C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

Énergir - Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des *Conditions de service et Tarif* d'Énergir, s.e.c. à compter du 1er octobre 2022

DOSSIER R-4177-2021, phase 2

COMMENTAIRES DU GRAME

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Pour le Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)

DÉPOSÉS À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 18 juillet 2022

MANDAT

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Par ailleurs, elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents des Distributeurs portant sur les demandes d'approbation des tarifs de gaz naturel.

Table des matières

Mandat 2

Introduction et mise en contexte 4

I. Plan d'approvisionnement : Prévision de la demande dans un contexte de transition énergétique 4

1.1 Analyse 4

1.2 Conclusion 9

II. Propositions de modifications aux pièces de la cause tarifaire et du rapport annuel 9

1.1 Mise en contexte 9

1.2 Demande d'Énergir de ne plus présenter la carte représentative des zones de consommation 9

1.3 Proposition de mettre fin aux quatre rapports détaillés des programmes commerciaux 16

III. PGEÉ 19

Programme Innovation efficace 19

Sous-volet - Études de faisabilité VGE 19

INTRODUCTION ET MISE EN CONTEXTE

Faisant suite à la décision D-2022-074, le GRAME comprend que certains sujets sont exclus des commentaires à déposer, soit ceux portant sur le CASEP[1], les actions d'Énergir visant la décarbonation de ses activités de distribution[2] et le tarif de réception[3].

Ainsi, suite à la décision D-2022-074, le GRAME retient que les commentaires permis par la Régie visent 3 sujets du formulaire de liste de sujets déposé par le GRAME sous la cote C-GRAME-0022, soit les sujets suivants :

- Plan d'approvisionnement (Sujet I): Prévision de la demande dans un contexte de transition énergétique[4] ;
- Propositions de modifications aux pièces de la cause tarifaire et du rapport annuel (Sujet IV) ;
- PGEÉ (Sujet VII).[5]

I. PLAN D'APPROVISIONNEMENT : PRÉVISION DE LA DEMANDE DANS UN CONTEXTE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

1.1 Analyse

Énergir présente des scénarios de prévision de la demande, soit ceux de base, haut et bas, sur la durée du Plan d'approvisionnement 2023-2026[6]. Énergir indique que ses prévisions de volumes pour le marché des petit et moyen débits est préparé globalement, en analysant certains facteurs, dont la conjoncture économique et la position concurrentielle, laquelle s'est détériorée[7] :

> Pour le marché des petit et moyen débits, la demande serait en baisse de 94,6 $10^6 m^3$ en 2022-2023 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord due à la croissance économique plus faible, qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes et amènerait une pression à la baisse sur les livraisons des clients existants. La détérioration de la situation concurrentielle du gaz naturel et la diminution des mises en chantier et des permis de bâtir auraient aussi un impact négatif sur les nouvelles ventes.
>
> Référence : R-4177-2021, B-0041, p. 35

Lorsque l'on examine la teneur des scénarios identifiés par Énergir, nous constatons que l'écart entre le scénario de base et le scénario bas s'accentue significativement entre 2023 et 2026.

---

[1] D-2022-074, par. 66
[2] D-2022-074, par. 67
[3] D-2022-074, par. 68
[4] D-2022-074, par. 35
[5] D-2022-074, par. 66
[6] R-4177-2021, B-0041, sections 4.1, 4.2 et 4.3
[7] R-4177-2021, B-0041, p. 35

Tableau 22

Écarts des scénarios de base et bas
Livraisons globales de gaz naturel 2023-2026
(avant interruptions)
($10^6 m^3$)

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2023-2026			
	4/8 2022	2023	2024	2025	2026
Service continu	(121,5)	(234,0)	(297,5)	(563,8)	(613,5)
Grandes entreprises	(85,9)	(139,4)	(133,4)	(342,4)	(334,1)
Petit et moyen débits	(35,6)	(94,6)	(164,1)	(221,4)	(279,4)
Service interruptible	(64,9)	(82,1)	(84,9)	(84,9)	(88,0)
Contrat régulier	(16,5)	(18,6)	(21,4)	(21,4)	(24,4)
Contrat gaz d'appoint	(48,4)	(63,5)	(63,5)	(63,5)	(63,5)
Total	***(186,4)***	***(316,1)***	***(382,4)***	***(648,7)***	***(701,4)***

Référence : R-4177-2021, B-0041, Tableau 22, p. 35

Concernant la position concurrentielle dans le marché résidentiel, nous constatons que celle-ci est significativement à la baisse sur l'horizon du Plan :

Tableau 11

Situation concurrentielle projetée de 2022-2023 à 2025-2026
Marché résidentiel (chauffage)

	(Gaz naturel = 100)	Nouvelle construction Équipements récents et plus efficaces	Construction existante Équipements récents et plus efficaces	Construction existante Équipements âgés et moins efficaces
	Vol. an. de chauf.	1 417 m³	2 151 m³	2 674 m³
1	***2022-2023***			
2	Mazout n° 2	173	186	175
3	Électricité	117	131	108
4	**2023-2024**			
5	Mazout n° 2	166	179	168
6	Électricité	119	133	110
7	**2024-2025**			
8	Mazout n° 2	161	173	162
9	Électricité	120	134	111
10	**2025-2026**			
11	Mazout n° 2	156	168	158
12	Électricité	116	130	108

Référence : R-4177-2021, B-0041, p. 14, tableau 11

Ainsi, de nombreux facteurs peuvent favoriser un scénario se rapprochant davantage du scénario bas que de celui de base, comme la détérioration de la position concurrentielle du gaz naturel et la baisse des mises en chantier, auxquels nous ajoutons l'impact des décisions des différents paliers gouvernementaux (municipal, provincial et fédéral) relativement aux objectifs de carboneutralité dans le secteur des bâtiments, donc principalement pour le marché des petit et moyen débits constitué de la clientèle résidentielle, institutionnelle et commerciale.

