-J, Document 4, Tableaux 10 et 11, pages 24 et 25.

Le tableau suivant montre une croissance très rapide en 2024 et 2025 prévue par le consultant Dunsky du coût du SPEDE, lequel croîtrait alors de 65 % par année. Le coût du SPEDE frôlera alors les 50 % de l'ensemble des coûts évités.

Tableau 2.7 Taux de croissance du coût du SPEDE selon le consultant Dunsky

	SPEDE					
	Base			Chauffage		
	(ϕ/m^3)	% de croissance	% du total des coûts évités	(ϕ/m^3)	% de croissance	% du total des coûts évités
2019	3,87		18,4%	3,87		12,9%
2020	4,11	6,2%	19,2%	4,11	6,2%	13,4%
2021	4,37	6,3%	20,2%	4,37	6,3%	14,1%
2022	4,65	6,4%	20,9%	4,65	6,4%	14,7%
2023	4,97	6,9%	21,6%	4,97	6,9%	15,2%
2024	8,40	69,0%	31,1%	8,40	69,0%	22,8%
2025	13,47	60,4%	41,3%	13,47	60,4%	31,6%
2026	15,88	17,9%	44,7%	15,88	17,9%	34,7%
2027	17,14	7,9%	45,9%	17,14	7,9%	35,8%
2028	18,70	9,1%	47,4%	18,70	9,1%	37,3%
2029	20,21	8,1%	48,6%	20,21	8,1%	38,5%
2030	21,73	7,5%	49,7%	21,73	7,5%	39,6%
2031	23,26	7,0%	50,8%	23,26	7,0%	40,7%
2032	24,88	7,0%	51,8%	24,88	7,0%	41,7%
2033	26,62	7,0%	52,8%	26,62	7,0%	42,8%
2034	28,49	7,0%	53,8%	28,49	7,0%	43,8%
2035	30,48	7,0%	54,8%	30,48	7,0%	44,9%
2036	32,62	7,0%	55,8%	32,62	7,0%	45,9%
2037	34,90	7,0%	56,7%	34,90	7,0%	47,0%
2038	37,34	7,0%	57,7%	37,34	7,0%	48,0%

Nous avons interrogé Énergir sur cette croissance considérable :

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT S.É.-AQLPA-1-16

Référence : ÉNERGIR, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0048, GM-J, document 4, Tableau 10, page 24.

Demande(s)

a) Selon le tableau 10, le coût du SPEDE dépasse le coût de fourniture en 2025. Est-ce réaliste ?

Réponse de Dunsky Expertise en énergie :

Comme mentionné dans notre rapport, les projections pour le coût des droits d'émissions du SPEDE utilisées dans le rapport sur les coûts évités proviennent d'une étude réalisée pour Énergir par la firme CaliforniaCarbon.info.

Le coût du SPEDE dépasse en effet le coût de fourniture à partir de 2025. Selon la firme CaliforniaCarbon.info, il est prévu que le coût de la tonne de CO₂ augmente de façon importante à partir de 2024, en réponse à l'épuisement du surplus de droits d'émission actuellement constaté dans le marché. Dunsky s'appuie sur l'expertise de CaliforniaCarbon.info quant au caractère réaliste des prévisions.¹²

Nous croyons que cette prévision d'une croissance du coût du SPEDE si élevée est déraisonnable. Elle présupposerait que rien n'aura été accompli d'ici 2024 pour protéger l'environnement de façon plus efficace (notamment par des économies d'énergie et de la transition énergétique amenant la décroissance des énergies plus polluantes telles que le mazout), ce qui apparaît en contradiction avec l'évolution des coûts de fourniture énoncée dans le même rapport, et qui présuppose une telle transition énergétique. Nous invitons respectueusement la Régie de l'énergie à requérir d'Énergir un scénario alternatif de l'évolution des coûts évités qui tiendrait compte, certes d'une croissance du coût du SPEDE, mais moins élevée que celle utilisée par le consultant Dunsky.

¹² **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0168, GM-T, Document 7, réponse numéro 1.16a) à la demande de renseignements numéro 1 de SÉ-AQLPA, page 16.

RECOMMANDATION NO. 2-2**LES PRÉVISIONS DE CROISSANCE À LONG TERME DU PRIX DU GAZ NATUREL ET DU COÛT DU SPEDE**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Énergir à demeurer prudente quant à son enthousiasme, au Plan d'approvisionnement, pour le maintien à long terme de prix bas pour le gaz naturel et d'une croissance forte de sa demande à long terme. Les décisions de planification devraient refléter cette prudence que nous recommandons.

