

PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER

HORIZON 2022 - 2025

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE	5
SOMMAIRE	8
INTRODUCTION	10
1 Vision long terme du contexte gazier	11
1.1 Le marché gazier au Canada et aux États-Unis	11
1.1.1 Contexte gazier aux États-Unis	12
1.1.2 Contexte gazier au Canada	18
1.1.3 Le prix du gaz naturel au Canada	23
1.1.4 Les attentes à court et à moyen termes à l'égard du prix du gaz naturel	26
1.2 En résumé.....	28
2 Contexte économique et énergétique	30
2.1 Hypothèses économiques	30
2.2 Hypothèses énergétiques	30
3 Situation concurrentielle	35
3.1 Marché grandes entreprises	36
3.2 Marché des petit et moyen débits.....	38
3.3 Marché résidentiel.....	38
3.4 Marché affaires	40
4 Prévision des livraisons pour l'année en cours (2020-2021)	41
4.1 Livraisons 2020-2021 pour le marché grandes entreprises	41
4.2 Livraisons 2020-2021 pour le marché des petit et moyen débits	43
4.3 Nombre de clients anticipés 4/8 2020-2021 et CT 2021-2022	45
5 Prévisions des livraisons 2022-2025	46
5.1 Scénario de base 2022-2025.....	46
5.1.1 Livraisons 2022-2025 pour le marché grandes entreprises	46
5.1.2 Livraisons 2022-2025 pour le marché des petit et moyen débits	50
5.1.3 Livraisons globales (scénario de base)	54
5.2 Scénario favorable	54
5.3 Scénario défavorable	57
5.4 Comparaison des plans d'approvisionnement 2022-2025 et 2021-2024	59
5.5 Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu.....	61

5.6	Suivi de décisions	61
5.7	Intégration de la Biénergie dans la prévision de la demande.....	61
6	Contexte et stratégie d’approvisionnement – Plan 2022-2025	63
6.1	Transport.....	63
6.2	Fourniture de gaz naturel.....	65
6.3	Autres sources d’approvisionnement.....	67
6.4	Équilibrage.....	68
6.5	Conclusion	69
7	Contrats d’approvisionnement existants	70
7.1	Fourniture de gaz naturel.....	70
7.1.1	Clients au service de fourniture de gaz naturel d’Énergir.....	70
7.1.2	Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété	72
7.2	Transport.....	73
7.2.1	Services de transport du distributeur	73
7.2.2	Services de transport et d’équilibrage fournis par le client.....	73
7.2.3	Gaz d’appoint.....	74
7.2.4	Coûts de transport	74
7.3	Entreposage.....	74
7.3.1	Capacité d’espace, de retrait et d’injection.....	75
7.3.2	Coûts d’entreposage.....	75
8	Planification d’approvisionnements	76
8.1	Planification pour l’année 2021-2022	76
8.1.1	Établissement des outils du plan d’approvisionnement 2021-2022	76
8.1.2	Demande et sources d’approvisionnement gazier	81
8.1.3	Stratégie d’approvisionnement et analyse de rentabilité	82
8.1.4	Coefficient d’utilisation FTLH	84
8.1.5	Nombre maximum de jours d’interruption.....	84
8.2	Plan d’approvisionnement 2022-2025 – scénarios de base, favorable et défavorable.....	84
8.2.1	Fourniture de gaz naturel.....	84
8.2.2	Transport.....	85
8.2.3	Équilibrage.....	86
8.2.4	Impact de la température.....	86
8.2.5	Scénario favorable.....	87
8.2.6	Scénario défavorable.....	88
8.3	Risque découlant des différentes sources d’approvisionnement	88

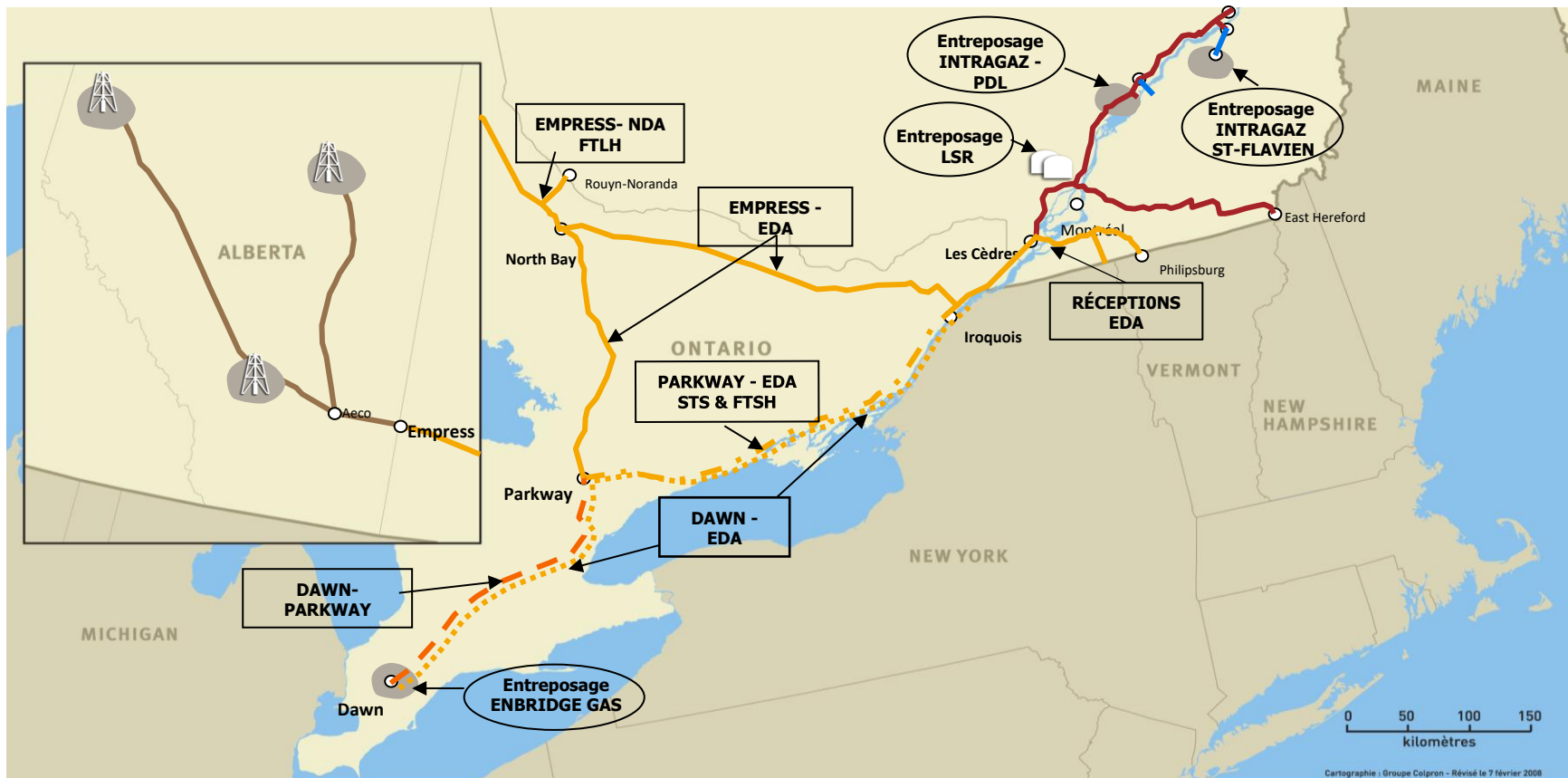
9	Revenus d'optimisation prévus	89
9.1	Transactions opérationnelles	89
9.1.1	Vente de transport <i>a priori</i>	89
9.1.2	Vente de transport non utilisé	90
9.2	Transactions financières	90
10	Suivis concernant les contrats-cadres et les transactions d'approvisionnement gaziers conclus avec des sociétés apparentées.....	90
10.1	Suivi découlant de la décision D-2017-041	90
10.2	Suivi découlant de la décision D-2020-113	91
	CONCLUSION	93
	ANNEXES	94

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE

AECO	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de production
daQ	Clientèle assujettie à la distribution au Québec
Dawn	Point situé dans le sud de l'Ontario
Degrés-jours	Différence entre le seuil de 13°C et la température moyenne quotidienne; les degrés-jours servent à déterminer les volumes de chauffage par rapport à la température extérieure
Empress	Point situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan qui constitue le point d'interconnexion entre le réseau intra-Alberta de TCPL et le réseau principal du transporteur
FTLH	Firm Transportation Long Haul; service de transport ferme de TCPL entre Empress et Energir EDA/NDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et Energir EDA/NDA
FTSH	Firm Transportation Short Haul; service de transport ferme de TCPL entre Dawn ou Parkway et Energir EDA/NDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Dawn et Energir EDA/NDA
« Futures » contrat à terme	Prix d'achat ou vente offert par une tierce partie pour une commodité (molécule, transport ou différentiel de lieu) en fonction d'une période déterminée et d'un lieu de livraison
Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10 ⁹ joules
GNL	Gaz naturel liquéfié
Energir EDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système d'Énergir et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison EDA (Eastern Delivery Area) de TCPL
Energir NDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système d'Énergir et celui de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison NDA (Northern Delivery Area) de TCPL
Joule	Unité de mesure de l'énergie – 1 m ³ équivaut à 37 890 000 joules

LSR	Liquéfaction Stockage Regazéification; abréviation utilisée pour désigner l'usine de gaz naturel liquéfié d'Énergir
Parkway	Point situé dans le sud de l'Ontario, au nord-est de Dawn
PIB	Produit intérieur brut; somme des valeurs des biens et services issus de la production à l'intérieur des frontières d'un pays
RÉC	Régie de l'énergie du Canada (anciennement l'Office national de l'énergie (ONÉ))
SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec
STS	Storage Transportation Service; service de transport ferme entre Parkway et Energir EDA; ce service n'est ferme que du 1 ^{er} novembre au 15 avril, inclusivement
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Carte 1



Légende

- Nova
- Enbridge Gas
- Énergir
- TCPL
- TQM

SOMMAIRE

- 1 Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Énergir, s.e.c. (Énergir), la
2 demande de la clientèle pour les années 2021-2022 à 2024-2025 se présente comme suit :

Tableau 1
Demande 2021-2022 à 2024-2025

Catégorie de clientèle	Demande avant interruptions (scénario de base)			
	(10 6m ³)			
	2022	2023	2024	2025
Grandes entreprises	3 090,6	3 148,4	3 330,9	3 316,9
Petit et moyen débits	3 023,4	3 038,7	3 049,4	3 044,7
TOTAL	6 114,0	6 187,1	6 380,3	6 361,6

3 La reprise économique anticipée, la position concurrentielle actuellement favorable du gaz naturel
4 face aux autres sources d'énergie et le maintien anticipé de cet avantage sur un horizon de moyen
5 terme se traduisent en de nouvelles ventes et en des hausses de consommation chez des clients
6 existants qui permettent d'assurer une croissance des livraisons. Une croissance de 4,05 % de
7 la demande totale en gaz naturel est constatée sur l'horizon du plan, entre 2022 et 2025. Énergir
8 anticipe une hausse des volumes qui s'explique à la fois par des ajouts de charge chez des clients
9 existants et par l'arrivée de nouveaux clients œuvrant principalement dans le secteur de la
10 métallurgie.

11 Énergir doit détenir les outils d'approvisionnement nécessaires pour rencontrer la demande en
12 journée de pointe des clients au service continu, la demande annuelle des clients au service
13 continu et, dans la mesure du possible, celle des clients au service interruptible. Les
14 approvisionnements doivent par ailleurs être suffisamment flexibles pour faire face aux
15 fluctuations de volumes résultant des aléas climatiques et des conditions économiques.

16 Sur l'horizon du plan 2021-2022 à 2024-2025, Énergir dispose d'une structure
17 d'approvisionnement dont le point de référence est Dawn. Énergir a intégré les
18 approvisionnements découlant de l'impact potentiel de la refonte du service interruptible à

1 compter de l'année 2022-2023, cette refonte étant encore à l'étude auprès de la Régie de
2 l'énergie (la Régie)¹.