4.3 SCÉNARIO BAS

Un scénario bas par rapport au scénario de base a été analysé de 2022-2023 à 2025-2026 pour évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement. Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

· Une croissance économique plus faible, variant de 1,92 % en 2022-2023 à 0,47 % en 2025-2026, soit 1 % de moins par année comparativement au scénario de base;

· Une position concurrentielle du gaz naturel moins favorable en raison d'une hausse du prix du gaz naturel par rapport à ce qui était prévu au scénario de base et d'une baisse des prix du mazout;

· Une baisse des mises en chantier résidentielles de 10 % et une baisse du nombre des permis de bâtir du marché affaires en fonction de la baisse d'un point de pourcentage de la croissance du PIB.

Référence : R-4177-2021, B-0041, p. 33

Le GRAME se questionne à savoir si Énergir a pris en compte les nouveaux objectifs en matière de carboneutralité, notamment de la ville de Montréal qui interdira le chauffage aux énergies fossiles des nouveaux bâtiments de moins de 2000 m^2 dès 2024, et pour les bâtiments de plus de 2000 m^2 dès 2025, dans ses prévisions de livraison de gaz naturel[8]. En réponse à une demande du ROEÉ, Énergir indique ne pas avoir pris en compte l'annonce de la Ville de Montréal, ni inclus son impact dans ses prévisions.

2.1 Puisque le dépôt de la présente demande a eu lieu avant l'annonce de la Ville de Montréal concernant la carboneutralité des nouvelles constructions à court terme, veuillez indiquer si Énergir a pris en compte le contexte politico-climatique à l'encontre du gaz naturel dans l'établissement des prévisions des livraisons pendant l'horizon du plan d'approvisionnement présentement à l'étude. Veuillez justifier votre réponse.

Réponse : Il faut rappeler que le processus d'élaboration du plan d'approvisionnement commence bien avant son dépôt. Par conséquent, l'établissement des prévisions des livraisons a été réalisé avant l'annonce de la Ville de Montréal concernant les nouvelles constructions. Énergir n'a donc pas inclus l'impact potentiel de cette nouvelle politique dans ses prévisions. Cependant, Énergir rappelle qu'avec des initiatives comme la biénergie et le GNR, des options carboneutres s'offrent à la clientèle qui voudra ou devra être carboneutre. Aussi, il est important de rappeler que la nouvelle construction n'a qu'un impact très marginal sur les prévisions de livraison sur l'horizon du plan. (Nos soulignés)

Référence : R-4177-2021, B-0198, RDDR no 2.1

Considérant ces données, nous concluons que l'interdiction visant le marché de la nouvelle construction sur le territoire de la ville de Montréal pourrait avoir un impact à la baisse sur les mises en chantier pour le marché des petit et moyen débits, et cela, dès 2024. Ainsi, combiné avec une croissance économique plus faible et une baisse de la position concurrentielle du gaz naturel, un scénario bas pourrait se concrétiser à moyen terme, si ce n'est à la fin de l'horizon du présent plan d'approvisionnement.

Le marché de la nouvelle construction sur le territoire de la ville de Montréal doit donc être examiné de plus près, pour la part relative qu'il occupe sur la croissance des ventes sur l'horizon du plan d'approvisionnement et de l'impact de cette annonce par la ville de Montréal.

[8] Article du Devoir, Un impératif « zéro émission » pour les nouvelles constructions à Montréal en 2025, 3 mai 2022

Toutes les nouvelles constructions à Montréal devront être « zéro émission » d'ici 2025, annoncera aujourd'hui la mairesse Valérie Plante (https://www.ledevoir.com/valerie-plante?utm_source=recirculation&utm_medium=hyperlien&utm_campaign=corps_texte). La métropole québécoise emboîte ainsi le pas à d'autres grandes villes d'Amérique du Nord qui éliminent les systèmes de chauffage aux énergies fossiles des nouveaux bâtiments érigés sur leur territoire.

Dès 2024, les permis de construction de petits bâtiments (moins de 2000 mètres carrés) seront seulement octroyés à des immeubles dont le fonctionnement n'entraînera pas d'émissions de gaz à effet de serre. Dès 2025, les grands bâtiments (plus de 2000 mètres carrés) seront également assujettis à la mesure.

Dans le cadre du Sommet climat Montréal, l'administration Plante annoncera également aujourd'hui le devancement d'une décennie, à 2040, de son objectif de voir l'ensemble du parc immobilier de la métropole alimenté par des énergies renouvelables. Le secteur du bâtiment résidentiel, commercial et institutionnel représente 30 % des émissions de la collectivité montréalaise.

Le gaz naturel renouvelable (GNR) fera partie des énergies considérées comme carboneutres. Les propriétaires voulant en utiliser devront s'engager à acheter pendant des années des « blocs » de GNR. Ces blocs sont mélangés à ce qui circule dans l'ensemble du réseau d'Énergir, mais 100 % de leur empreinte carboneutre est attribuée à celui qui paie le tarif associé.

Pour demeurer dans son champ de compétence, la Ville de Montréal ne va pas réglementer les systèmes de chauffage, mais bien les rejets polluants libérés dans l'atmosphère, dans ce cas-ci, le CO_2. Elle se fonde sur une jurisprudence internationale en pleine expansion, car le CO_2 n'est pas considéré comme un polluant au sens traditionnel de son règlement.

Pour les bâtiments existants, l'imposition de seuils de performance augmentant graduellement permettra l'atteinte de la carboneutralité en 2040. Les responsables des grands bâtiments devaient déjà divulguer leurs émissions ; dès 2023, ceux des petits bâtiments devront également dire aux autorités municipales si le chauffage se fait au gaz naturel ou au mazout.