La prévision à long terme, d'une croissance de 3 % par an du prix du gaz, contenue au Rapport Dunsky, nous apparaît plus réaliste. Toutefois, ce Rapport exagère lui-même, peut-être un peu, la hausse fulgurante qu'elle anticipe à long terme du coût du SPEDE. Celui-ci anticipe une croissance très rapide en 2024 et 2025 du coût du SPEDE, lequel croîtrait alors de 65 % par année. Le coût du SPEDE frôlerait alors les 50 % de l'ensemble des coûts évités. Nous croyons que cette prévision d'une croissance du coût du SPEDE si élevée est déraisonnable. Elle présupposerait que rien n'aura été accompli d'ici 2024 pour protéger l'environnement de façon plus efficace (notamment par des économies d'énergie et de la transition énergétique amenant la décroissance des énergies plus polluantes telles que le mazout), ce qui apparaît en contradiction avec l'évolution des coûts de fourniture énoncée dans le même rapport, et qui présuppose une telle transition énergétique. Nous invitons respectueusement la Régie de l'énergie à requérir d'Énergir un scénario alternatif de l'évolution des coûts évités qui tiendrait compte, certes d'une croissance du coût du SPEDE, mais moins élevée que celle utilisée par le consultant Dunsky.

2.3 LA MARGE EXCÉDENTAIRE DE 4 % PROPOSÉE PAR ÉNERGIR (AU SEIN DE SA MARGE MAXIMALE POSSIBLE DE 10 %)

Nous avons examiné la méthode qu'Énergir propose pour se prévaloir de la possibilité que la Loi lui offre de demander à la Régie de « tenir compte » d'une marge de capacité excédentaire de transport dans son plan d'approvisionnement :

*L'article 72(1)(3°)a de la Loi sur la Régie de l'énergie prévoit qu'une marge excédentaire de capacité de transport pouvant représenter jusqu'à 10 % des livraisons annuelles d'Énergir, peut être autorisée aux fins de favoriser le développement d'activités industrielles (ci-après « Marge excédentaire »). En fonction des livraisons totales projetées pour l'année 2018-2019 de 5 992,5 10⁶m³₁₇, la marge excédentaire de 10 % représenterait alors 1 6420³m³/jour (=5 992,5/365 x 10 %). **Comme mentionné à la pièce présentant la marge excédentaire en transport, pour les années 2018-2019 et 2019-2020, Énergir ne planifie pas, pour l'instant, l'ajout de capacité de transport a priori pour répondre à la marge excédentaire autorisée.**¹³*

L'évaluation de la Marge excédentaire se base sur les projets ayant une probabilité de réalisation inférieure à 50%. En effet, Énergir considère pour son évaluation de besoin de Marge excédentaire l'ensemble des projets dont la probabilité de réalisation se situe de 25 % à 50 %, puisque ceux-ci ne sont pas inclus au scénario de base de la prévision de la demande.

Bien que la Marge excédentaire ne soit pas liée à un projet particulier, Énergir croit qu'il est judicieux de se baser sur des cas de projets réels pour définir une marge qui saura répondre au besoin du type de projets qui sont en évaluation.

*Finalement, considérant l'ensemble des étapes qu'un projet industriel d'envergure doit franchir avant que son implantation se concrétise, Énergir est d'avis que dans le contexte actuel, la probabilité qu'une multitude de projets se réalise au cours d'une même année est plutôt faible. Il apparaît donc plus adéquat de ne considérer que la capacité de transport requise par le plus important projet de la liste, en termes de capacité quotidienne requise, sans toutefois que la Marge excédentaire découlant de cette analyse ne soit spécifiquement associée au projet.*¹⁴

¹³ **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0202, GM H, Document 1, page 66, lignes 20 à 24 et page 67, lignes 1 à 3. Souligné en caractère gras par nous.

¹⁴ **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0037, GM-H, Document 2, page 5, lignes 8 à 20.

Nous nous sommes demandé si le fait de ne retenir que le plus gros projet de ceux qui ont entre 25% et 50% de probabilité de se réaliser était adéquat. Puis nous avons tenu compte des étapes qu'un projet industriel doit franchir, entres autres le BAPE. Nous avons interrogé Énergir à ce sujet :

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT S.É.-AQLPA-1-22

Référence : ÉNERGIR, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0037, GM-H, document 2, page 3, lignes 23 à 25 et page 4, lignes 1 et 2 :

L'évaluation considère le niveau de progression du financement du projet, le suivi de l'obtention des permis, du processus du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), le cas échéant, et tout autre élément de contexte permettant de porter un jugement éclairé sur la probabilité de réalisation de tels projets.

Demande(s)

a) Quel est, selon vous la proportion des projets gaziers des clients qui sont soumis au BAPE ?

Réponse :

Selon l'expérience d'Énergir, les implantations industrielles d'envergure (ayant un volume de plus de 300 000 m³/jour) sont généralement soumises à une procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement du Québec.¹⁵

Cette affirmation d'Énergir nous conforte. De plus, l'analyse actuelle révèle que :

Dans le cadre du présent dossier et suite à l'analyse, un seul projet d'envergure fait l'objet d'une probabilité de réalisation se situant de 25 à 50 %.