3 Dans le présent plan d'approvisionnement, les quatre années sont en déficit d'outils
4 d'approvisionnement. Les déficits (-) / excédents (+) d'approvisionnement projetés sont les
5 suivants :

Tableau 2
Excédents et déficits d'approvisionnement

Outils d'approvisionnement (10 ³ m ³ /jour) Excédents (+) / Défis (-) par année		
	Avant augmentation des capacités de soutirage aux sites d'Intragaz	Après augmentation des capacités de soutirage aux sites d'Intragaz
2021-2022	(625)	(625)
2022-2023	(766)	(766)
2023-2024	(1364)	(84)
2024-2025	(1446)	(166)

6 Pour les années 2021-2022 et 2022-2023, Énergir prévoit qu'elle sera en mesure de contracter
7 un service de pointe pour combler les déficits d'approvisionnement. Pour les années 2023-2024
8 et 2024-2025, Énergir prévoit avoir recours à l'ajout de capacités de retrait fermes aux sites
9 d'Intragaz.

¹ Dossier R-3867-2013, Phase 2.

INTRODUCTION

1 Ce plan d’approvisionnement, couvrant les années 2021-2022 à 2024-2025, est préparé par
2 Énergir en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d’approvisionnement*
3 (le Règlement) (c. R-6.01, r. 8).

4 Il est à noter que cette pièce couvrira le plan annuel et le plan quadriennal, tant au niveau de la
5 prévision de la demande que des approvisionnements gaziers.

6 Pour le développement du plan d’approvisionnement, Énergir exposera initialement la vision long
7 terme du contexte gazier. Elle expliquera le contexte économique et énergétique dans lequel elle
8 prévoit évoluer au cours des quatre prochaines années, ainsi que la situation concurrentielle qui
9 en découlera.

10 Avant de présenter les prévisions de la demande pour le plan quadriennal, Énergir commentera
11 les écarts dans les prévisions de livraison pour l’année en cours, soit la différence entre la
12 prévision établie lors de la Cause tarifaire 2020-2021 et celle établie lors de l’exercice budgétaire
13 4/8 2020-2021 (4 mois réels / 8 mois projetés) utilisée comme point de départ pour la présente
14 Cause tarifaire.

15 Considérant les différentes hypothèses et la prévision 4/8 pour l’année en cours, Énergir
16 exposera par la suite la prévision de la demande, par type de clientèle, pour les années
17 2021-2022 à 2024-2025.

18 Pour établir les bases du plan d’approvisionnement, Énergir détaillera le contexte gazier dans
19 lequel elle évolue plus spécifiquement et, conséquemment, la stratégie d’approvisionnement sur
20 l’horizon du plan. En fonction de ces constats, le plan d’approvisionnement pour 2021-2022 à
21 2024-2025 sera présenté, considérant les diverses informations prescrites au Règlement. Les
22 données particulières à la planification de l’année financière 2021-2022 seront également
23 détaillées.

1 VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

1 La présente section introduit la vision à long terme d'Énergir en matière d'approvisionnement
2 gazier. Cette vision à l'horizon 2026 s'inscrit dans le contexte suivant :

- 3 • La faiblesse des prix continentaux au début de 2020 et la baisse de la production pétrolière
4 affecteront la production gazière américaine jusqu'en 2022;
- 5 • Malgré la pandémie et ses impacts économiques, la demande domestique de gaz naturel
6 maintient un rythme de croissance;
- 7 • L'augmentation soutenue des capacités américaines d'exportation de GNL accroît la
8 sensibilité du prix à Henry Hub aux aléas des marchés internationaux;
- 9 • Les prix du gaz naturel retournent vers des niveaux plus soutenables, mais demeureront
10 compétitifs sur l'ensemble du continent.

1.1 LE MARCHÉ GAZIER AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS

11 L'année 2020 restera gravée en mémoire pour avoir profondément bouleversé les dynamiques
12 économiques et sociales et perturbé l'équilibre de plusieurs marchés, dont celui de l'énergie. Dès
13 le début de l'année 2020, essentiellement trois enjeux ont affecté le marché du gaz naturel en
14 Amérique du Nord.

15 Premièrement, la faiblesse des prix du gaz naturel observée dès le début de l'hiver 2019-2020 et
16 tout au long de l'année 2020 a forcé une majorité de producteurs de gaz naturel à revoir à la
17 baisse leurs investissements, de manière à améliorer un bilan financier affecté par cette faiblesse
18 des prix.

19 Deuxièmement, la production de gaz naturel a dû composer avec la chute des prix pétroliers et
20 ses effets sur les activités de forage et la production de pétrole.

21 Enfin, le troisième enjeu avec lequel a dû composer le marché gazier est bien sûr celui de la
22 baisse de la consommation d'énergie découlant de la crise économique provoquée par la
23 pandémie. Bien que le niveau de la consommation totale au Canada et aux États-Unis ait été
24 comparable à celui observé en 2019, il n'en est pas de même pour chacun des différents secteurs
25 de consommation, la forte demande des uns compensant la faiblesse de la demande des autres,
26 notamment au deuxième trimestre de 2020.

1 Bien que l'on puisse affirmer que le marché nord-américain du gaz naturel a surmonté ces enjeux
2 avec une certaine résilience, le contexte économique demeure fragile et certaines catégories de
3 producteurs évoluent dans un environnement financier qui leur est plus exigeant.

4 Malgré une conjoncture plus difficile, l'abondance des réserves de gaz naturel, la proximité et la
5 productivité des bassins de production et l'importance des réseaux de distribution contribuent à
6 maintenir un équilibre de marché capable de satisfaire les besoins à plus long terme et à des prix
7 compétitifs.

1.1.1 Contexte gazier aux États-Unis

1.1.1.1 La production

8 En constante augmentation depuis plusieurs années, le niveau de la production de
9 gaz naturel aux États-Unis a enregistré un important repli au cours de l'année 2020
10 en raison de la faiblesse des prix du gaz naturel, de la chute des prix du pétrole et de
11 leurs impacts sur la rentabilité des producteurs.

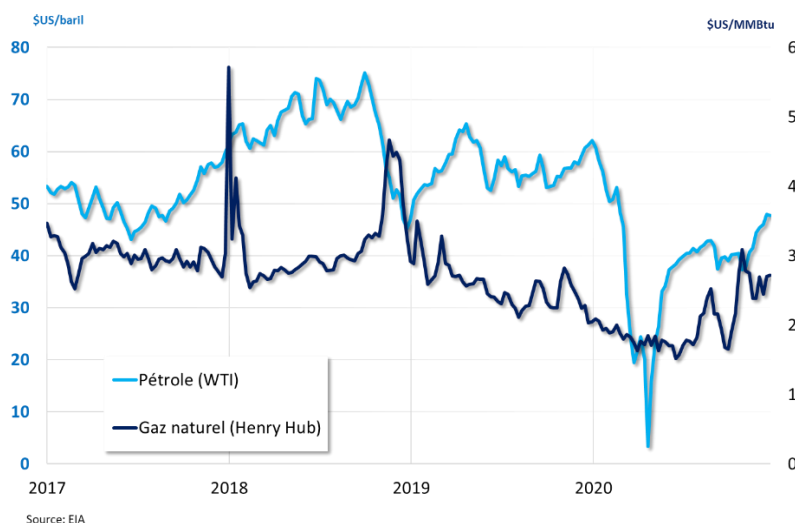
12 D'une part, la faiblesse soutenue des prix du gaz naturel depuis le début de l'hiver
13 2019-2020 a forcé une majorité des producteurs gaziers à revoir à la baisse leurs
14 dépenses d'investissements. Le recours aux instruments dérivés pour protéger une
15 portion significative des niveaux de production et l'amélioration de la productivité des
16 puits existants auront permis de limiter les impacts sur la rentabilité des producteurs.

17 D'autre part, la décroissance économique mondiale découlant de la pandémie a
18 provoqué une chute de la demande de produits pétroliers et entraîné une chute des
19 prix du pétrole, provoquant une baisse de la production mondiale de pétrole, dont celle
20 des États-Unis.

21 La combinaison de ces effets de prix s'est traduite par une baisse de l'activité gazière
22 et pétrolière par le biais, notamment, d'une baisse importante des activités de forage
23 et de la production totale de gaz naturel aux États-Unis.

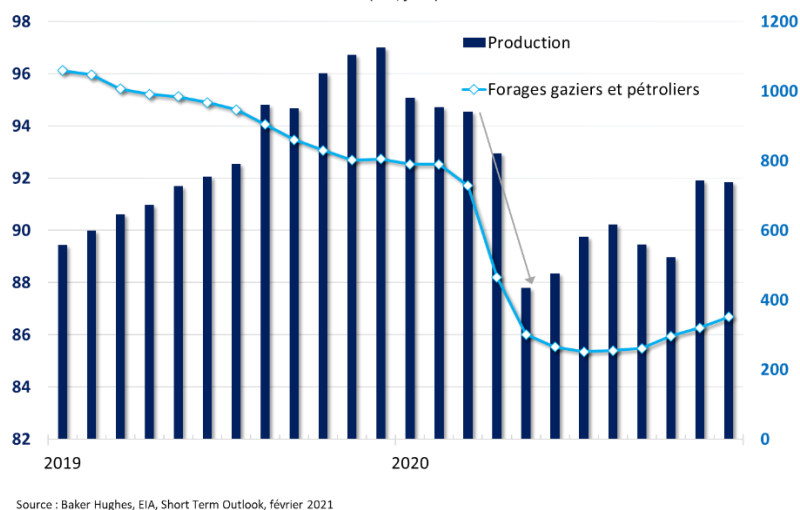
Graphique 1

Moyennes hebdomadaires de prix de l'énergie



- 1 Entre les mois de mars et mai 2020, la production totale de gaz naturel aux États-Unis
 2 a diminué d'environ 7 % pour se situer à quelque 87,8 Bcf/jour. Le relèvement des prix
 3 spot du gaz naturel au deuxième semestre de 2020 et celui des prix à terme
 4 (« Futures ») pour la période d'hiver 2020-2021 auront contribué à une remontée des
 5 niveaux de production du gaz naturel près des 92 Bcf/jour en décembre 2020.

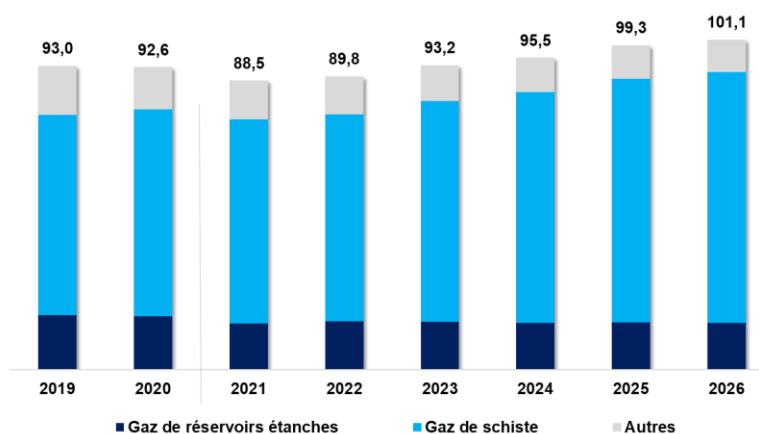
Graphique 2

Production de gaz naturel aux États-Unis
(Bcf/jour)

1 Pour l'ensemble de 2020, la production moyenne de gaz naturel s'est élevée à
 2 92,6 Bcf/jour, en baisse de 0,5 % par rapport à 2019. La *Energy Information Agency*
 3 (EIA) estime que la production de gaz naturel aux États-Unis devrait croître
 4 annuellement de 1,5 % en moyenne pour atteindre 101,1 Bcf/jour en 2026.