Article du Devoir, Un impératif « zéro émission » pour les nouvelles constructions à Montréal en 2025, 3 mai 2022

Le contexte actuel de transition énergétique nécessite d'avoir un portrait précis des nouveaux développements en cette matière et de leur impact sur les besoins et les prévisions de livraison de gaz naturel. Bien qu'à court terme, soit sur l'horizon du Plan d'approvisionnement de 2022-2023 à 2025-2026, l'impact pourrait être marginal, puisque l'interdiction se concrétisera en 2024 et en 2025, le GRAME souligne l'importance pour la Régie d'avoir un portrait de plus long terme sur notamment la situation concurrentielle à la baisse et l'effritement de la clientèle, combiné avec la baisse des nouvelles ventes induite par les décisions prises par différents paliers gouvernementaux en lien avec l'atteinte de la carboneutralité.

La Mise à niveau du Plan directeur en transition énergétique 2026 fournit des indications plus précises quant à la place du gaz naturel dans le portefeuille énergétique du Québec, à savoir **que le gaz naturel devra également céder progressivement sa place à des solutions énergétiques renouvelables :**

> Depuis le dépôt du premier Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec, l'important défi de la lutte contre les changements climatiques n'a pas changé : il s'agit de contenir le réchauffement climatique nettement en dessous de 2 °C par rapport au niveau préindustriel, voire de le limiter à 1,5 °C. Pour ce faire, les énergies fossiles, **y compris le gaz naturel**, devront progressivement céder le pas à des solutions énergétiques qui combinent la sobriété et l'efficacité énergétiques, ainsi que les énergies renouvelables. Les efforts déployés au cours des dernières années ont permis à certains

secteurs de l'économie de réaliser des progrès en matière de transition énergétique alors que pour d'autres, la situation tarde à s'améliorer. (Notre surligné et souligné)

Référence : MERN-Mise-niveau-2026-plan-directeur-transition-energetique, p. 9

Nous constatons que l'évolution projetée de la demande pour le gaz naturel prévoit une décroissance de 13,1% entre 2013 et 2030 :

Tableau 1
Évolution projetée de la demande d'énergie sur la période 2013-2030 dans le scénario Plan directeur, en pétajoules

	2013 (PJ)	2030 (PJ)	Croissance 2013-2030
Électricité	663,3	763,6	15,1 %
Gaz naturel (GSR exclu)	221,6	192,5	-13,1 %
Produits pétroliers	623,0	451,8	-27,5 %
Biomasse et énergies non conventionnelles	123,8	157,9	27,6 %
Autres sources d'énergie	31,7	76,4	140,7 %
> Charbon et coke	18,4	24,0	30,5 %
> Biocarburants	13,3	32,3	142,1 %
> GSR	0,0	19,2	
> H_2	0,0	0,8	
Total de la demande	**1 663,4**	**1 642,1**	**-1,3 %**

Sources : Statistique Canada et ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles.

Note : La projection présentée dans ce tableau a été réalisée à l'été 2021 en s'appuyant sur des données disponibles à ce moment.

Référence : MERN-Mise-niveau-2026-plan-directeur-transition-energetique, p. 12

Concernant la place qu'occupera la biénergie électricité/gaz naturel dans les nouveaux bâtiments, l'une des mesures de la mise à niveau du plan directeur précise que d'ici 2030, les nouveaux bâtiments devront être dotés d'équipements permettant l'usage d'énergie renouvelable à 100%.

Mesure	Description
Préparer les bâtiments à n'utiliser que l'énergie renouvelable pour combler leurs besoins énergétiques, en prévision de la cible zéro émission de 2040	Doter progressivement, d'ici à 2030, les nouveaux bâtiments des équipements nécessaires pour effectuer le virage vers l'utilisation de l'énergie renouvelable à 100 %, en recourant à des technologies ou à des pratiques qui permettent de réduire les émissions de GES dans les bâtiments tout en réduisant la pression sur la demande de pointe électrique, telles que la biénergie, le thermopompage (p. ex., géothermie), le stockage d'énergie et la valorisation des rejets thermiques. Terminer, d'ici à 2025, la conversion des systèmes de chauffage au mazout et d'ici à 2040, la conversion de ceux au gaz naturel, en privilégiant d'abord les systèmes de chauffage principal en fin de vie utile. Mettre à jour le guide produit par le MERN et destiné aux gestionnaires de bâtiments visés par cette mesure et en poursuivre la promotion. Étudier les bâtiments ayant des centrales thermiques d'envergure pour y intégrer l'énergie renouvelable.

Référence : MERN-Mise-niveau-2026-plan-directeur-transition-energetique, p. 90

1.2 Conclusion

Une croissance économique plus faible, une baisse de la position concurrentielle du gaz naturel et la mise en application imminente de politiques énergétiques encourageant la carboneutralité comme celle annoncée par la Ville de Montréal nous amènent à conclure qu'un scénario bas pourrait se concrétiser à moyen terme, si ce n'est à la fin de l'horizon du présent plan d'approvisionnement.

Le marché de la nouvelle construction sur le territoire de la ville de Montréal doit donc être examiné de plus près, pour la part relative qu'il occupe sur la croissance des ventes sur l'horizon du plan d'approvisionnement.

Améliorer la prévisibilité de ces enjeux est nécessaire, notamment afin de bien encadrer la rentabilité présumée des nouveaux développements et extensions du réseau de gaz naturel, lesquels auront un impact sur la répartition des coûts de distribution pour l'ensemble de la clientèle d'Énergir.

Le GRAME recommande à la Régie d'ordonner une mise à jour du Plan d'approvisionnement soumis par Énergir afin d'y inclure l'impact anticipé du développement des nouvelles ventes sur le territoire de la ville de Montréal.

Le GRAME recommande à la Régie de tenir une rencontre d'information visant à élargir la connaissance des prévisions de la demande sur un horizon de 10 ans, ou à tout le moins jusqu'en 2030.