Ce projet de type industriel est dans le secteur de la métallurgie et requiert des capacités de transport de l'ordre de 25 000 GJ/j.¹⁶

Le tableau suivant résume l'approche retenue, nous constatons que finalement la marge excédentaire sera de l'ordre de 4% (660 10³m³, soit 25 000 GJ/jour).

¹⁵ **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0168, GM-T, Document 7, Réponses numéro 22a) à la demande renseignements numéro de SÉ-AQLPA, page 23.

¹⁶ **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0037, GM-H, Document 2, page 5, lignes 25 à 28. Souligné en caractère gras par nous.

Il faut rappeler qu'une telle marge peut aussi servir advenant des températures très froides ou une vigueur économique imprévue. En outre, le Distributeur nous rappelle que des outils de transport qui ne seraient pas requis peuvent être revendus sur le marché secondaire.

Tableau 2.8

Marge excédentaire de 4% proposée par Énergir ¹⁷

	2019	2020	2021	2022
Valeur quotidienne (10 ³ m ³)	16 418	16 360	16 240	16 196
Marge excédentaire maximale de 10% (10 ³ m ³)	1 642	1 636	1 624	1 620
Besoin en marge excédentaire/jour(10 ³ m ³)	660	660	660	660
Besoin en marge excédentaire/jour (% de la valeur quotidienne)	4,02%	4,03%	4,06%	4,07%

RECOMMANDATION NO. 2-3**LA MARGE EXCÉDENTAIRE DE CAPACITÉ DE TRANSPORT DE 4 % PROPOSÉE PAR ÉNERGIR (AU SEIN DE SA MARGE MAXIMALE POSSIBLE DE 10 %)**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter de « *tenir compte* », dans le Plan d'approvisionnement 2018-2022 d'Énergir, d'une marge excédentaire de capacité de transport de 4 % de sa capacité quotidienne, soit une marge excédentaire 660 10³m³ (soit 25 000 GJ/jour) pour chacune des années 2019 à 2022.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver l'approche préconisée par Énergie à cet égard, soit de considérer le plus gros projet parmi ceux qui ont entre 25 % et 50 % de probabilité de réalisation. Cette approche nous semble raisonnable compte tenu des étapes à franchir pour qu'un projet se réalise (BAPE, entres autres). Cette marge assure une plus grande sécurité d'approvisionnement pour le réseau gazier et elle peut être revendue si elle ne s'avère pas requise.

¹⁷ **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0037, GM-H, Document 2, tableau, page 6.

2.4 LE PROGRAMME D'APPROVISIONNEMENT GAZIER RESPONSABLE D'ÉNERGIR

Énergir nous annonce qu'elle pratiquera dorénavant un « *programme d'approvisionnement gazier responsable* ».

Cette notion touchera les règles de gouvernance, les émissions de méthane, l'utilisation de l'eau ou des mesures d'atténuation sur le milieu environnant.

Tel qu'Énergir le spécifie

Par ailleurs, Énergir élabore présentement un programme d'approvisionnement gazier responsable. Celui-ci vise à s'approvisionner auprès de producteurs, directement ou par l'intermédiaire de fournisseurs, dont les pratiques de production respectent certains principes de développement durable. On peut nommer parmi ces pratiques les règles de gouvernance, les émissions de méthane, l'utilisation de l'eau ou les mesures d'atténuation sur le milieu environnant. Les pratiques sous analyse et leur évaluation ont été discutées avec certaines parties prenantes, notamment du milieu environnemental. Les consultations des parties prenantes se poursuivront d'ailleurs au fil du temps afin de s'assurer qu'Énergir ait pu bénéficier de l'ensemble des points de vue. À l'heure actuelle, Énergir travaille à mettre sur pied un projet pilote afin de déterminer la meilleure façon d'évaluer ces pratiques. Ultimement, Énergir désirerait s'approvisionner en gaz naturel auprès de ces producteurs. Cette décision dépendra de l'offre disponible dans le marché et du prix exigé pour ce type de gaz produit dans le respect des principes de développement durable.¹⁸

Nous félicitons Énergir pour sa nouvelle approche. Celle-ci sera bénéfique non seulement pour des motifs environnementaux et sociaux, mais également aidera à l'image du gaz naturel et donc au maintien ou à la croissance des ventes d'Énergir.

Cette approche est susceptible, selon nous de réduire, voire de proscrire, les approvisionnements d'Énergir en gaz de schiste pour de nombreux motifs (qualité de l'eau, émissions fugitives de méthane, augmentation directe et indirecte des émissions de gaz à effet de serre, impacts sismiques, impacts sociaux et environnementaux sur la qualité des milieux où l'extraction est pratiquée). Énergir exprimait à juste titre depuis plusieurs années son scepticisme quant à d'éventuels approvisionnements en gaz de schiste.

À l'inverse, Énergir a déjà entrepris des démarches, vues dans plusieurs autres dossiers, en vue d'accroître son approvisionnement en biométhane (gaz naturel renouvelable).

¹⁸ **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0202, GM H, Document 1, page 69, lignes 7 à 19.