Graphique 3

Production de gaz naturel aux États-Unis
(Bcf/jour)



Source: EIA, Annual Energy Outlook, janvier 2021

5 Cette croissance de la production sera principalement concentrée dans deux régions :
 6 l'une dans le nord-est des États-Unis avec les bassins Marcellus et Utica et l'autre
 7 dans le Centre-Sud avec les bassins Permian et Haynesville situés aux frontières du
 8 Texas. Avec la reprise de l'activité économique et la remontée des prix du pétrole, la
 9 production gazière des bassins de production de pétrole devrait croître et contribuer à
 10 élever la production totale aux États-Unis.

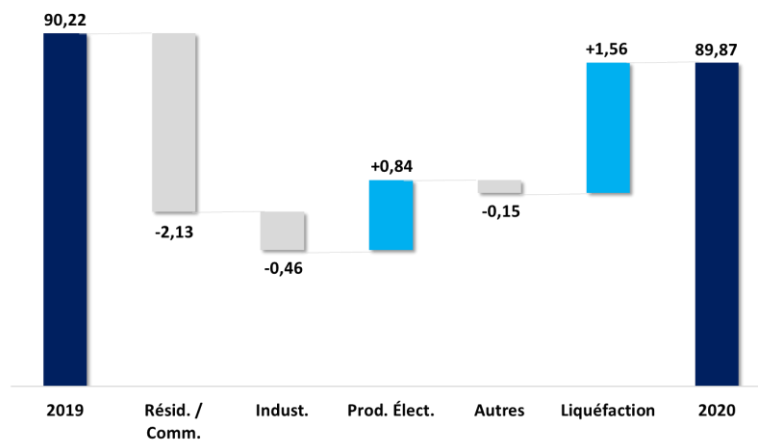
1.1.1.2 La demande

11 Alors que la production du gaz naturel a été affectée par les événements de 2020, la
 12 demande aux États-Unis est demeurée relativement stable. En fait, la demande de
 13 certains sous-secteurs de cette demande a permis de compenser celle de sous-
 14 secteurs touchés par le ralentissement de l'économie mondiale, mais également par
 15 les températures moins froides de l'hiver 2019-2020.

1 Ces températures moins froides au cours des trois premiers mois de l'année ont
 2 largement contribué à réduire la demande des secteurs résidentiel et commercial
 3 d'environ 2,13 Bcf/jour. Quant à la baisse de la demande industrielle, notamment celle
 4 des industries pétrochimiques et du secteur des métaux, elle est attribuable à la baisse
 5 de l'activité économique mondiale. La diminution de la demande de ces secteurs a été
 6 presque complètement compensée par l'augmentation de la demande de gaz naturel
 7 à des fins de production électrique et par l'augmentation, au troisième trimestre, de la
 8 demande de gaz naturel à des fins de liquéfaction et d'exportation.

Graphique 4

Répartition de la croissance de la demande de gaz naturel aux
 États-Unis en 2020
 (Bcf/jour)

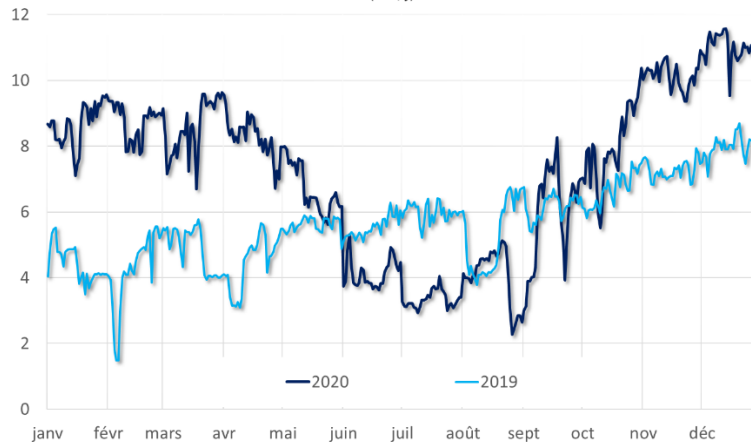


Source : Short Term Outlook, février 2021

9 C'est d'ailleurs grâce aux exportations de gaz naturel sous forme liquide que la
 10 demande totale s'est élevée à près de 90 Bcf/jour. Lourdemment affectée par la
 11 décroissance de l'économie mondiale, la demande de gaz naturel à des fins de
 12 liquéfaction s'est fortement repliée au deuxième trimestre de 2020, pour remonter
 13 rapidement vers la fin de l'été à la faveur d'une reprise économique bien amorcée en
 14 Asie et de températures hivernales sous les normales en Chine notamment.

Graphique 5

Demande de gaz naturel aux États-Unis
aux fins de liquéfaction et d'exportation
(Bcf/j)



Source: S&P Platts

1 À l'horizon de 2026, la demande domestique de gaz naturel affiche une légère
2 croissance avec une demande industrielle qui compense la baisse de la demande de
3 gaz naturel pour la production électrique.

4 Alors que les demandes résidentielle et commerciale affichent une certaine stabilité,
5 la croissance de la demande industrielle (+3,40 Bcf/jour) compense la baisse de la
6 demande du secteur de la production d'électricité (-2,99 Bcf/jour) projetée entre 2020
7 et 2026, attribuable à la part croissante des énergies renouvelables et à la remontée
8 des prix du gaz naturel.

9 La EIA note toutefois que la part du gaz naturel dans la production électrique devrait
10 tout de même se maintenir à 36 % à l'horizon 2050, au fur et à mesure du retrait des
11 capacités de production électrique à partir du charbon et du nucléaire.

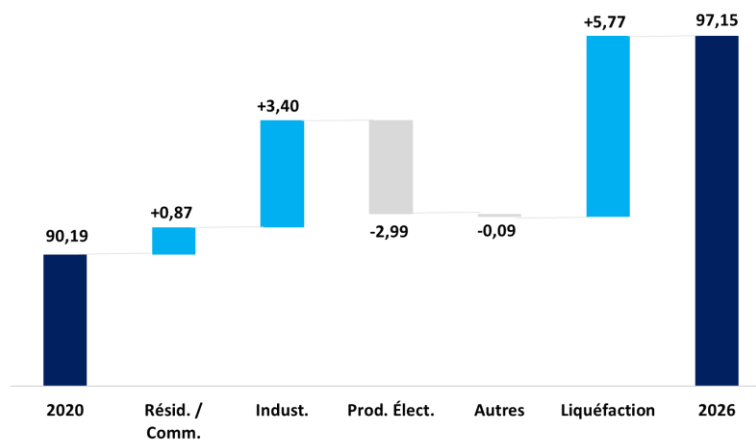
12 Or, ce qui donne un véritable élan à la demande totale de gaz naturel, ce sont les
13 besoins en gaz naturel des terminaux de liquéfaction et d'exportation de GNL
14 actuellement en opération aux États-Unis et de ceux à venir. La croissance de la
15 demande domestique demeurera inférieure à celle de l'offre, permettant ainsi de
16 libérer des volumes de gaz naturel pouvant être exportés par pipeline vers le Canada

1 et le Mexique particulièrement, ou sous la forme de GNL vers l'Asie et l'Europe
2 notamment.

3 Entre 2020 et 2026, la moyenne quotidienne de la demande de gaz naturel à des fins
4 de liquéfaction et d'exportation devrait croître de quelque 5,77 Bcf/jour pour se situer
5 aux alentours de 12,5 Bcf/jour à 13 Bcf/jour.

Graphique 6

Répartition de la croissance de la demande de gaz naturel
aux États-Unis entre 2020 et 2026
(Bcf/jour)

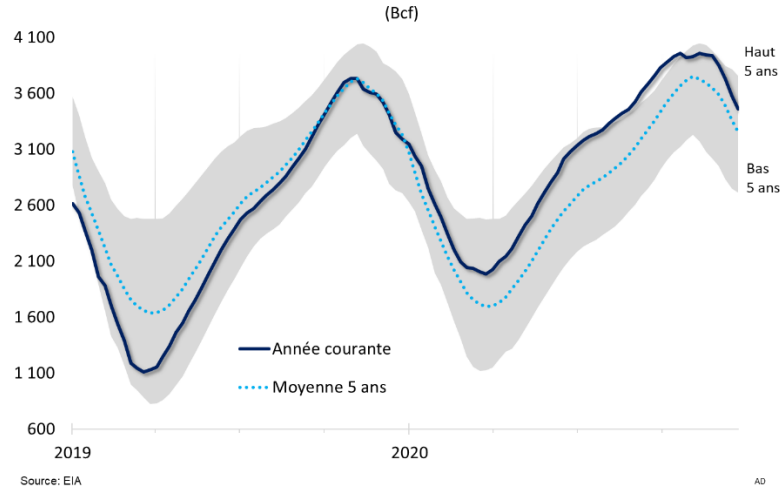


Source : EIA, Annual Energy Outlook 2021

1.1.1.3 Entreposage de gaz naturel

6 L'entreposage de gaz naturel est un élément essentiel de l'arrimage entre la
7 production et la demande. L'entreposage est nécessaire à des fins d'optimisation
8 opérationnelle, mais également pour satisfaire les besoins énergétiques en période
9 d'hiver lorsque la demande excède la production. Ainsi, au fil de l'évolution des retraits
10 et des injections, les niveaux d'entreposage peuvent contribuer à rassurer ou inquiéter
11 le marché des prix à terme pour les mois ou les saisons à venir. Au cours des dernières
12 années, les niveaux d'entreposage à l'échelle nationale ou régionale se sont donc
13 avérés avoir une influence certaine sur la valeur et la volatilité des prix à terme.

Graphique 7

Entreposage de gaz naturel
aux États-Unis

1 Au cours de l'année 2020, la faiblesse de la demande de gaz naturel à des fins de
 2 liquéfaction et la remontée des prix continentaux du gaz naturel pour l'hiver 2020-2021
 3 ont favorisé l'injection de gaz naturel en entreposage. Pour l'ensemble des États-Unis,
 4 les entreposages de gaz naturel totalisaient 3 958 Bcf au début de novembre 2020,
 5 soit 6 % de plus que la moyenne des cinq dernières années.

6 Dans le contexte d'une production de gaz naturel fragilisée par ces enjeux discutés
 7 précédemment, le niveau élevé des entreposages contribue à contenir l'évolution des
 8 prix en période de demande excédentaire et face aux aléas climatiques.

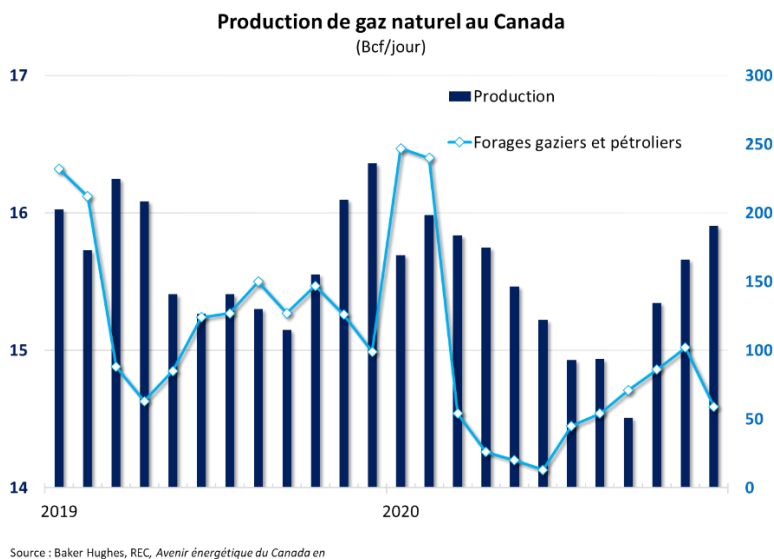
1.1.2 Contexte gazier au Canada

9 Sur une base annuelle, la production totale de gaz naturel au Canada s'est avérée plus
 10 stable que la production américaine en 2020. S'appuyant sur des activités de forage
 11 saisonnières, la production canadienne de gaz naturel est également tributaire de
 12 l'importance de la demande, des contraintes de transport vers les lieux de consommation
 13 et d'entreposage et des prix.