II. PROPOSITIONS DE MODIFICATIONS AUX PIÈCES DE LA CAUSE TARIFAIRE ET DU RAPPORT ANNUEL

1.1 Mise en contexte

Le GRAME a deux préoccupations concernant les propositions de modifications aux pièces. La première concerne la demande d'Énergir de ne plus présenter la carte représentative des zones de consommation.[9] La deuxième préoccupation du GRAME concerne la proposition de mettre fin aux quatre rapports détaillés des programmes commerciaux.[10]

1.2 Demande d'Énergir de ne plus présenter la carte représentative des zones de consommation

Énergir demande de ne plus présenter la carte représentative des zones de consommation.

[9] R-4177-2022, B-0063, p. 6
[10] R-4177-2021, B-0063, p. 9

1.6 ÉNERGIR-Q, DOCUMENT 1, ANNEXE 1 (B-0083) : CARTE DES ZONES DE CONSOMMATION

Une carte des zones de consommation est produite à la première page de l'annexe de la pièce. La production de cette carte découle des décisions D-2018-158 (paragr. 486) et D-2019-141 (paragr. 597).

Étant donné que les tableaux de l'annexe présentent déjà l'information d'injection par zone de consommation et que la production de la carte entraîne des coûts ainsi qu'une charge de travail relativement importante, Énergir propose ne plus présenter la carte.

Référence : R-4177-2021, B-0063, page 6

Dans sa demande Énergir indique que la production de cette carte découle des décisions D-2018-158 (paragr. 486) et D-2019-141 (paragr. 597).

Au dossier R-4018-2017 Phase 2, C-GRAME-0022, page 13, le GRAME soulignait que de sa compréhension, le GNR produit dans une zone en franchise a un effet (pour l'instant marginal, mais néanmoins réel) sur la quantité totale transportée (TCPL, TQM, etc.) et donc a un impact à la baisse sur le coût réel de transport de cette zone, le coût de transport étant un coût socialisé à la clientèle. Il faisait valoir que dans une même zone, il pourrait y avoir un approvisionnement en GNR local plus significatif, ce qui serait logique compte tenu des réservoirs de matières premières localisées dans les régions agricoles. Il y aurait donc réduction des coûts de transport (TCPL, TQM, etc.) pour approvisionner cette zone de distribution de gaz naturel.

Le GRAME tient à souligner qu'au dossier R-4018-2017, Phase 2, dans sa décision D-2018-158, par. 485, la Régie jugeait prématuré de *donner une orientation pour le traitement des coûts de transport découlant d'un approvisionnement en GNR produit dans une zone de consommation et livré hors de cette zone*, compte tenu du peu d'approvisionnement en GNR :

> [485] Quant aux représentations du GRAME liées à un désincitatif potentiel de produire du GNR, la Régie comprend que l'intervenant souhaite favoriser l'émergence d'une filière de production de GNR au Québec et l'injection de ce dernier dans le réseau de distribution d'Énergir. À cet égard, la Régie souligne que la mise en place de mesures relatives à l'achat et la vente de GNR sont à l'étude dans le cadre du dossier R-4008-2017. De plus, elle note que l'approvisionnement en GNR produit au Québec ne représente que 0,2 % et 1,03 % de la demande pour 2019 et 2020 respectivement. Dans ce contexte, la Régie juge qu'il est prématuré au présent dossier de donner une orientation pour le traitement des coûts de transport découlant d'un approvisionnement en GNR produit dans une zone de consommation et livré hors de cette zone. (Notre souligné)
>
> Référence : D-2018-158, par. 485

Cependant, elle jugeait *intéressant de connaître, par zone de consommation, la quantité de GNR produite au Québec et injectée dans le réseau de distribution*[11] :

[11] D-2018-158, par. 486

> [486] Par ailleurs, la Régie juge intéressant de connaître, par zone de consommation, la quantité de GNR produite au Québec et injectée dans le réseau de distribution. **La Régie demande donc à Énergir, à compter du prochain dossier tarifaire, de déposer une carte des zones de consommation. Elle lui demande d'y présenter, pour chaque zone de consommation, la prévision de la demande, l'approvisionnement prévu en GNR produit au Québec et, le cas échéant, les volumes livrés hors zone de consommation.**
>
> Référence : D-2018-158, par. 486

Au dossier R-4076-2018, Phase 2, la Régie réitère sa demande de suivi, soit de déposer dans les prochains dossiers tarifaires, une carte des zones de consommation :

> **[597] La Régie réitère le suivi demandé au paragraphe 486 de la décision D-2018-158218, soit de déposer, dans les prochains dossiers tarifaires, une carte des zones de consommation. Elle demande à Énergir d'y présenter, pour chaque zone de consommation, la prévision de la demande, l'approvisionnement prévu en GNR produit au Québec et, le cas échéant, les volumes livrés hors zone de consommation.**
>
> Référence : D-2019-141, par. 597

Finalement, le GRAME constate qu'Énergir n'a pas produit la carte des zones de consommation au présent dossier, à la pièce B-0120, donc avant que la Régie n'en donne l'autorisation.

À l'appui de sa demande, Énergir invoque que l'annexe présente l'information relative à l'injection par zone de consommation et que la production de la carte entraîne une charge de travail importante.[12]

ANNEXE 1

Tableau 1

Prévision de la demande et d'injection de GNR par zone de consommation pour chacune des années du plan d'approvisionnement 2023-2026 *(10^3m^3)*

		Zone de consommation						
Années		Bécancour	Estrie	Montérégie	Saint-Nicolas Saint-Flavien	Québec	Montréal Rive-Nord	Saguenay
2022-2023	Prévision de la demande	282 861	553 877	1 259 042	300 344	231 631	2 099 351	566 740
	Approvisionnement prévu en GNR produit au Qc	8 500	11 400	7 800	0	7 703	2 700	515
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0	0	0
2023-2024	Prévision de la demande	278 428	553 692	1 260 121	294 290	230 710	2 100 389	565 342
	Approvisionnement prévu en GNR produit au Qc	8 500	13 400	7 800	2 100	8 893	3 607	1 979
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0	0	0
2024-2025	Prévision de la demande	275 932	556 282	1 233 112	292 582	228 088	2 082 998	758 758
	Approvisionnement prévu en GNR produit au Qc	8 500	15 400	7 800	3 600	8 959	3 607	1 847
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0	0	0
2025-2026	Prévision de la demande	266 313	561 375	1 225 889	291 262	224 668	2 060 007	756 736
	Approvisionnement prévu en GNR produit au Qc	8 500	17 400	7 800	3 600	9 009	3 607	1 715
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0	0	0