RECOMMANDATION NO. 2-4

LE PROGRAMME D'APPROVISIONNEMENT GAZIER RESPONSABLE D'ÉNERGIR

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre acte et d'appuyer Énergir dans ses démarches en vue de mettre en place son « *programme d'approvisionnement gazier responsable* », et de prévoir un suivi de ces démarches dans la cause tarifaire 2019-2020.

2.5 L'APPROVISIONNEMENT ACCRU EN ENTREPOSAGE AUPRÈS D'INTRAGAZ À POINTE-DU-LAC

À partir de l'année 2019-2020, Énergir prévoit s'approvisionner quant à une nouvelle capacité d'entreposage à Pointe-du-Lac qui sera rendue disponible par un projet d'investissement d'Intragaz si celui-ci est autorisé par la Régie au dossier en cours R-4034-2018.

Voici l'impact de ce projet sur les déficits d'approvisionnement en transport d'Énergir sur l'horizon du plan :

Tableau 2.9
Impact du projet d'Intragaz sur les déficits d'approvisionnement en transport prévus d'Énergir sur l'horizon du plan (TJ/jour)¹⁹

Année	Déficit d'approvisionnement en transport sans projet Intragaz / avec besoin de marge excédentaire (25 000 GJ/jour)	Déficit d'approvisionnement avec Projet Intragaz (2020-2022) avec besoin de marge excédentaire (25 000 GJ/jour)	Déficit d'approvisionnement avec Projet Intragaz / sans besoin de marge excédentaire	Projet Intragaz
2018-2019	-18,65	-18,65	-18,65	0,00
2019-2020	-24,13	-8,83	-8,83	15,30
2020-2021	-10,33	4,98	29,98	15,31
2021-2022	-5,54	9,76	34,76	15,30

Ce nouveau projet ajoute près de 14 millions de m³ de capacité d'entreposage à Pointe-du-Lac et il augmente de 400 000 m³ la capacité quotidienne de retrait à ce site.

¹⁹ **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0202, GM H, Document 1, tableau 25, page 80.

Tableau 2.10

Caractéristiques du projet et impact global sur les outils d'approvisionnements en entreposage ²⁰

	Avant	Après	Variation
	(a)	(b)	(c=b-a)
1 Capacité d'entreposage (volume utile), m ³	22 700 000	36 600 000	13 900 000
2 Capacité maximale de retrait, m ³ /jour	1 200 000	1 600 000	400 000
3 Capacité maximale d'injection, m ³ /jour	2 400 000	2 400 000	0
4 Coût annuel selon tarifs, M\$	4,4	5,8	1,4

Énergir considère que ce projet rend son Plan d'approvisionnement plus rentable comme le démontre le tableau suivant :

Tableau 2.11

Coûts d'approvisionnements totaux (000 \$) ²¹

	Années		
	2019-2020	2020-2021	2021-2022
1 Plan sans Projet PDL	1 029 816	1 018 363	1 026 995
2 Plan avec Projet PDL	1 026 645	1 016 858	1 025 369
3 Variation (=I.2 - I.1)	-3 171	-1 505	-1 626

²⁰ **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0202, GM H, Document 1, Annexe 15, page 2.

²¹ **ÉNERGIR**, Dossier R-4034-2018, Phase 2, Pièce C-Énergir-0005, Énergir 1, Document 1, Tableau 2, page 7

Nous sommes en accord avec la proposition d'Énergir d'inclure cet accroissement de capacité d'entreposage d'Intragaz dans son présent Plan d'approvisionnement 2018-2022, d'autant plus que cette augmentation de capacité d'entreposage est située en franchise, ce qui augmente la sécurité d'alimentation du réseau comme le démontre le tableau suivant :

Tableau 2.12
Comparaison des moyens d'entreposage²²

	Réduction des outils de transport	Sécurité d'approvisionnement	Flexibilité opérationnelle	Protection contre la fluctuation des prix
Dawn	Non	Non	Oui	Oui
LSR	Oui	Oui	Retrait	Oui
Pointe-du-Lac	Oui	Oui	Partiel	Oui
Saint-Flavien	Oui	Oui	Non	Oui

Nous constatons, du tableau 2.12 ci-dessus et du tableau 2.9 plus haut, qu'en plus d'augmenter la sécurité d'approvisionnement, l'augmentation de la capacité à Pointe-du-Lac diminue les besoins d'outils de transport.

Parce que le projet d'augmentation de la capacité d'entreposage à Pointe-du-Lac est économique par rapport à l'hypothèse de plan sans ce projet et qu'il diminue les besoins d'acquisition d'outils de transport tout en augmentant la sécurité d'approvisionnement du réseau, nous l'appuyons.