14 Depuis 2019, la résolution d'enjeux liés aux services interruptibles et à l'entreposage s'est
 15 traduite par une augmentation de la production gazière dans l'Ouest, un certain
 16 relèvement des prix du gaz naturel dans l'Ouest canadien près des moyennes

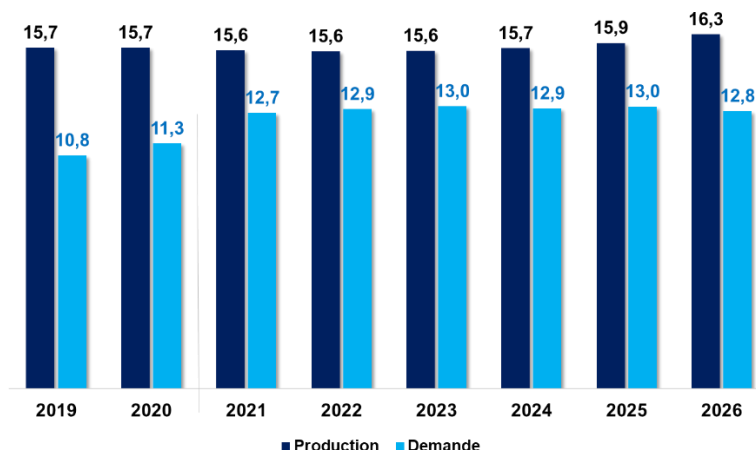
- 1 continentales ainsi qu'une baisse significative de leur volatilité à l'intérieur de courtes
 2 périodes.

Graphique 8



- 3 À l'horizon 2026, la production canadienne de gaz naturel devrait demeurer relativement
 4 stable. Stimulée par les perspectives d'exportations, l'augmentation de la production de
 5 réservoirs étanches en Colombie-Britannique devrait compenser la diminution de la
 6 production de type classique en Alberta.

Graphique 9

Production et demande de gaz naturel au Canada
(Bcf/jour)

Source: Régie de l'énergie du Canada

1 Selon la Régie de l'énergie du Canada (RÉC), la production de gaz naturel provenant de
 2 nouveaux puits permettrait de compenser la diminution de la production des puits
 3 existants. À plus long terme, la hausse des prix et le début des exportations canadiennes
 4 de GNL alimenteraient les dépenses en immobilisations et entraîneraient une
 5 augmentation de la production vers les 18,4 Bcf/jour en 2040, selon la RÉC.

6 En 2019, la formation du bassin de Montney accaparait 38,6 % de la production
 7 canadienne totale. Montney s'étend sur 130 000 kilomètres carrés dans une diagonale du
 8 nord-est de la Colombie-Britannique au nord-ouest de l'Alberta. La RÉC estime que la
 9 croissance de la production gazière au Canada proviendra principalement de ce bassin
 10 avec 51,8 % de la production totale en 2026 et 57,4 % en 2030.

11 Montney se compare ainsi avec les plus grands bassins de production nord-américains
 12 sur le plan des réserves et de la production. D'autres zones gazières, telles que Horn
 13 River dans le nord de la Colombie-Britannique et le bassin de Liard, sont très
 14 prometteuses en termes de productivité des puits. Cependant, celles-ci sont éloignées du
 15 réseau de transport existant et devront bénéficier de conditions économiques et
 16 commerciales avantageuses pour pouvoir se développer.

1 Même si le potentiel gazier du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est énorme,
2 l'accès aux marchés est difficile. L'industrie du gaz naturel au Canada fait face à une
3 compétition féroce des producteurs de shales américains. Les ressources à très bas coûts
4 de Marcellus évincent le gaz canadien des marchés du Nord-Est américain et accaparent
5 une part importante du gaz naturel présent en Ontario et au Québec, depuis la mise en
6 service des gazoducs Rover et Nexus notamment.

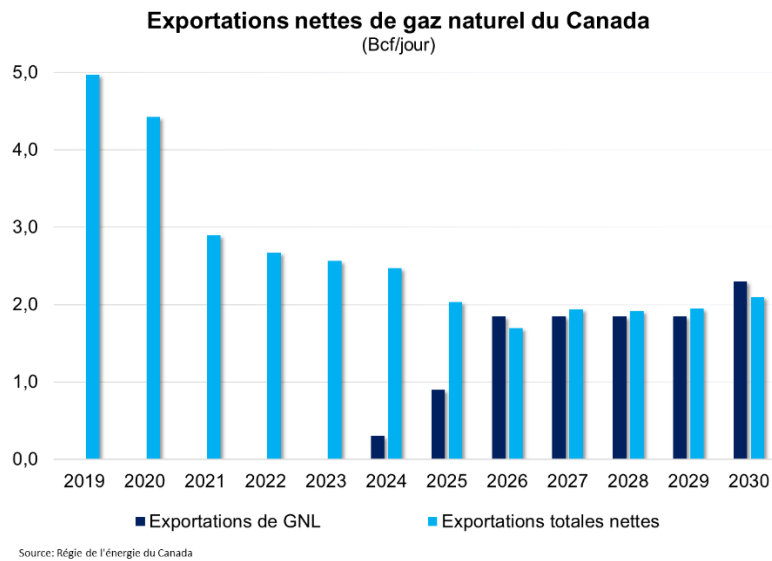
Exportation canadienne de gaz naturel

7 La stabilité de la production canadienne conjuguée avec l'augmentation de la demande
8 domestique de gaz naturel contribuent à réduire le niveau net des exportations
9 canadiennes de gaz naturel. À plus long terme, les exportations de GNL contribuent à
10 stabiliser le total des exportations nettes.

11 La RÉC prévoit que les exportations canadiennes de GNL débiteront en 2024 avec un
12 volume exporté de 0,3 Bcf/j, pour se stabiliser ensuite à quelque 1,84 Bcf/j de 2026 à
13 2029². Ces exportations seront rendues possibles grâce à la mise en service du terminal
14 de Woodfibre LNG situé au nord de Vancouver et des deux trains de liquéfaction du
15 terminal de LNG Canada à Kitimat.

² Régie de l'énergie du Canada, *L'Avenir énergétique 2019*.

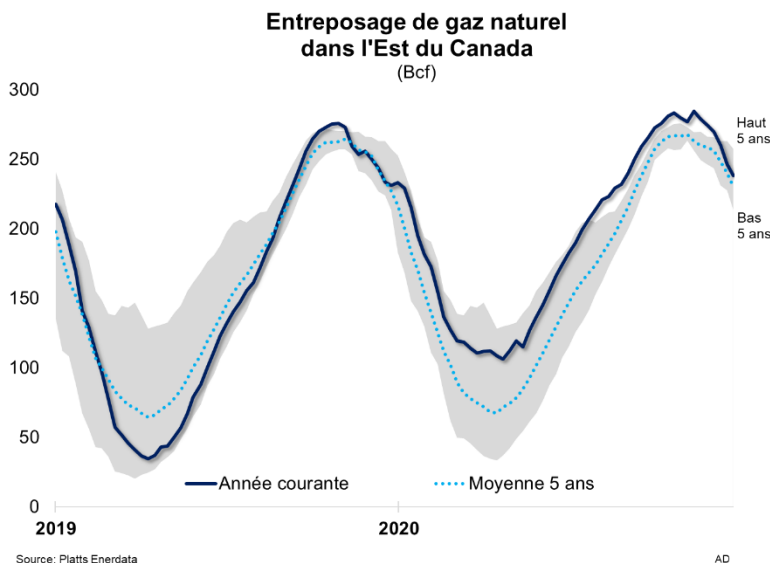
Graphique 10



1.1.2.1 Entreposage de gaz naturel

1 Des températures moins froides à la fin de l'hiver 2019-2020 ont entraîné une baisse
2 de la demande de gaz naturel et une diminution des retraits de gaz naturel des sites
3 d'entreposage. Dans l'Est du Canada, les entreposages de gaz naturel totalisaient
4 275,9 Bcf au début de l'hiver 2020-2021, soit 6 % de plus que la moyenne des
5 5 dernières années.

Graphique 11



1 Avant la réduction des niveaux de production de gaz naturel aux États-Unis à partir
 2 du 2^e trimestre de 2020, le maintien de niveaux d'entreposage au-dessus de la
 3 moyenne historique et la faiblesse de la demande de gaz naturel découlant de
 4 températures moins froides en janvier 2020 ont contribué à la faiblesse des prix réels
 5 à Dawn et des prix à terme pour l'été et l'hiver à venir.

6 Compte tenu des niveaux actuels et prévus de la production américaine et de la
 7 croissance de la demande de gaz naturel au cours des prochaines années, les
 8 niveaux d'entreposage de gaz naturel demeurent l'objet d'une attention particulière
 9 dans l'analyse de l'état du marché gazier au Canada et aux États-Unis.

1.1.3 Le prix du gaz naturel au Canada

10 Le prix du gaz naturel se veut la résultante d'un équilibre entre l'offre et la demande. Alors
 11 que l'offre de gaz naturel s'appuie notamment sur l'exploitation de puits de production, la
 12 disponibilité des réseaux de transport et les niveaux d'entreposage, la demande
 13 canadienne se veut essentiellement tributaire des températures et des sources d'énergie
 14 pour la production de l'électricité ainsi que du niveau de l'activité manufacturière et de la
 15 production pétrolière.

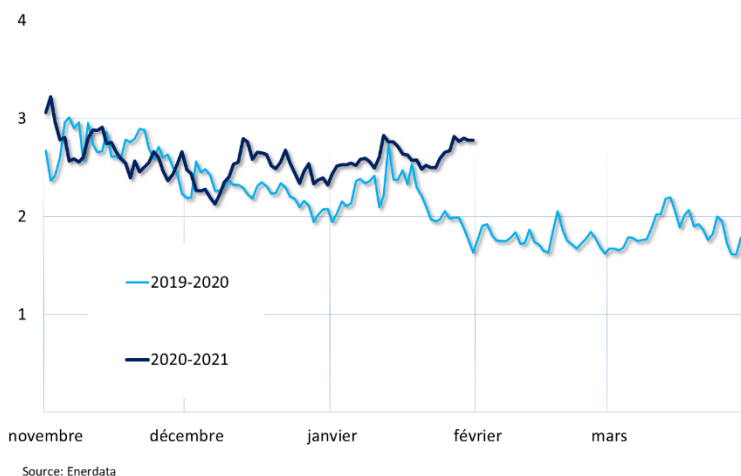
1 Les Graphiques 12, 13 et 14 présentent les prix à Empress, à Dawn ainsi que le différentiel
2 de prix pour l'hiver 2020-2021, de même que pour l'hiver 2019-2020.

3 Les prix observés durant les trois premiers mois de l'hiver 2020-2021 sont en hausse par
4 rapport à ceux observés au cours de l'hiver précédent. Dès le début de l'hiver 2020-2021,
5 une production américaine de gaz naturel plus forte que prévu et des températures moins
6 froides ont fait en sorte de contenir les prix bien en deçà des valeurs anticipées par les
7 marchés au cours des mois précédents. L'écart entre les prix observés au mois de janvier
8 2020 versus janvier 2021 témoigne de perspectives différentes de température entre les
9 mois de février 2020 et février 2021. Frappé par un important vortex polaire en plein centre
10 du continent, le mois de février 2021 s'avère l'un des plus froids des dernières années.

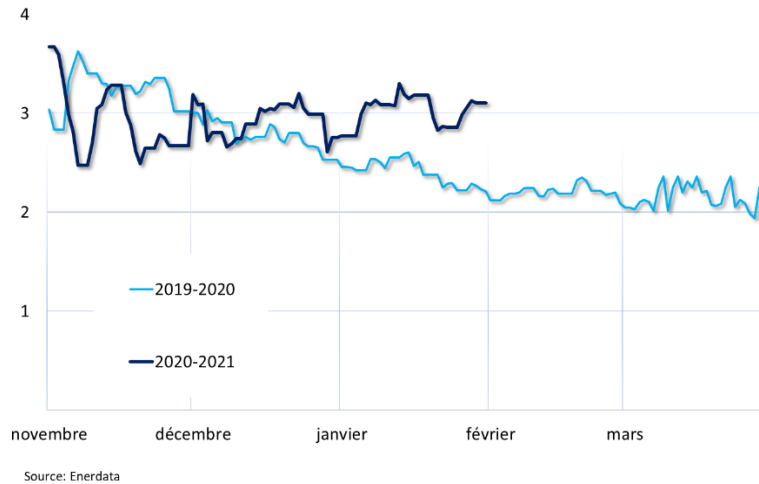
11 En moyenne, du 1^{er} novembre 2020 au 1^{er} janvier 2021, les prix spot du gaz naturel à
12 Empress et Dawn ont été de 2,58 \$/GJ et de 2,95 \$/GJ respectivement, en hausse de
13 9,2 % et 5,5 % par rapport à la même période l'an dernier.