Référence : R-4177-2021, B-0120, Annexe 1, p. 29

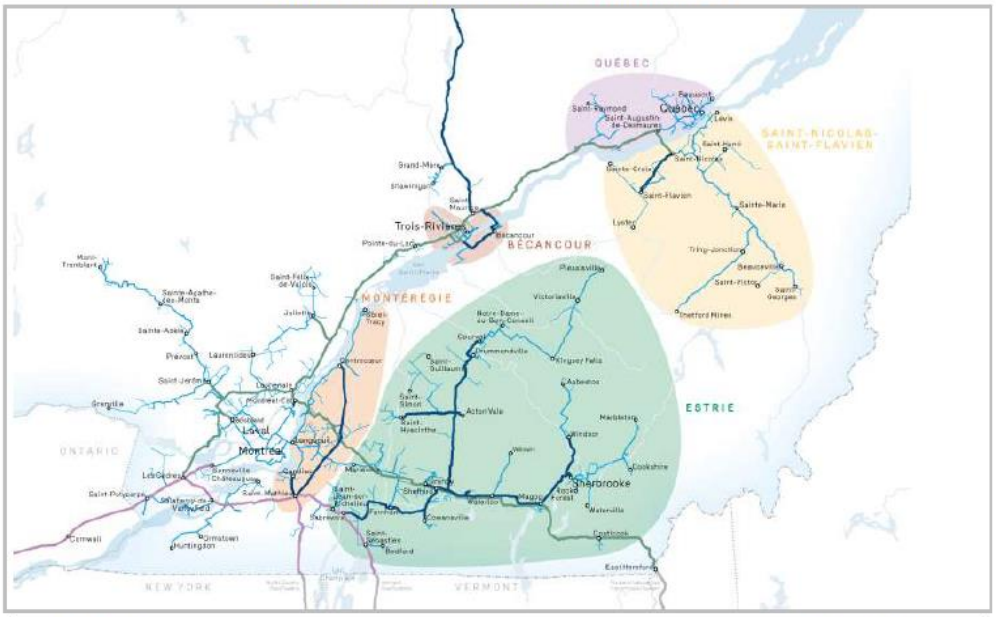
Nous pouvons constater que la production de GNR comporte des zones où le pourcentage d'approvisionnement en GNR par rapport à la prévision de la demande est plus significatif ((Bécancour (3%), l'Estrie (2%) et Québec (3,3%)) que pour d'autres régions comme celles

[12] R-4177-2022, B-0063, page 6

de Montréal Rive-Nord (0,1%), du Saguenay (0,09%) et de la Montérégie (0,6%). Cependant, ces données pourraient changer.

Le GRAME souligne que les tableaux de l'annexe comportent de l'information importante, surtout lorsque sont mis en perspective les liens de transport entre les zones de consommation, ce que l'annexe ne permet pas d'établir :

ANNEXE 1 : CARTE DES ZONES DE CONSOMMATION



Original : 2021.05.04 *Énergir-Q, Document 1*
Annexe 1 – Page 1 de 3

Référence : R-4151-2020, B-0083

Pour le moment, les tableaux de l'Annexe 1 ne tiennent pas compte des projets de production potentiels. Le GRAME souligne qu'au dossier R-4008-2017, Énergir indique qu'elle entend présenter la liste de contrats qu'elle prévoit conclure afin de répondre à ses obligations aux dossiers tarifaires :

> 5.1 CAUSE TARIFAIRE
>
> Depuis la Cause tarifaire 2020-2021, Énergir dépose la pièce « Prévision d'approvisionnement et de distribution de GNR – xxxx-xxxx ». La première page de cette pièce donne le portrait de l'obligation réglementaire, de l'approvisionnement et des ventes de GNR pour l'année tarifaire traitée au dossier, ainsi que pour les trois années subséquentes. En plus de ces éléments, les informations suivantes seront déposées sous pli confidentiel dans la prochaine cause tarifaire :
>
> • Page 2 : volumes et coûts du GNR injecté par fournisseur pour les quatre années à l'étude;
>
> • Page 3 : détails du calcul de l'obligation réglementaire;

• Page 4 : liste des clients volontaires. Cette page sera présentée à partir de la Cause tarifaire 2022-2023 afin de répondre à une exigence de la Régie[40].

Parmi les contrats d'approvisionnement de GNR présentés à ladite page 2, la Régie serait en mesure de constater les contrats conclus, ainsi que ceux qu'Énergir prévoit conclure afin de répondre à ses obligations en vertu de caractéristiques de contrats approuvées. La Régie aurait également une vue sur une projection des contrats qui seraient à approuver en cours d'année.

Énergir est d'avis que ce document permettra à la Régie et aux intervenants d'obtenir un portrait complet du GNR pour les années à venir et propose de continuer à déposer cette pièce sous la forme présentée à la Cause tarifaire 2022-2023. (Nos soulignés)

Référence : R-4008-2017, B-0732, p. 37-38

Selon le GRAME, la connaissance du territoire desservi par Énergir selon la carte des zones de consommation est toujours pertinente, surtout dans le contexte du développement de la filière québécoise de production de GNR en franchise, considérant les coûts du tarif de réception et sa portion relative au coût de transport.