RECOMMANDATION NO. 2-5

L'APPROVISIONNEMENT ACCRU EN ENTREPOSAGE AUPRÈS D'INTRAGAZ À POINTE-DU-LAC

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter que soit inclus au Plan d'approvisionnement 2018-2020 d'Énergir l'accroissement de la capacité d'entreposage d'Intragaz à Pointe-du-Lac (en cours d'examen dans un autre dossier), parce qu'il est économique par rapport à l'hypothèse de plan sans ce projet et qu'il diminue les besoins d'acquisition d'outils de transport tout en augmentant la sécurité d'approvisionnement du réseau.

²² **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0141, GM-H, Document 6, Tableau 1, page 10.

3

LES AUTORISATIONS D'INVESTISSEMENTS ET LEUR TRAITEMENT DANS LA BASE DE
TARIFICATION

3.1 LA STABILITÉ DES INVESTISSEMENTS

Nous nous interrogeons, lors de dossiers antérieurs, sur la stabilité des investissements liés à la gestion des actifs.

Le récapitulatif déposé au présent dossier par Énergir indique une telle stabilité. De plus, les catégories employées sont plus précises :

Tableau 3.1
Plan pluriannuel des investissements ²³

Catégorie d'investissements	2018	2019	2020	2021	2022	Total
	2019	2020	2021	2022	2023	
	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
Risques	10,8	12,0	14,2	14,4	14,6	66,0
Respect des exigences	12,6	14,9	15,1	16,8	17,1	76,5
Enjeux clients – capacité hydraulique	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5	2,1
Amélioration des actifs	21,0	25,2	25,6	25,9	26,3	124,0
Renforcement du réseau de transmission	2,8	11,5	0,0	6,7	1,7	22,7
TOTAL	47,3	64,1	55,4	64,3	60,3	291,4
Investissements en développement de réseau	81,2	75,6	55,4	71,0	62,0	345,2
Total	128,5	139,8	110,8	135,3	122,2	636,6

²³ **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Pièce B-0069, GM-K, Document 1, Tableau 7, page 18.

3.2 LA SOUS-PRÉVISION DES AJOUTS À LA BASE DE TARIFICATION

Dans leur demande d'intervention SE-AQLPA évoquaient la sous-prévision fréquente des ajouts la base de tarification quant aux immobilisations d'Énergir.²⁴

Au tableau suivant, nous constatons que ce sera vraisemblablement le cas pour l'année de base 2017-2018.

Tableau 3.2
Ajouts à la base de tarification (immobilisations) 2017-2018 et 2018-2019

	Écarts	Budget Cause 2017-2018	Prévision 4/8 2017-2018	Budget Cause 2018-2019	Écarts
Projets d'extension > 1,5 M\$ soumis à la Régie	2 127	456	2 583	665	-1 918
Projets de raccordement < à 1,5 M\$	3 421	50 130	53 551	54 191	640
Total développement du réseau	5 548	50 586	56 134	54 856	-1 278
Total Amélioration du réseau	3 736	61 605	65 341	56 449	-8 892
Total Transmission - Réseau	1 744	11 763	13 507	3 341	-10 166
Total	11 028	123 954	134 982	114 646	-20 336
Autres éléments	2 627	41 094	43 721	44 337	616
TOTAL DES IMMOBILISATIONS	13 655	165 048	178 703	158 983	-19 720

Le tableau suivant confirme que, pour les 5 dernières années, les ajouts à la base de tarification réels ont été supérieurs aux prévisions 5 fois sur 5, ce qui présente une probabilité a priori de 1 sur 32, soit un peu plus de 3% de probabilité :

Tableau 3.3
Écarts des ajouts à la base de tarification prévus et réels (immobilisations)

	Écarts	Budget	Réel	Référence
Cause Tarifaire 2013	4 950	119 536	124 486	R-3871-2013, B-0030, Gaz Métro 6, document 1, page 1
Cause Tarifaire 2014	13 559	140 996	154 555	R-3916-2014, B-0028, Gaz Métro 6, document 1, page 1
Cause Tarifaire 2015	14 214	129 856	144 070	R-3951-2015, B-0096, Gaz Métro 6, document 1, page 1
Cause Tarifaire 2016	20 370	130 641	151 011	R-3992-2016, B-0028, Gaz Métro 6, document 1, page 1
Cause tarifaire 2017	516	181 523	182 039	R-4024-2017, B-0036, Énergir 6, document 1, page 1

²⁴ **SÉ-AQLPA**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce C-SÉ-AQLPA-0016, page 3.

Nous nous sommes interrogés pour savoir si ces écarts provenaient des fluctuations des projets importants soumis à la Régie qui sont les plus susceptibles d'expliquer ces écarts. Le tableau suivant permet de répondre à la question.