Graphique 12

Prix du gaz naturel à Empress
(\$/GJ)

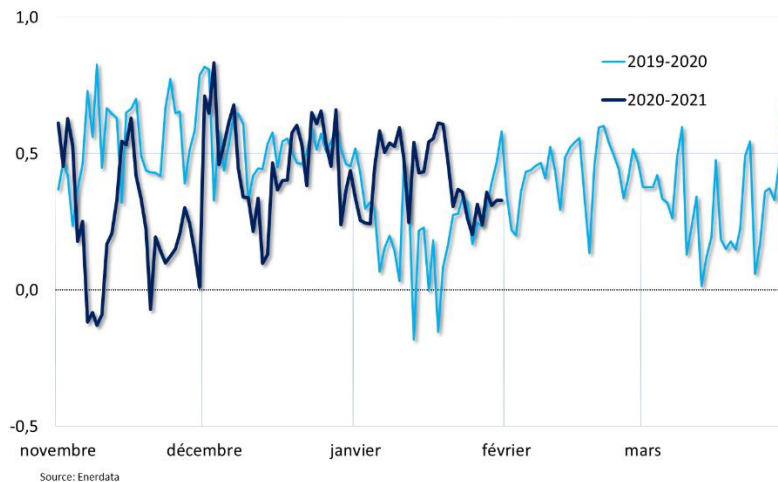


Graphique 13

Prix du gaz naturel à Dawn
(\$/GJ)

- 1 Pour les trois premiers mois de l'hiver 2020-2021, le différentiel de prix entre Empress et
- 2 Dawn s'est élevé à 0,37 \$/GJ, en baisse de 14,3 % par rapport à la même période l'an
- 3 dernier.

Graphique 14

Différentiel de prix entre Dawn et Empress
(\$/GJ)

1.1.4 Les attentes à court et à moyen termes à l'égard du prix du gaz naturel

1 À court terme, les prix du gaz naturel demeurent largement tributaires de l'évolution des
2 températures et de ses effets sur la demande et la production, mais également sensibles
3 au niveau des entreposages lorsque la demande est excédentaire.

4 Malgré les enjeux qui ont touché le marché du gaz naturel, notamment une période de
5 prix anormalement faibles qui a fragilisé les producteurs moins rentables, celui-ci demeure
6 en bonne santé et procure des prix relativement bas et compétitifs. La demande de gaz
7 naturel s'avère solide sur le continent et ailleurs dans le monde, alors que l'offre
8 continentale de gaz naturel, s'avérant tout aussi solide, peut s'appuyer sur des réserves
9 importantes et sur un imposant réseau de transport permettant de relier les principaux
10 bassins de production aux carrefours d'approvisionnement.

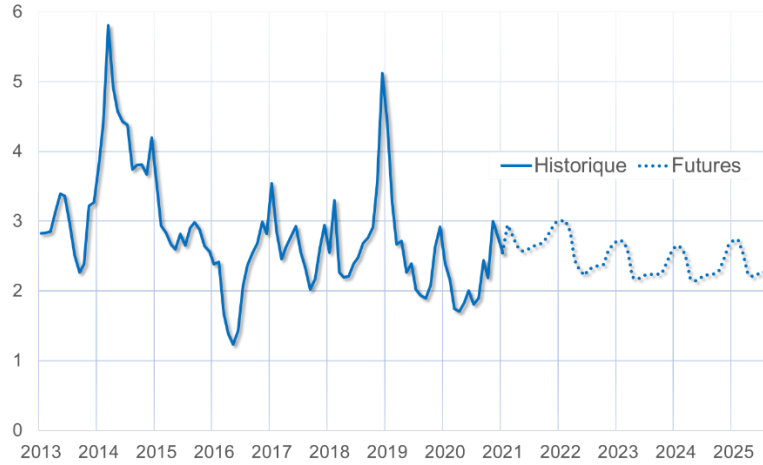
11 À moyen terme, l'EIA prévoit une remontée des prix du gaz naturel à Henry Hub vers des
12 niveaux plus soutenables pour les producteurs, mais néanmoins historiquement faibles.
13 Selon les prévisions à long terme de l'organisme, le prix moyen à Henry Hub oscillerait
14 entre 2,80 \$US/MMBtu et 3,10 \$US/MMBtu au cours de la période de 2021 à 2026.

15 Étant donné le faible écart et la forte corrélation entre le prix à Henry Hub et le prix à
16 Dawn, cette perspective de prix peut aisément se transposer à celle pour le prix à Dawn
17 et à d'autres importants carrefours de prix en Amérique du Nord.

18 Les graphiques suivants présentent les prix du gaz naturel à Empress et à Dawn ainsi
19 que les prix « Futures » basés sur la moyenne des prix publiés par TD Securities le
20 13 janvier 2021.

Graphique 15

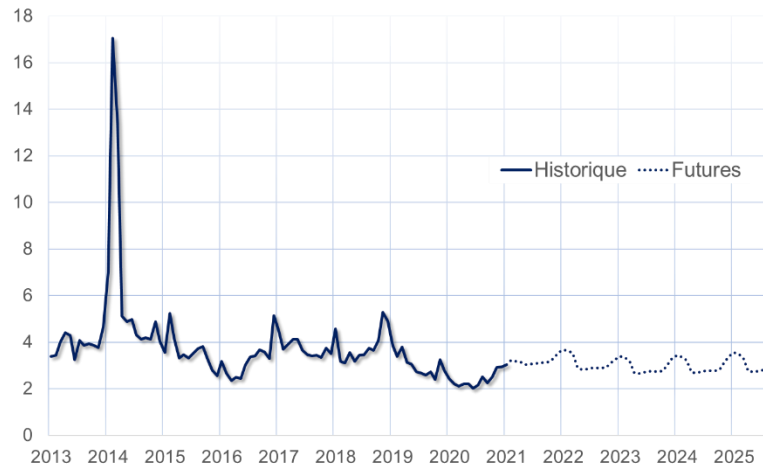
Prix du gaz à Empress
(\$/GJ)



Source: Enerdata, TD Securities

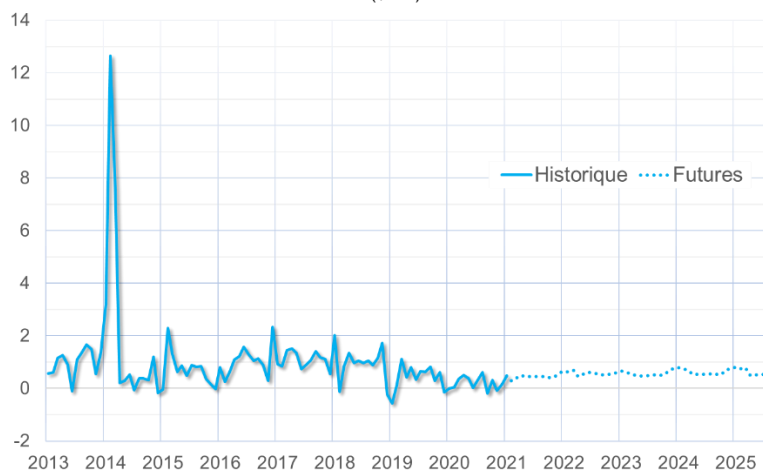
Graphique 16

Prix du gaz à Dawn
(\$/GJ)



Source: Enerdata, TD Securities

Graphique 17

Différentiel de prix entre Dawn et Empress
(\$/GJ)

Source: Enerdata, TD Securities

1 Les prix « Futures » à Empress et à Dawn se situent sous les moyennes historiques de
 2 2,54 \$/GJ et 3,08 \$/GJ des prix observés au cours des 3 dernières années. Quant au
 3 différentiel de prix entre Empress et Dawn, il fluctue autour de 0,56 \$/GJ sur la période de
 4 2021 à 2026.

1.2 EN RÉSUMÉ

5 Le marché gazier nord-américain s'est montré relativement résilient vis-à-vis les enjeux survenus
 6 en 2020. Malgré un contexte pour le moins difficile, les prix de marché pour le gaz naturel ont
 7 évolué et rejoint une fourchette favorisant une augmentation de la rentabilité des producteurs,
 8 tout en maintenant la compétitivité des prix du gaz naturel vis-à-vis celui des autres énergies.

9 La demande de gaz naturel a affiché une certaine stabilité, et si la demande industrielle et les
 10 exportations de GNL se sont repliées momentanément au cours de 2020, la demande aux fins
 11 de la production électrique s'est élevée à la faveur du prix du gaz naturel historiquement faible.

12 Bien que diminuée depuis près d'un an, la production de gaz naturel en Amérique du Nord
 13 s'ajustera au signal de prix et renouera avec le sentier de la croissance au cours des prochains
 14 trimestres. Il en résulte un équilibre offre / demande qui engendre des prix qui demeureront
 15 relativement faibles et compétitifs au cours des prochaines années.

- 1 Plus près du marché canadien, la contribution des bassins de production des Appalaches et
- 2 l'important réseau de transport qui les relie au Midwest et au carrefour de Dawn assurent une
- 3 sécurité d'approvisionnement offrant des prix faibles, moins volatils et, dans une certaine mesure,
- 4 plus isolés des impacts que peuvent avoir les marchés mondiaux sur l'équilibre des prix dans le
- 5 sud des États-Unis, près des marchés de consommation et d'exportation.

2 CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

2.1 HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES

- 1 Le Tableau 3 présente les hypothèses économiques utilisées dans ce plan d’approvisionnement.

Tableau 3
Hypothèses économiques

	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
Croissance du PIB québécois (%)	4,86	1,75	1,41	1,28
Taux d'inflation québécois (%)	1,99	1,92	1,97	1,97
Taux de change (\$US/\$CAN)	0,79	0,79	0,79	0,79

Sources des prévisions :

PIB Québec 2021-2022

Moyenne de prévisions :

Desjardins (jan.21)

Conference Board du Canada (jan.21)

Banque TD (déc.20)

Banque Nationale (jan.21)

BMO (jan.21)

Banque Scotia (jan.21)

Banque Royale (déc.20).

PIB Québec 2022-2023 à 2024-2025

Moyenne de prévisions :

Desjardins (jan.21)

Conference Board du Canada (jan.21).

Inflation Québec 2021-2022

Moyenne de prévisions :

Desjardins (jan.21)

Conference Board du Canada (jan.21)

Banque Nationale (jan.21)

BMO (jan.21)

Banque Royale (déc.20).

Inflation Québec 2022-2023 à 2024-2025

Moyenne de prévisions :

Desjardins (déc.19)

Conference Board du Canada (jan.20).

Taux de change 2021-2022 à 2023-2025

TD Securities – valeur des « Futures »,
en date du 13 janvier 2021.

2.2 HYPOTHÈSES ÉNERGÉTIQUES

Gaz naturel

- 2 Le Tableau 4 présente le prix des « Futures » offert sur le marché financier pour les périodes
3 couvertes par le plan d’approvisionnement. Les hypothèses retenues par Énergir sont présentées
4 au Tableau 5.

- 1 Énergir a utilisé le prix des « Futures » sur le marché financier pour déterminer ses hypothèses
 2 quant au prix du gaz naturel.
- 3 Considérant le déplacement de la livraison aux clients du service de fourniture avec ou sans
 4 transfert de propriété et des clients ayant convenu d'une entente à prix fixe auprès d'un
 5 fournisseur spécifique (achat direct), Énergir a établi son prix de la fourniture à Dawn à partir du
 6 1^{er} novembre 2016. Ce prix, sur l'horizon du plan d'approvisionnement, est présenté au
 7 Tableau 5.