L'importance d'une réévaluation du tarif de réception pour le cas des coûts de transport deviendra plus évidente lorsque la portion de GNR sera de l'ordre de 5% et éventuellement de 10 %, tel prévu dans le projet de *Règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* qui prévoit l'augmentation du taux à 7 % dès 2028 et à 10 % en 2030 :

Règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur

Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01, a. 112, 1er al., par. 4° et 5°; 2021, chapitre 28, a. 8, par. 1°)

[…]

3. L'article 1 de ce règlement est modifié :

2° dans le deuxième alinéa :

a) par l'ajout, à la fin du paragraphe 1°, des sous-paragraphes suivants :

« d) un taux de 0,07 à compter de l'année tarifaire du distributeur débutant en 2028;

e) un taux de 0,1 à compter de l'année tarifaire du distributeur débutant en 2030. »;

b) par la suppression, dans les paragraphes 2°, 3° et 4°, de « , soustrait de toute quantité de gaz naturel renouvelable »; (Nos soulignés)

Référence : Projet de Règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur

Cependant, ce n'est pas uniquement la cible réglementaire qui déterminera la nécessité de modifier le tarif de transport pour le GNR, mais plutôt sa répartition géographique, le pourcentage de production de GNR par zone, en fonction de la prévision de la demande de gaz naturel et des liens de transport entre les zones. En effet, certaines zones pourraient se retrouver avec une production de GNR bien plus élevée que la cible réglementaire, laquelle

serait donc techniquement consommée dans cette même zone, réduisant ainsi les besoins et les coûts de transport entre les zones de consommation. À cet égard, il faut pouvoir cibler les projets potentiels de GNR avant que ceux-ci ne soient identifiés à l'annexe 1. **Le meilleur moyen est de pouvoir cibler, sur la carte des zones de consommation, l'ensemble des projets potentiels de production de GNR, donc que la carte les illustre dans leur ensemble et non pas uniquement les zones comportant de la production de GNR.**

À titre d'exemple, un projet de GNR à Louiseville, en Mauricie, pourrait « produire jusqu'à 5 % du gaz renouvelable de la province **»**.

> […]
>
> Or, en décembre, l'entreprise a discrètement enregistré une société au Québec pour chapeauter une initiative similaire à Louiseville, en Mauricie, dont la taille et la capacité seraient similaires selon les informations du Devoir.
>
> « Notre projet à Louiseville n'en est encore qu'à ses débuts, je ne peux donc pas commenter davantage pour le moment », a répondu par courriel Hans Henrik Dahl Andersen, responsable du développement commercial Amérique du Nord chez Nature Energy.
>
> Dans des documents déposés auprès de la Commission de protection du territoire agricole, il est question d'une usine « de 90 millions de dollars » qui **pourrait « produire jusqu'à 5 % du gaz renouvelable de la province »**
>
> […]
>
> Énergir a confirmé au Devoir avoir des discussions avec Nature Energy pour, à terme, injecter dans son réseau le biométhane produit. Aucune entente n'a été conclue, note la porte-parole du distributeur, Catherine Houde, rappelant par ailleurs que « les promoteurs qui souhaitent développer des projets de production de gaz naturel renouvelable (GNR) au Québec doivent nécessairement s'arrimer avec Énergir et/ou Gazifère ».
>
> Elle ajoute : « Nature Energy est un joueur sérieux et respecté qui a à son actif plusieurs projets en Europe. » Créée en 2015, l'entreprise s'est rapidement taillé une place en Europe. Pour ce faire, elle s'est appuyée sur une particularité du Danemark : le pays détient l'une des plus fortes densités d'élevages au monde.
>
> Par exemple, on y dénombre plus de 13 millions de porcs pour 5,8 millions de citoyens ; au Québec, on élève environ 7 millions de porcs pour une population de près de 8,5 millions. Nature Energy, qui prévoit ouvrir **une dizaine d'usines chaque année d'ici 2025, transforme annuellement 4,4 millions de tonnes de déchets organiques en 158 millions de mètres cubes de biométhane.**
>
> […]
>
> « Des dizaines de projets »
>
> M. Dunsky souligne **que les deux projets de Nature Energy représentent une bonne part « des 120 m de GNR » produit dans la province.** Il ajoute : « Mais ce n'est pas révolutionnaire non plus, parce que, pour atteindre l'objectif du Québec d'ici 2030 — 10 % de GNR dans le réseau gazier —, il va falloir plusieurs projets de cette envergure. » L'arrivée d'un acteur aussi important en sol québécois n'est pas étrangère à la volonté du gouvernement du Québec de stimuler la filière des bioénergies. Le gouvernement doit publier une stratégie à ce sujet ce printemps. Cet automne, une source gouvernementale

> impliquée dans le dossier indiquait au Devoir que le gouvernement de Legault envisageait d'injecter des « centaines de millions, voire plus d'un milliard » pour le développement des bioénergies et de l'hydrogène.
>
> Les usines de Nature Energy sont « des projets d'envergure », dit Geneviève Tremblay, attachée de presse du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, Jonatan Julien, sans toutefois détailler davantage leurs particularités. Le gouvernement veut développer cette filière, dit-elle, ajoutant que « des dizaines de projets » ont été soumis au gouvernement à des fins de financement.
>
> La Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec vise à augmenter de 25 % la production de bioénergie par rapport à 2013 dans la province, et le gaz naturel renouvelable est considéré comme une source de bioénergie. (Nos surlignés)
>
> Référence : Un géant européen de la biométhanisation débarque au Québec | Le Devoir, paru le 14 mars 2022, par Ulysse Bergeron

Un autre exemple cible la région au nord de Montréal près de Saint-Jérôme :

> **Contribution significative à l'objectif total du Québec pour la distribution de GNR**
>
> Le GNR de Sainte-Sophie sera acheté par Énergir et injecté dans son réseau gazier, avant d'être acheminé aux clients qui se verront ainsi offrir la possibilité de réduire leur empreinte carbone. À terme, ce projet permettra d'injecter annuellement jusqu'à 80 millions de mètres cubes de GNR dans le réseau d'Énergir, contribuant ainsi de manière significative (plus de 20 %) à l'atteinte de la cible gouvernementale et celle d'Énergir de distribuer 5 % de GNR dans le réseau gazier d'ici 2025. (Nos soulignés)
>
> Référence : R-4008-2017, A-0346, Investissements de près de 200 M$ CAD pour aider à réduire les émissions de gaz à effet de serre, p. 2

Nous constatons qu'à la fois l'Annexe 1 et la carte des zones sont modifiées pour ajouter de nouvelles zones, lorsque du GNR y est produit.