Tableau 3.4 Écarts des ajouts à la base de tarification entre les petits projets (<1,5M\$) et les gros >1,5M\$)

	Écarts		Références
	< 1,5	>1,5	
Cause Tarifaire 2013	19 146	-14 196	R-3871-2013, B-0030, Gaz Métro 6, document 1, page 1
Cause Tarifaire 2014	14 470	-911	R-3916-2014, B-0028, Gaz Métro 6, document 1, page 1
CAUSE TARIFAIRE 2015	12 930	1 284	R-3951-2015, B-0096, Gaz Métro 6, document 1, page 1
Cause Tarifaire 2016	14 586	5 784	R-3992-2016, B-0028, Gaz Métro 6, document 1, page 1
Cause tarifaire 2017	8 949	-8 432	R-4024-2017, B-0036, Énergir 6, document 1, page 1

Nous constatons dans ce tableau que les ajouts à la base de tarification correspondant à de petits projets sont systématiquement sous-estimés. Il semble donc s'agir d'une erreur systématique.

Nous attirons l'attention de la Régie sur cet élément en recommandant à la Régie d'exiger d'Énergir un resserrement important quant à sa façon d'évaluer les coûts des projets d'immobilisation.

Les autorisations d'investissements et leur traitement dans la base de tarification

3.3 L'INTÉGRATION À LA BASE DE TARIFICATION DE TOUS LES COÛTS INITIAUX DE CONFIGURATION ET DE PERSONNALISATION DU PROJET INFONUAGIQUE ET LEUR AMORTISSEMENT SUR UNE PÉRIODE DE 10 ANS

Nous appuyons la demande de Gaz Métro visant à l'intégration à la base de tarification de tous les coûts initiaux de configuration et de personnalisation du projet infonuagique CRM (autorisé au dossier R-4014-2017) et leur amortissement sur une période de 10 ans, ce qui représente la durée de vie attendue de ce projet.²⁵ Un tel traitement comptable répond selon nous à des objectifs de développement durable en assurant une neutralité entre le choix d'héberger de façon interne ou externe les solutions logicielles développées pour répondre aux besoins spécifiques de l'entreprise :

8.3 POSITION DES RÉGULATEURS À L'ÉGARD DE LA CAPITALISATION

*Depuis l'an dernier [N.D.L.R. : Depuis 2016], certains régulateurs et associations se sont prononcés sur cet enjeu. À ce titre, Gaz Métro souligne la résolution²⁶ de la National Association of Regulatory Utility Commissioners (« NARUC »), déposée en novembre 2016 et présentée à l'annexe 4, qui **encourage les régulateurs américains à permettre la capitalisation des solutions infonuagiques de façon à ce qu'elles soient admissibles à l'intégration dans la base de tarification de l'utilité publique. La NARUC reconnaît ainsi qu'il serait souhaitable que les utilités publiques réglementées soient libres de procéder à des investissements informatiques en fonction de l'option répondant le mieux, à la fois aux besoins de l'utilité et à ceux de ses clients, plutôt qu'en fonction de la manière dont l'investissement sera traité comptablement.***

Notons aussi qu'à ce chapitre la State of New York Public Service Commission a pris position en faveur de la capitalisation des solutions infonuagiques à la page 104 de son Order Adopting a Ratemaking and Utility Revenue Model Policy Framework du 19 mai 2016 rendue dans le dossier 14-M-0101 (Proceeding on Motion of the Commission in Regard to Reforming the Energy Vision).²⁷

*De plus, le personnel technique de l'Illinois Commerce Commission (« ICC ») a publié un rapport en avril 2017 recommandant à l'ICC de **consider***

²⁵ ÉNERGIR, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0079, GM-L, Doc. 9, page 8, lignes 4-10.

²⁶ Note infrapaginale dans la citation : <http://pubs.naruc.org/pub/2E54C6FF-FEE9-5368-21AB-638C00554476>

²⁷ Note infrapaginale dans la citation :

<http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/CaseMaster.aspx?MatterCaseNo=14-m-0101>

implementing regulatory accounting rules that enable utilities to capitalize investments in cloud-based analytics solutions, just as they do with on-premise systems » (voir page 123 du rapport).²⁸ Du côté canadien, un projet de cette nature est présentement à l'étude par l'Alberta Utilities Commission, mais la décision n'est attendue que dans plusieurs mois.²⁹

Considérant que la solution proposée par Gaz Métro a été retenue pour sa capacité à répondre autant aux besoins de la clientèle qu'à ceux du distributeur, ce dernier estime qu'un traitement en fonction des normes comptables actuelles ne mènerait pas à des tarifs justes et raisonnables du fait qu'il engendrerait une **iniquité intergénérationnelle**.

Gaz Métro demande donc à la Régie **d'autoriser l'intégration à la base de tarification de tous les coûts initiaux de configuration et de personnalisation au montant de X XXX M\$ (dont X XXX M\$ constituent des coûts de catégorie C) liés au Projet ainsi que leur amortissement sur une période de 10 ans.**³⁰

Nous ajoutons que la question du traitement comptable des coûts d'acquisition et de développement de logiciels infonuagiques sont discutés depuis plusieurs années dans le cadre des PCGR des États-Unis.³¹

Note : Les dépenses d'exploitation, incluant les coûts annuels d'hébergement et d'abonnement, seront quant à eux passés aux charges annuelles tel que les méthodes comptables actuelles le prévoient déjà.³²

²⁸ Note infrapaginale dans la citation : <https://www.icc.illinois.gov/NOI2016.aspx>

²⁹ Note infrapaginale dans la citation : Projet BFirst déposé par ENMAX Power Corporation au dossier 21508.