Tableau 4

Marché financier - Moyenne en date du 13 janvier 2021					
Prix du gaz naturel - \$CAN/Gj					
	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
AECO	2,58 \$	2,48 \$	2,23 \$	2,16 \$	2,27 \$
Empress	2,67 \$	2,62 \$	2,41 \$	2,35 \$	2,41 \$
Dawn	3,03 \$	3,17 \$	2,95 \$	2,96 \$	3,03 \$
Nymex - Henry Hub	3,30 \$	3,33 \$	3,08 \$	3,05 \$	3,09 \$

Source : TD Securities

Tableau 5

Hypothèses retenues (\$CAN/GJ)				
	octobre	nov.- mars	avr.-sept.	année
2021-2022				
Prix à Empress	2,75 \$	2,94 \$	2,33 \$	2,62 \$
Prix à Dawn	3,15 \$	3,54 \$	2,87 \$	3,17 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	2,99 \$	3,05 \$	3,09 \$	3,07 \$
2022-2023				
Prix à Empress	2,38 \$	2,66 \$	2,21 \$	2,41 \$
Prix à Dawn	2,92 \$	3,25 \$	2,70 \$	2,95 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,01 \$	3,05 \$	3,08 \$	3,06 \$
2023-2024				
Prix à Empress	2,25 \$	2,54 \$	2,20 \$	2,35 \$
Prix à Dawn	2,76 \$	3,27 \$	2,74 \$	2,96 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,03 \$	3,09 \$	3,13 \$	3,10 \$
2024-2025				
Prix à Empress	2,29 \$	2,62 \$	2,25 \$	2,41 \$
Prix à Dawn	2,81 \$	3,38 \$	2,77 \$	3,03 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,08 \$	3,14 \$	3,18 \$	3,15 \$

Source : TD Securities

- 1 Le choix du prix des contrats d'échange comme base pour établir le prix du service de fourniture
 2 de gaz naturel est justifié par le fait que cet élément constitue le principal intrant dans le calcul de
 3 ce prix. Il est à noter que le prix du service de fourniture diffère du prix à Dawn selon le point de
 4 référence, en raison de l'écart de coût cumulatif associé au calcul du tarif de fourniture.

Prix du pétrole et produits pétroliers

- 5 Le tableau suivant présente les prix « Futures » offerts sur le marché financier pour le pétrole au
 6 cours des périodes couvertes par le plan d'approvisionnement.

Tableau 6

Marché financier - moyenne en date du 13 janvier 2021				
Prix du pétrole (\$US/baril)				
	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
Brent	53,53	51,99	51,27	50,81

Source : TD Securities

- 1 Les hypothèses retenues par Énergir sont présentées dans le Tableau 7. La même méthodologie
- 2 que pour le gaz naturel a été utilisée, soit le prix des « Futures » offerts sur le marché financier.

Tableau 7

Hypothèses retenues	
2021-2022	
Prix du Brent (\$US/baril)	53,53
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	73,49
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,75
2022-2023	
Prix du Brent (\$US/baril)	51,99
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	71,50
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,72
2023-2024	
Prix du Brent (\$US/baril)	51,27
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	70,55
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,72
2024-2025	
Prix du Brent (\$US/baril)	50,81
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	69,93
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,71

Source : TD Securities

Tarifs d'électricité

- 1 Concernant les tarifs d'électricité, Énergir utilise l'hypothèse que les tarifs en vigueur au 1^{er} avril
- 2 2020 augmenteront de 1,3 % en avril 2021. Par la suite, les prix seront majorés de l'inflation au
- 3 1^{er} avril de chaque année, de 2022 à 2025.

3 SITUATION CONCURRENTIELLE

1 La situation concurrentielle indique la position relative de la facture de consommation de gaz
2 naturel par rapport à celle du mazout ou de l'électricité selon certains segments clés de la clientèle
3 d'Énergir. Toutefois, les coûts d'acquisition, d'entretien, d'installation des équipements, ainsi que
4 les taxes ne sont pas inclus dans ce calcul. La situation concurrentielle du gaz naturel par rapport
5 au mazout est obtenue en calculant le ratio du coût annuel du mazout sur le coût annuel du gaz
6 naturel, multiplié par 100. De la même manière, la situation concurrentielle du gaz naturel par
7 rapport à l'électricité est obtenue en utilisant le ratio du coût annuel de l'électricité sur le coût
8 annuel du gaz naturel, également multiplié par 100. Un ratio inférieur à 100 indique une situation
9 concurrentielle défavorable au gaz naturel, alors qu'à l'inverse, un ratio supérieur à 100 illustre
10 une situation concurrentielle favorable au gaz naturel.

11 Les mesures de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2022-2025 sont
12 établies à partir des prévisions de prix de la section 2 (Contexte économique et énergétique) du
13 présent document. Les tarifs de distribution, de transport, d'ajustements reliés aux inventaires et
14 d'équilibrage utilisés pour l'ensemble du plan correspondent à ceux actuellement en vigueur.

15 Énergir a aussi remplacé le taux actuel du SPEDE par des prévisions annuelles des taux du
16 SPEDE établies à partir des projections de prix des droits d'émission réalisées par
17 CaliforniaCarbon.info (CCI) et ClearBlue³. À cette prévision de prix des droits d'émission sont
18 ajoutés des coûts d'ajustement estimés par la différence entre les taux de SPEDE effectifs depuis
19 janvier 2020 et le prix moyen des cinq ventes aux enchères qui ont eu lieu de novembre 2019 à
20 novembre 2020. Le pourcentage que représentent ces coûts d'ajustement par rapport au prix
21 moyen des cinq ventes aux enchères pour le gaz naturel est appliqué sur le prix moyen des
22 mazouts lourds et légers de janvier 2020 à décembre 2020 issu du prix moyen des cinq dernières
23 ventes aux enchères. Les coûts d'ajustement pour les mazouts lourds et légers exprimés en $\text{¢}/\text{m}^3$
24 sont ajoutés aux prévisions annuelles des taux de SPEDE.

25 Les Tableaux 8 et 9 montrent les prix utilisés.

³ Voir R-4119-2020, B-0019, Énergir-J, Document 4, page 13.

Tableau 8

Projection des prix des droits d'émission de 2022 à 2025

Année civile	(\$US/T CO ₂)	Taux de change	(SCAN/T CO ₂)
2022	■	■	■
2023	■	■	■
2024	■	■	■
2025	■	■	■

Tableau 9

Projection des taux du SPEDE par source d'énergie de 2022 à 2025

Année civile	Gaz naturel	Mazout n° 2	Mazout n° 6
	(¢can/m ³)	(¢can/l)	(¢can/l)
2022	4,73	6,74	7,75
2023	5,10	7,25	8,34
2024	5,59	7,95	9,14
2025	6,18	8,80	10,12

1 Pour chacun des cas types présentés, le coût du gaz naturel est établi en tenant compte de
 2 l'ensemble des composantes de la facture totale avant taxes. Il est à noter que d'autres
 3 modifications à la structure tarifaire ou aux taux utilisés pourraient donc influencer sur la situation
 4 concurrentielle présentée. Ce coût est ensuite comparé au coût d'une consommation équivalente
 5 pour les énergies alternatives, en tenant compte du pouvoir calorifique et de l'efficacité
 6 énergétique propre à chacune des sources d'énergie selon le marché considéré. Les
 7 caractéristiques spécifiques de chacun des cas types sont précisées ci-après.

3.1 MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES

8 Les cas types présentés au Tableau 10 pour la grande entreprise sont établis en fonction des
 9 projections de prix de la fourniture de gaz naturel et du mazout n° 6 à 1 % de soufre présentées
 10 au Tableau 7. La conversion vers le mazout est faite en considérant une efficacité énergétique
 11 de gaz naturel de 80 % et de 75 % pour le mazout lourd. Énergir émet l'hypothèse que le prix du
 12 mazout doit être majoré d'environ 1,00 \$/baril afin d'inclure les coûts de transport pour

1 que le mazout soit acheminé au client puisque dans la composition du prix du gaz naturel, le
 2 transport est inclus. La position concurrentielle au palier 4.6 correspond à une consommation
 3 annuelle de 5,5 10⁶m³ et celle au palier 4.7 se réfère à une consommation annuelle de
 4 20,0 10⁶m³. Pour les paliers 5.5 et 5.7, les consommations annuelles sont respectivement de
 5 1,5 10⁶m³ et 7,0 10⁶m³. Avec de telles consommations, seul le cas type au palier 4.7 n'inclut pas
 6 le prix du SPEDE étant donné qu'en consommant de tels volumes, le client est un « émetteur »
 7 au sens du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission*
 8 *de gaz à effet de serre* et, par le fait même, ne serait pas soumis à la composante SPEDE sur sa
 9 facture de gaz naturel. Les profils mensuels de consommation des cas types sont établis selon
 10 les profils mensuels moyens des clients qui consomment à ces tarifs.

Tableau 10

Situation concurrentielle projetée de 2022 à 2025
Marché grandes entreprises

(Gaz naturel = 100) Palier tarifaire	Service continu		Service interruptible	
	4.6	4.7	5.5	5.7
1 2021-2022				
2 Mazout n° 6 (1 % soufre)	218	248	222	245
3 2022-2023				
4 Mazout n° 6 (1 % soufre)	212	250	216	238
5 2023-2024				
6 Mazout n° 6 (1 % soufre)	208	244	211	232
7 2024-2025				
8 Mazout n° 6 (1 % soufre)	204	239	207	226

11 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, le gaz naturel maintiendra une situation
 12 concurrentielle favorable. Les prévisions peu élevées des prix du gaz naturel lui permettent de
 13 demeurer concurrentiel, et ce, malgré la baisse des cours des prix du pétrole. Au cours de cette
 14 période, le mazout n° 6 devrait afficher un coût de 104 % à 150 % supérieur à celui du gaz naturel.

15 L'écart de prix moyen projeté entre le mazout n° 6 et le gaz naturel pour les contrats à court terme
 16 est présenté au Tableau 11. L'écart entre les prix est déterminé selon l'hypothèse de
 17 consommation hors hiver afin de refléter la consommation de gaz d'appoint concurrence. Ainsi,
 18 le gaz naturel devrait bénéficier d'un écart favorable allant de 10,64 \$/GJ en 2022 à 10,48 \$/GJ
 19 en 2025.

Tableau 11

Écarts de prix moyen projeté de 2022 à 2025
Marché grandes entreprises – Contrats à court terme

(Écart positif favorable gaz naturel)	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
1 <i>Écart de prix en \$/GJ</i>				
2 Mazout n° 6 vs gaz naturel	10,64	10,63	10,54	10,48

3.2 MARCHÉ DES PETIT ET MOYEN DÉBITS

1 Les cas types présentés au Tableau 12 et au Tableau 13 pour les clients à petit et moyen débits
 2 sont établis en fonction du volume de consommation qui leur est attribué. Les tarifs de distribution
 3 utilisés pour le calcul des factures correspondent au tarif D₁ pour les clients ayant des profils
 4 chauffage et au tarif D₃ pour le cas à profil stable. Tout comme pour le prix du mazout n° 6, un
 5 supplément (de 21 ¢/l au marché résidentiel et entre 9 ¢/l et 4 ¢/l, selon le cas au marché affaires)
 6 est ajouté au prix de gros (rampe de chargement) du mazout n° 2, afin de refléter les prix payés
 7 par les utilisateurs finaux, soit les clients. Ces suppléments permettent de prendre en compte les
 8 coûts de transport, ainsi que les marges de distribution associées aux marchés résidentiel et
 9 affaires. De surcroît, ces majorations sont basées sur les marges de distribution moyennes
 10 analysées depuis le 1^{er} janvier 2019⁴.