En conséquence, pour être vraiment utile, la carte et l'Annexe 1 devraient illustrer l'ensemble des zones de consommation comportant des liens de transport nécessitant un coût de transport, comme celle de la catégorie D (Coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport TCPL/TQM).

Le GRAME recommande donc le maintien de la présentation de la carte des zones de consommation de GNR et de l'Annexe 1, en les bonifiant, soit en y ajoutant l'ensemble des zones de consommation comportant des liens de transport nécessitant un coût de transport.

1.3 Proposition de mettre fin aux quatre rapports détaillés des programmes commerciaux

La deuxième préoccupation du GRAME concerne la proposition de mettre fin aux quatre rapports détaillés des programmes commerciaux[13] :

> 2.3 ÉNERGIR-14, DOCUMENT 4 (B-0095) : PROGRAMMES COMMERCIAUX
>
> Cette pièce traite des différents programmes commerciaux d'Énergir dont, notamment, les rapports détaillés des sommes engagées et déboursées des programmes de rabais à la consommation (PRC et PRRC). Ces quatre rapports détaillés, soit les annexes 3 à 6, sont déposés en vertu des décisions D-2017-073, paragr. 102, et D-2018-096, paragr. 112, et comptent plusieurs milliers d'entrées visant à valider le respect des critères du PRC et du PRRC.
>
> Énergir constate que ces rapports font rarement l'objet de demandes de renseignements. Ainsi, Énergir propose de mettre fin aux quatre rapports détaillés présentés aux annexes 3 à 6, tout en maintenant la présentation des cas types (soit l'annexe 7) et des cas constituant l'échantillon aléatoire (soit la section 3.4 de la pièce Énergir-14, Document 4).
>
> Référence : R-4177-2021, B-0063, p. 9

Lorsque l'on examine de plus près les décisions auxquelles Énergir fait référence, on constate que la Régie explique pourquoi ces informations sont utiles, soit qu'elles permettent de concilier les subventions PRC signées et versées en lien avec les plans de développement, de même que de *comparer les montants PRC, PRRC et celui en lien avec le Compte d'aide à la substitution d'énergie plus polluante (CASEP) offerts de façon complémentaire aux aides financières des programmes du PGEÉ* [14]*:*

> [110] Enfin, Énergir présente un tableau sur la complémentarité des montants d'aide financière des programmes commerciaux et du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)[15].
>
> [111] La Régie constate que le tableau déposé en réponse à la question 3.3 de la pièce B-0208[16] *permet de concilier les subventions PRC signées et versées en lien avec les plans de développement* et le rapport détaillé présenté au présent dossier. De plus, le tableau déposé en réponse à la question 16.1 de la pièce B-0195[17] permet de comparer les montants PRC, PRRC et celui en lien avec le Compte d'aide à la substitution d'énergie plus polluante (CASEP) offerts de façon complémentaire aux aides financières des programmes du PGEÉ.
>
> [112] Considérant leur utilité pour le suivi des programmes commerciaux PRC et PRRC, la Régie demande au Distributeur, à compter du rapport annuel 2018, de déposer une mise à jour des tableaux présentés aux pages 7 de la pièce B-0208 et 35 de la pièce B-0195. (Nous soulignés)
>
> Référence : D-2018-096, par. 110 à 112

[13] R-4177-2021, B-0063, p. 9
[14] D-2018-096, par. 111
[15] Note de bas de page no 57 : R-4024-2017, Pièce B-0195, p. 8 et 35
[16] Note de bas de page no 58 : R-4024-2017, Pièce B-0208, p. 7
[17] Note de bas de page no 59 : Pièce B-0195, p. 35

Bien qu'Énergir fasse référence dans sa demande aux décisions D-2017-073 et D-2018-096, le GRAME en comprend que cette demande vise les annexes 3 à 6 de la pièce Énergir-14, Document 4 (section 3.4) déposée aux dossiers de fermeture.

En ce qui concerne la question de la possibilité de comparer les montants PRC, PRRC et celui en lien avec le Compte d'aide à la substitution d'énergie plus polluante (CASEP) offerts de façon complémentaire aux aides financières des programmes du PGEÉ avec les montants réellement versés pendant une année financière, **le GRAME est préoccupé par la possibilité que la compilation des données des annexes 3 à 6 de la pièce Énergir-14, Document 4 soit perdue, ne permettant plus d'assurer une comparaison des aides financières des PRC, PRRC et programmes du PGEÉ.**

> [101] Considérant que les programmes commerciaux et ceux en efficacité énergétique sont complémentaires[18], la Régie est d'avis que le suivi des programmes commerciaux devrait porter sur les montants réellement versés pendant l'année financière, comme c'est le cas du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), notamment à la suite de la vérification et de l'inspection des appareils installés, et non pas sur les montants engagés pour des appareils définis a priori.
>
> [102] La Régie demande au Distributeur, à compter du rapport annuel 2017, que le rapport détaillé des programmes PRC et PRRC porte sur les montants versés dans l'année financière, notamment à la suite de la vérification et de l'inspection des appareils installés. De plus, elle lui demande d'expliquer les écarts entre les montants prévus au dossier tarifaire et ceux constatés dans le rapport annuel. (Notre souligné)
>
> D-2017-073, paragr. 101 et 102

La Régie souligne cette complémentarité dans sa décision D-2017-073 (par. 102), en indiquant que le suivi des programmes commerciaux devrait se faire sur les montants réellement versés au cours de l'année financière, comme pour le PGEÉ.