³⁰ **GAZ MÉTRO**, Dossier R-4014-2017, Pièce B-0006, Gaz Métro-6, Doc. 1 (version caviardée), pages 26-27. Caractère gras dans le texte. Souligné en caractère gras par nous.

³¹ Voir notamment : **NIFCCANADA (site des Normes d'information financière et de certification Canada)**, Chapitre SP 3150 : Acquisition et développement de logiciels associés à l'infonuagique. Extrait, Compte rendu de la réunion publique du 27 octobre 2015, <http://www.nifccanada.ca/normes-pour-les-entites-du-secteur-public/public-sector-accounting-discussion-group/search-past-meeting-topics/item82921.pdf>

³² **GAZ MÉTRO**, Dossier R-4014-2017, Pièce B-0006, Gaz Métro-6, Doc. 1 (version caviardée), pages 24-25.

3.4 CONCLUSION SUR LES AUTORISATIONS D'INVESTISSEMENTS ET LEUR TRAITEMENT DANS LA BASE DE TARIFICATION

Nous logeons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. 2-5

LES AUTORISATIONS D'INVESTISSEMENTS ET LEUR TRAITEMENT DANS LA BASE DE TARIFICATION

Nous invitons la Régie à prendre acte de la **stabilité des investissements liés à la gestion des actifs** et du fait que les **catégories** employées sont plus précises.

Toutefois, nous recommandons à la Régie de l'énergie d'exiger d'Énergir un resserrement important à sa façon d'évaluer les coûts des projets d'immobilisation, ceci afin de remédier à la **sous-prévision systématique de leurs coûts, particulièrement les petits projets.**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter **l'intégration à la base de tarification de tous les coûts initiaux de configuration et de personnalisation du projet infonuagique CRM** (autorisé au dossier R-4014-2017) et leur **amortissement sur une période de 10 ans**, ce qui représente la durée de vie attendue de ce projet.

4

LA RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT RÉSIDENTIEL

Le tableau qui suit montre les taux de rendement interne depuis les 4 dernières causes tarifaires d'Énergir. Nous y constatons que ce taux dépasse, même en ne prenant pas compte des ajouts de charge, le taux alloué par la Régie pour l'avoir propre d'Énergir soit 8,2%.

Tableau 9.1 Rentabilité du plan de développement résidentiel

Cause tarifaire	Taux de rendement interne (TRI)			Référence
	Nouveaux clients	Ajouts de charge	Total	
2015-2016	8,71%	23,15%	8,83%	R-3879-2014, B-450. Gaz Métro 104, Document 2, page 1
2016-2017	8,39%	15,65%	8,46%	R-3970-2016, B-0143, Gaz Métro-3, document 2, page 10
2017-2018	8,36%	20,52%	8,75%	R-3987-2017, B-0084, Gaz Métro-7, document 2, page 1
2018-2019	9,51%	52,40%	9,74%	R-4018-2017, B-0043, GM-I, Document 1, page 1

Nous invitons la Régie à constater la rentabilité marquée du plan de développement résidentiel d'Énergir depuis la cause tarifaire 2015-2016.

RECOMMANDATION NO. 2-6**LA RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT RÉSIDENTIEL**

Nous invitons la Régie de l'énergie à constater la rentabilité marquée du plan de développement résidentiel d'Énergir depuis la cause tarifaire 2015-2016.

5

LE COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES (CASEP)

Compte tenu que la pièce A-0028 de la Régie, ne transfère explicitement au dossier R-4043-2018 que le PGEÉ d'Énergir, nous ignorons si le Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP) d'Énergir s'en trouve également implicitement transféré. Dans l'éventualité où tel ne serait pas le cas, nous le traitons au présent chapitre.³³

Le CASEP d'Énergir a fait ses preuves, notre seule inquiétude que nous avons souvent répétée est qu'Énergir laisse dormir des sommes importantes dans le fonds octroyé sans les investir. Cependant, nous nous réjouissons de constater qu'Énergir prévoit en 2017-2018, investir pour cette même année près de 2 millions de \$.

³³ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce A-0028, Lettre du 28 juin 2018.

Tableau 5.1 Évolution récente et prévision 2018-2019 du CASEP³⁴

Solde CASEP au 1er octobre 2017	\$	1 475 577
Montant autorisé pour 2017-2018	\$	1 000 000
Intérêts prévus pour 2017-2018	\$	109 885
Somme disponible 2017-2018		2 585 462 \$
Somme utilisée au 28 février 2018	\$	648 105
Solde résiduel au 28 février 2018		1 937 357 \$
Somme en processus de vente prévue être versée du 1er mars au 30 septembre 2018		1 303 741 \$
- engagée en 2017		457 025 \$
- engagée au 28 février 2018		134 950 \$
- prévue de mars 2018		711 766 \$
Solde prévu au 30 septembre 2018		633 616 \$
Montant du programme pour 2018-2019		1 000 000 \$
Somme disponible 2018-2019		1 633 616 \$

Ainsi les sommes disponibles pour 2018-2019 seront de 1,6M\$ contre une somme disponible de 2,6M\$ pour 2017-2018, soit un million de moins.