3.3 MARCHÉ RÉSIDENTIEL

11 Pour les cas types résidentiels, les efficacités énergétiques suivantes sont considérées : 92 % au
 12 gaz naturel et 85 % pour le mazout si les équipements sont récents et plus efficaces, 74 % pour
 13 le gaz naturel et 75 % pour le mazout si les équipements sont âgés et moins efficaces. L'électricité
 14 a, quant à elle, une efficacité constante de 97 %, que les appareils soient âgés ou récents.

⁴ Les marges de distribution ont été analysées à partir de l'écart moyen entre les données de la Régie sur les prix moyens de détail du mazout léger et les prix à la rampe de chargement.

Tableau 12

**Situation concurrentielle projetée de 2022 à 2025
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 m ³	2 151 m ³	2 674 m ³
1 2021-2022			
2 Mazout n° 2	175	189	178
3 Électricité	136	153	127
4 2022-2023			
5 Mazout n° 2	169	182	171
6 Électricité	136	152	126
7 2023-2024			
8 Mazout n° 2	164	177	166
9 Électricité	135	152	126
10 2024-2025			
11 Mazout n° 2	160	173	162
12 Électricité	134	151	125

- 1 De 2022 à 2025, Énergir anticipe une situation concurrentielle favorable du gaz naturel par
- 2 rapport aux autres sources d'énergie.
- 3 Considérant l'installation d'appareils efficaces, le gaz naturel permet d'éviter, par exemple, un
- 4 surcoût par rapport au mazout n° 2 de l'ordre de 60 % à 89 % selon l'année considérée et les cas
- 5 présentés.
- 6 Pour sa part, un client existant n'ayant pas modernisé ses appareils paiera tout de même moins
- 7 cher pour se chauffer au gaz naturel que s'il possédait un appareil aussi âgé au mazout : le coût
- 8 évité devrait se situer entre 62 % et 78 %.

3.4 MARCHÉ AFFAIRES

Tableau 13
Situation concurrentielle projetée de 2022 à 2025
Marché affaires

(Gaz naturel = 100)	Volume annuel	Profils chauffage				Profil stable
		14 600 m ³	41 500 m ³	100 000 m ³	400 000 m ³	400 000 m ³
1	2021-2022					
2	Mazout n° 2	199	217	233	254	329
3	Électricité	179	198	203	228	241
4	2022-2023					
5	Mazout n° 2	191	208	223	244	317
6	Électricité	178	198	202	227	240
7	2023-2024					
8	Mazout n° 2	186	202	217	236	306
9	Électricité	178	197	201	225	238
10	2024-2025					
11	Mazout n° 2	181	197	211	230	297
12	Électricité	176	196	199	223	235

1 La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires demeurera
 2 favorable de 2022 à 2025. L'avantage concurrentiel du gaz naturel variera de 81 % à 229 % selon
 3 l'année et la quantité de gaz naturel consommée annuellement, l'avantage augmentant avec le
 4 niveau de consommation.

5 Face à l'électricité, l'avantage demeure favorable pour la facture de gaz naturel. Cet avantage
 6 est de 76 % à 141 % selon le cas et l'année considérés.

7 Pour le marché affaires, l'efficacité utilisée pour les calculs est de 85 % au gaz naturel et de 80 %
 8 pour le mazout afin de refléter les appareils sur le marché. Dans le cas de l'électricité, l'efficacité
 9 est laissée constante à 97 %.

4 PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2020-2021)

1 Lors de la Cause tarifaire 2020-2021, les prévisions pour l'année 2021 avaient été évaluées
2 plusieurs mois avant le début de l'année financière, à partir des hypothèses économiques et des
3 informations disponibles sur les différents marchés. Ces hypothèses ont été élaborées avant le
4 début de la pandémie de COVID-19. Les données utilisées ont varié depuis et, à la lumière des
5 mois réels enregistrés, une révision des prévisions de la demande pour l'année 2021 a été
6 effectuée. La présente section explique les écarts entre les volumes prévus lors de la Cause
7 tarifaire 2020-2021⁵ dans le scénario de base et la plus récente révision volumétrique de l'année
8 en cours, soit la révision 4/8 2021.

4.1 LIVRAISONS 2020-2021 POUR LE MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES

9 Le Tableau 14 présente l'écart entre la prévision des livraisons annuelles pour le scénario de
10 base établie au moment de la Cause tarifaire 2020-2021 (3 157,2 10⁶m³) et la révision
11 volumétrique 4/8 2021 (3 099,7 10⁶m³). Les volumes associés aux différentes catégories
12 représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

13 Il est à noter que dans sa décision D-2020-145, paragr. 260, la Régie a retenu le scénario
14 défavorable pour l'établissement du revenu requis et de l'ajustement tarifaire pour l'année
15 2020-2021. La prévision de la demande annuelle du scénario défavorable s'établissait à
16 3 051,6 10⁶m³.

⁵ R-4119-2020, B-0113, Énergir-H, Document 1.

Tableau 14

**Écarts de livraisons au marché grandes entreprises
Cause tarifaire 2020-2021 vs Révision volumétrique 4/8 2021**

DESCRIPTION	Prévision Cause 2021	Révision 4/8 2021
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
1 Livraisons au 30 septembre 2020 (après interruptions)	3 142,4*	2 920,4**
2 Interruptions	4,4	1,1
3 Continu D ₄	-	-
4 Interruptible D ₅	4,4	1,1
5 Livraisons au 30 septembre 2020 (avant interruptions)	3 146,9	2 921,6
6 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(31,5)	(28,9)
7 Continu D ₄	(25,0)	(20,0)
8 Interruptible D ₅	(6,5)	(8,9)
9 Gains (pertes) face à la concurrence	(47,7)	(21,4)
10 Continu D ₄	(39,5)	(26,3)
11 Interruptible D ₅	(8,2)	4,9
12 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(1,7)	227,8
13 Continu D ₄	(0,8)	228,2
14 Interruptible D ₅	(0,9)	(0,4)
15 Fluctuations de production	100,3	(17,5)
16 Continu D ₄	107,0	41,0
17 Interruptible D ₅	(6,7)	(58,4)
18 Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃, D_M et D₄, D₅	3,4	9,3
19 Continu D ₄	3,2	7,7
20 Interruptible D ₅	0,2	1,5
21 Nouvelles ventes	17,9	15,2
22 Continu D ₄	17,9	15,2
23 Interruptible D ₅	-	-
24 Gaz d'appoint concurrence	(20,5)	3,3
25 Continu D ₄	-	-
26 Interruptible D ₅	(20,5)	3,3
27 Impact du 29 février	(9,7)	(9,7)
28 Continu D ₄	(8,7)	(8,5)
29 Interruptible D ₅	(1,0)	(1,2)
30 Livraisons anticipées au 30 septembre 2021 (avant interruptions)	3 157,2	3 099,7
31 Interruptions nettes	10,8	(1,3)
32 Continu D ₄	-	-
33 Interruptible D ₅	10,8	(1,3)
34 Livraisons anticipées au 30 septembre 2021 (après interruptions)	3 168,0	3 098,4

Note : L'addition des volumes peut occasionner des écarts en raison des arrondis.

* Livraisons anticipées 2020, Révision budgétaire 4/8 2020 (R-4119-2020, B-0113, Énergir-H, Document 1, p. 45, Tableau 18, ligne 1).

** Livraisons réelles 2020 (R-4136-2020, B-0047, Énergir-9, Document 1, p. 1, lignes 12 et 24, colonne 5) et incluant les volumes de GNL.

- 1 Au 30 septembre 2020, les livraisons réelles avant interruptions sont inférieures de 225,3 10⁶m³
- 2 à celles prévues lors de la Cause tarifaire 2020-2021. Cet écart s'explique principalement par
- 3 l'effet de la pandémie de COVID-19 et des mesures sanitaires sur l'économie. Au 30 septembre
- 4 2021, les livraisons prévues avant interruptions lors de la révision volumétrique 4/8 2021 resteront

1 inférieures par rapport aux livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2020-2021
2 (3 157,2 10⁶m³ vs 3 099,7 10⁶m³), mais l'écart sera moins important qu'en 2020 puisqu'il ne sera
3 plus que de 57,5 10⁶m³.

4 Malgré une fluctuation de production plus faible (100,3 10⁶m³ lors de la Cause tarifaire 2020-2021
5 contre -17,5 10⁶m³ lors de la révision volumétrique 4/8 2021), ce rattrapage s'explique
6 principalement par une récupération liée à la conjoncture économique (-1,7 10⁶m³ lors de la
7 Cause tarifaire 2020-2021 contre 227,8 10⁶m³ lors de la révision volumétrique 4/8 2021) et par
8 des pertes face à la concurrence plus limitée (-47,7 10⁶m³ lors de la Cause tarifaire 2020-2021
9 contre -21,4 10⁶m³ lors de la révision volumétrique 4/8 2021).

10 La hausse provenant de la récupération liée à la conjoncture économique s'explique
11 principalement par un client du secteur de la métallurgie qui avait réduit sa production au début
12 de la pandémie avant de revenir à des niveaux de consommation standard en 2021. En ce qui a
13 trait aux pertes limitées face à la concurrence, lors de la Cause tarifaire 2020-2021, il n'y avait
14 pas de gain face à la concurrence alors que lors de la révision volumétrique 4/8 2021, deux clients
15 du secteur de la chimie-pétrochimie utilisent plus de gaz naturel en remplacement d'énergies
16 internes.

17 Quant à la fluctuation de production, lors de la Cause tarifaire 2020-2021, deux clients des
18 secteurs de la production d'énergie et de la métallurgie avaient prévu augmenter leur production.
19 L'impact de la crise économique et sanitaire a limité cette augmentation de production alors que
20 dans le même temps, il est prévu dans la révision volumétrique 4/8 2021 qu'au tarif D₅, deux
21 clients des secteurs de la chimie-pétrochimie et de la production d'énergie réduisent leur
22 production.

23 L'historique comparatif des livraisons globales et de la journée de pointe entre les prévisions et
24 le réel observé est présenté à l'annexe 1.

4.2 LIVRAISONS 2020-2021 POUR LE MARCHÉ DES PETIT ET MOYEN DÉBITS

25 Le Tableau 15 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle pour le scénario de
26 base établie au moment de la Cause tarifaire 2020-2021(3040,3 10⁶m³) et la révision 4/8 2021
27 (2874,9 10⁶m³). La résultante de chacun des exercices est présentée à la ligne 10. Les volumes

1 associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de
2 l'année précédente.

3 Il est à noter que dans sa décision D-2020-145, paragr. 260, la Régie a retenu le scénario
4 défavorable pour l'établissement du revenu requis et de l'ajustement tarifaire pour l'année
5 2020-2021. La prévision de la demande annuelle du scénario défavorable s'établissait à
6 2 979,3 10⁶m³.

Tableau 15
Écarts de livraisons au marché petit et moyen débits
Cause tarifaire 2020-2021 vs Révision volumétrique 4/8 2021
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Prévision Cause 2021	Révision 4/8 2021
1 Livraisons au 30 septembre 2020	3 054,9*	2 940,0**
2 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,8)	(17,2)
3 Économies d'énergie hors programmes	(24,1)	(9,9)
4 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(32,1)	(97,5)
5 Normale climatique	0,6	0,5
6 Impact du 29 février	(2,8)	(2,9)
7 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(7,5)	(7,7)
8 Maturation des nouvelles ventes	67,2	69,6
9 Livraisons anticipées au 30 septembre 2021	3 040,3	2 874,9

* Livraisons anticipées 2020, Révision budgétaire 4/8 2020 (R-4119-2020, B-0113, Énergir-H, Document 1, p. 48, Tableau 19, ligne 1)

** Livraisons réelles 2020 (R-4136-2020, B-0047, Énergir-9, Document 1, p. 1, ligne 5, colonne 5)

7 Pour l'année 2021, une baisse de la demande de 165,4 10⁶m³ (2 874,9 10⁶m³ vs 3 040,3 10⁶m³)
8 est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la Cause tarifaire 2020-2021.
9 Comme présenté au Tableau 15, cette baisse des livraisons est associée en grande partie aux
10 livraisons réelles au 30 septembre 2020 par rapport à celles prévues dans la Cause tarifaire
11 2020-2021 (2 940,0 10⁶m³ vs 3 054,9 10⁶m³). Cette baisse s'explique principalement par l'impact
12 économique des mesures sanitaires liées à la pandémie de COVID-19 au cours de l'année 2020.
13 Également, l'écart est accentué en 2021 par la variable « Pertes et variations liées à la
14 conjoncture/structure économique » (97,5 10⁶m³ vs 32,1 10⁶m³), qui s'explique par des prévisions
15 de la croissance du PIB à la baisse entre les deux exercices. Rappelons que la prévision de la
16 demande de la Cause tarifaire 2020-2021 a été établie avant le début de la pandémie. Dans une

1 moindre mesure, les impacts des variables « Économies d'énergie hors programmes » ont été
2 revus à la baisse à la suite d'une révision méthodologique. Par ailleurs, les faibles baisses de
3 volumes attribuables à l'ancienne variable « Énergies nouvelles » ont été intégrées à la variable
4 « Économies d'énergie hors programme » dans le Tableau 15.