Le GRAME soumet, en réponse à l'argument selon lequel ces rapports font rarement l'objet de demandes de renseignements[19], qu'indirectement de nombreuses questions ont été posées par le GRAME en relation avec la complémentarité des programmes commerciaux et du PGEÉ et ont fait l'objet de recommandations dans ses rapports[20], alors que la Régie examinait sur une base annuelle les programmes du PGEÉ d'Énergir, donc jusqu'au dossier visant l'année tarifaire 2017-2018, soit le dossier R-3987-2016, phase 2. Il est donc normal que moins de demandes de renseignements n'aient été soumises à Énergir, puisqu'au dossier R-4018-2017, Énergir demandait le maintien de son offre de programmes dans l'attente d'une décision sur les mesures du Plan directeur 2018-2023[21] de Transition énergétique Québec (« TEQ »). Ainsi, depuis l'approbation par la Régie des

[18] Note de bas de page no 40 : R-3992-2016, Pièce B-0135, annexe Q-6.4, p. 7 et dossier R-3987-2016, pièces B-0201, p. 54 et 55, et B-0200, p. 5.
[19] R-4177-2021, B-0063, p. 9
[20] R-3879-2014, C-GRAME-0043, R-3987-2016, phase 2, C-GRAME-022
[21] R-4018-2017, B-0002, par. 12

budgets pour le PGEÉ d'Énergir sur la période du Plan directeur de 2018 à 2023, il est vrai que l'information sur la complémentarité des aides financières n'a pas pu être utile.

Cependant, suite à la modification de l'article 85.41 LRE portant notamment sur l'approbation des programmes et des mesures en efficacité énergétique et leur apport financier nécessaire, ceux-ci seront désormais soumis à la Régie, à l'exception du distributeur d'électricité :

> 85.41. Les programmes et les mesures des distributeurs d'énergie assujettis qui se retrouvent dans le plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques prévu par l'article 17.1.4 de la Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (chapitre M-25.2) ainsi que l'apport financier nécessaire, réparti par forme d'énergie, à la réalisation de ceux-ci sont soumis à la Régie, à l'exception des programmes et des mesures ainsi que de l'apport financier du distributeur d'électricité. La Régie peut les approuver avec ou sans modification. Il en est de même pour toute modification de ces programmes et mesures.
>
> Toute modification à un programme ou à une mesure d'un distributeur d'énergie assujetti ainsi qu'à l'apport financier doit être approuvée par la Régie avant l'échéance du plan directeur.
>
> Lorsqu'elle approuve un programme ou une mesure d'un distributeur d'énergie ainsi que son apport financier, la Régie peut y apporter les modifications qu'elle juge nécessaires. Il en est de même lorsqu'elle approuve une modification à ceux-ci.
>
> Un programme, une mesure ou l'apport financier approuvé ou modifié entre en vigueur à la date de leur approbation ou à la date fixée par la Régie.
>
> Pour l'application du présent article, la Régie tient notamment compte des orientations, objectifs généraux et cibles en matière de transition, d'innovation et d'efficacité énergétiques et des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.
>
> La Régie détermine et calcule la quote-part annuelle payable par les distributeurs d'énergie au ministre conformément au règlement pris en vertu du premier alinéa de l'article 17.1.11 de la Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune.
>
> 2016, c. 35, a. 1; 2020, c. 19, a. 75.
>
> Référence : Loi sur la Régie de l'énergie, article 85.41.

Donc, au prochain dossier tarifaire portant sur l'année projetée 2023-2024, ces informations devraient faire l'objet de demandes de renseignements.

> 4.1 Veuillez préciser si l'ajustement budgétaire proposé de 9,3 M$ pour l'année tarifaire 2022- 2023 sera incorporé de façon permanente dans le budget global du PGEÉ pour les années tarifaires subséquentes.
>
> **Réponse** :
>
> L'ajustement budgétaire proposé de 9,3 M$ est le résultat pour 2022-2023 des ajustements à la marge autorisés annuellement par la Régie depuis la décision D-2019-088 au dossier R-4043-2018. Considérant la mise à niveau 2026 du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du gouvernement du Québec, Énergir présentera à la Régie les

prévisions budgétaires détaillées du PGEÉ 2024-2026 pour son approbation dans le cadre de la Cause tarifaire 2023-2024 d'Énergir.

Référence : R-4177-2021, B-0183, RDDR no 2 de l'ACI

Considérant la perte d'informations sur la complémentarité des aides financières versées et la possibilité de comparer les montants PRC, PRRC et celui en lien avec le Compte d'aide à la substitution d'énergie plus polluante (CASEP) offerts de façon complémentaire aux aides financières des programmes du PGEÉ avec les montants réellement versés pendant une année financière, le GRAME recommande que soit maintenu le dépôt des annexes 3 à 6 de la pièce Énergir-14, Document 4.

III. PGEÉ

Programme Innovation efficace

Énergir propose de modifier certaines modalités du programme Innovation efficace, soit d'inclure les organisations établies ailleurs en Amérique du Nord, en autant que le projet réponde aux objectifs du programme[22].

Le GRAME est favorable à cette demande en autant que les critères de sélection soient bien alignés avec les technologies pouvant permettre de bonifier les programmes d'efficacité énergétique du PGEÉ.

Concernant l'inclusion de projets d'innovation initiés par Énergir, le GRAME est d'avis qu'Énergir est bien placée pour cibler les initiatives qui pourront bonifier les programmes de son PGEÉ.

Sous-volet - Études de faisabilité VGE

Énergir propose de modifier les modalités du sous-volet - Études de faisabilité VGE[23] afin d'offrir la possibilité à un client de recevoir plus d'une aide financière annuellement dans certain cas, comme la présence d'un complexe industriel, ou de sections distinctes d'usines pouvant être délimitées séparément. Le GRAME est d'avis que ces modifications sont souhaitables afin d'optimiser le nombre de projets qui pourraient être développés par la suite.

[22] R-4177-2021, B-0051, Tableau 4, p. 14
[23] R-4177-2021, B-0051, p. 16-17