RECOMMANDATION NO. 2-7
LE CASEP

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir l'allocation de 1M\$ pour le CASEP vu l'utilisation diligente qu'en fait Énergir.

³⁴ **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0045, GM-J, Document 1, tableau 1, page 4.

6

BILAN DU PROJET PILOTE DU PROCESSUS DE CONSULTATION RÉGLEMENTAIRE

Voici l'historique de ce processus de consultation :

C'est dans la lignée d'un allègement réglementaire général souhaité autant par Énergir, la Régie de l'énergie (la « Régie ») et les intervenants qu'Énergir a proposé la mise en place des séances de travail du type PCR afin de lui permettre d'expliquer les enjeux et recueillir les commentaires des intervenants, en amont d'un dépôt à la Régie.

Dans la décision D-2016-191, la Régie autorisait, à titre de projet pilote pour une durée d'un an, la tenue de séances de travail pour le PCR et demandait à Énergir de fournir, dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019, un bilan détaillé du projet pilote, faisant état des coûts engagés durant l'année, du nombre de séances tenues, de la liste des participants présents à chacune des rencontres et d'une évaluation de l'impact de ces séances sur l'allègement du processus 19 réglementaire.

Dans la décision D-2017-094, la Régie reconduisait, à titre de projet pilote jusqu'au 1^{er} avril 2018, la tenue des séances de travail aux fins de consultation réglementaire selon les modalités 22 prévues à la décision D-2016-191.³⁵

Voici les avantages qu'Énergie attribue à ce mécanisme de consultation :

Depuis son implantation, plusieurs propositions contenues à la Cause tarifaire 2018 et à la phase 1 de la Cause tarifaire 2018-2019 ont fait l'objet de présentations dans le cadre du PCR. Ces rencontres ont permis à Énergir d'élaborer des preuves en tenant compte des enjeux et préoccupations des intervenants discutés lors des rencontres. De plus, Énergir constate que les demandes de renseignements des intervenants portant sur les dossiers

³⁵ **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0033, GM-G, Document 3, page 3, lignes 11 à 23.

*préalablement présentés en PCR étaient claires et bien ciblées, ce qui témoigne de la compréhension générale des 11 preuves et des enjeux visés.*³⁶

Nous sommes d'accord avec la poursuite de ces rencontres mais désirons exprimer quelque réserve par rapport à une nouvelle proposition qu'Énergir formule :

*Énergir communiquera désormais, sous pli confidentiel à la Régie, l'ordre du jour de chacune des rencontres afin que cette dernière puisse être informée des sujets traités. De plus, il sera possible pour Énergir de demander aux intervenants participant à une rencontre du PCR **de signifier leur accord avec le contenu d'une proposition qui y est présentée**, sous réserve qu'elle ne soit pas modifiée lors du dépôt de la preuve, que ce soit à la cause tarifaire ou dans un dossier distinct. Énergir pourra alors indiquer dans sa preuve (sans les identifier nommément) le nombre d'intervenants appuyant la proposition et le cas échéant, le nombre ne l'appuyant pas ou s'abstenant. Cela permettrait à la Régie de savoir, sur réception d'une preuve, que celle-ci n'est pas contestée et pourrait accélérer le processus réglementaire. Une telle procédure ne pourra être possible que si l'ensemble des intervenants ayant participé à la rencontre du PCR en question est d'accord et l'autorise par écrit.*^{37 38}

Cette façon de faire s'apparente à de la négociation et ne respecte généralement pas les mandats que les analystes ont de leur client, d'autant plus qu'ils ne disposent pas fu temps rémunéré et des ressources pour prendre des positions sur les questions soumises lors de ce processus informel de consultation.

RECOMMANDATION NO. 2-8

LE PROCESSUS DE CONSULTATION RÉGLEMENTAIRE

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'autoriser la poursuite du processus de consultation réglementaire d'Énergir, mais de ne pas le transformer en processus de négociation, en conservant plutôt son caractère informel. Les participants ne devraient pas être appelés à se commettre sur les propositions ainsi discutées.

³⁶ **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0033, GM-G, Document 3, page 5, lignes 6 à 12.

³⁷

³⁸ **ÉNERGIR**, Dossier R-4018-2017, Phase 2, Pièce B-0033, GM-G, Document 3, page 9, lignes 4 à 14. Souligné en caractère gras par nous.

7

CONCLUSION

Nous invitons donc la Régie de l'énergie à accueillir les recommandations qui sont exprimées au présent rapport, que l'on trouve également reproduites en son sommaire exécutif.