4.3 NOMBRE DE CLIENTS ANTICIPÉS 4/8 2020-2021 ET CT 2021-2022

5 Dans sa décision D-2019-028 (paragr. 38), la Régie autorisait :

6 « [...] l'utilisation de la formule paramétrique, telle que décrite à la section 3.1 de la pièce B-0026,
7 pour établir les dépenses d'exploitation des années 2019-2020 à 2021-2022 [...]. » [référence omise]

8 Par ailleurs, dans sa décision D-2017-094 (paragr. 58), la Régie indiquait que selon la pratique
9 réglementaire usuelle, l'étude budgétaire d'un dossier tarifaire doit comporter une preuve basée
10 sur des résultats 5/7 ou 4/8 de l'année en cours. Ainsi, en soutien à l'utilisation de la formule
11 paramétrique d'établissement des dépenses d'exploitation, le Tableau 16 présente le nombre de
12 clients anticipés lors de la révision volumétrique 4/8 2020-2021 ainsi que dans la Cause tarifaire
13 2021-2022.

Tableau 16

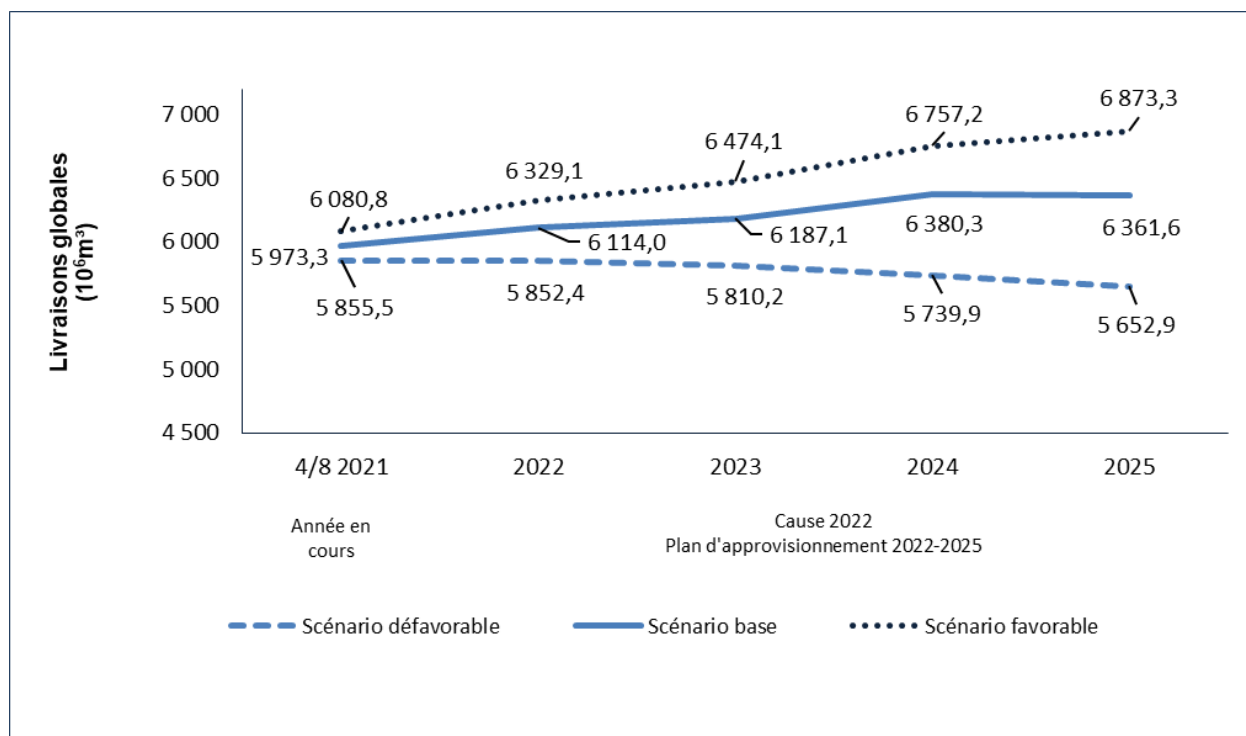
Nombre de clients anticipés
Révision volumétrique 4/8 2020-2021 et Cause tarifaire 2021-2022

Nombre de clients	Total
4/8 2021	211 036
DT 2022	212 476

5 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2022-2025

1 La section qui suit présente les livraisons prévues pour les quatre années du plan
 2 d'approvisionnement 2022-2025, et ce, pour les scénarios de base, favorable et défavorable. La
 3 résultante de chacun des scénarios est illustrée dans le Graphique 18. Le graphique présente
 4 également les scénarios de base, favorable et défavorable, issus de la révision 4/8 2021, comme
 5 demandé par la Régie de l'énergie dans sa décision D-2020-145, paragr. 114.

Graphique 18
Scénarios de base, favorable et défavorable
Livraisons globales 2021-2025
(avant interruptions)



5.1 SCÉNARIO DE BASE 2022-2025

5.1.1 Livraisons 2022-2025 pour le marché grandes entreprises

6 La prévision des volumes pour le marché grandes entreprises est effectuée client par
 7 client et n'utilise pas de modèle économique spécifique. Ce sont plus de 400 clients,
 8 consommant environ 55 % des volumes globaux d'Énergir, qui ont été contactés par les
 9 représentants d'Énergir afin de produire des prévisions de livraisons propres à la réalité

1 de chacun. Énergir discute avec chacun de ces clients dans le but d'établir des prévisions
2 sur l'horizon du plan d'approvisionnement et de tenir compte des facteurs économiques
3 et contextuels qui pourraient influencer la consommation des clients. Que ce soit par le
4 contexte de marché dans lequel évolue le client, des variations de production anticipées,
5 des dynamiques de prix des énergies alternatives, de l'efficacité énergétique ou autres,
6 les représentants d'Énergir s'informent sur les différents paramètres pouvant modifier les
7 habitudes de consommation de leurs clients.

8 Dans le but de bien évaluer les prévisions des volumes, les représentants fournissent à
9 leurs clients des historiques de consommation auxquels sont ajoutés les volumes
10 d'interruption. Cette consommation devient le point de départ de leur prévision de
11 livraison. Le conseiller discute ensuite des profils mensuels de consommation future avec
12 son client et le questionne afin d'en justifier les écarts. En fonction de leur profil de
13 consommation et de leur contrat respectifs, les clients aux tarifs D₃ et D₄ peuvent modifier
14 leur volume souscrit, ce qui détermine le prix payé. Les règles décrites aux *Conditions de*
15 *service et Tarif* sont alors applicables.

16 Les raisons expliquant les variations de consommation sont ensuite regroupées en
17 grandes catégories. Le Tableau 17 présente la prévision de la demande de gaz naturel
18 pour le marché grandes entreprises au scénario de base pour la durée du plan
19 d'approvisionnement. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une
20 variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

21 Par exemple, la ligne 4 du Tableau 17, « Pertes liées à l'efficacité énergétique »,
22 correspond à la réduction des volumes attribuables au Plan global en efficacité
23 énergétique (PGEÉ). L'impact du PGEÉ sur les volumes livrés est déterminé par rapport
24 à l'historique des gains en efficacité énergétique réalisés par le plan, ainsi que par les
25 prévisions d'économies des participants qui y sont actuellement engagés.

Tableau 17

**Livraisons de gaz naturel 2022-2025
Marché grandes entreprises**

DESCRIPTION	Continu	Interruptible	Total
	D ₄ 10 ⁶ m ³	D ₅ 10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
1 Livraisons anticipées au 30 septembre 2021 (après interruptions)	2 772,4	326,0	3 098,4
2 Interruptions nettes		1,3	1,3
3 Livraisons anticipées au 30 septembre 2021 (avant interruptions)	2 772,4	327,3	3 099,7
4 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(22,7)	(5,9)	(28,6)
5 Gains (pertes) face à la concurrence	1,6	(12,3)	(10,7)
6 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(5,0)	(1,9)	(6,9)
7 Fluctuations de production	42,7	(5,5)	37,2
8 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	0,0	0,0	0,0
9 Nouvelles ventes	17,0	0,0	17,0
10 Gaz d'appoint concurrence	0,0	(17,1)	(17,1)
11 Impact du 29 février	0,0	0,0	0,0
12 Livraisons anticipées au 30 septembre 2022 (avant interruptions)	2 806,1	284,5	3 090,6
13 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(26,8)	(9,3)	(36,1)
14 Gains (pertes) face à la concurrence	0,0	(1,0)	(1,0)
15 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(0,5)	0,0	(0,5)
16 Fluctuations de production	37,8	6,3	44,1
17 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	0,0	0,0	0,0
18 Nouvelles ventes	51,3	0,0	51,3
19 Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
20 Impact du 29 février	0,0	0,0	0,0
21 Livraisons anticipées au 30 septembre 2023 (avant interruptions)	2 867,9	280,5	3 148,4
22 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(22,7)	(4,6)	(27,4)
23 Gains (pertes) face à la concurrence	0,9	0,0	0,9
24 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
25 Fluctuations de production	29,6	2,8	32,4
26 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	0,0	0,0	0,0
27 Nouvelles ventes	166,0	0,0	166,0
28 Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
29 Impact du 29 février	9,6	1,0	10,6
29 Livraisons anticipées au 30 septembre 2024 (avant interruptions)	3 051,2	279,6	3 330,9
30 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(23,1)	(13,4)	(36,4)
31 Gains (pertes) face à la concurrence	(0,9)	(1,0)	(1,9)
32 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
33 Fluctuations de production	22,2	12,9	35,1
34 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	0,0	0,0	0,0
35 Nouvelles ventes	0,0	0,0	0,0
36 Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
37 Impact du 29 février	(9,6)	(1,0)	(10,6)
37 Livraisons anticipées au 30 septembre 2025 (avant interruptions)	3 039,8	277,1	3 316,9

- 1 Les livraisons totales pour le marché des grandes entreprises augmenteront sur la durée
2 du plan d'approvisionnement, passant de 3 099,7 10⁶m³ en 2021 à 3 316,9 10⁶m³ en
3 2025.

1 La hausse globale des volumes au tarif D₄ de 33,7 10⁶m³ entre 2021 et 2022 est
2 essentiellement attribuable aux fluctuations de production, bien que celles-ci soient
3 compensées en partie par les pertes liées à l'efficacité énergétique. Deux clients des
4 secteurs de la production d'énergie et des aliments et boissons prévoient connaître une
5 fluctuation de production totalisant 27,0 10⁶m³ entre 2021 et 2022. La fluctuation de
6 production du client du secteur de la production d'énergie s'explique par une plus grande
7 consommation de la part de ses clients, alors que la fluctuation de production du client du
8 secteur des aliments et boissons s'explique par une augmentation de production.

9 En ce qui a trait aux pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique, elles s'expliquent
10 principalement par l'historique des gains en efficacité énergétique réalisés par le PGEÉ.
11 Au tarif D₅, la baisse globale des volumes de 42,8 10⁶m³ entre 2021 et 2022 s'explique
12 principalement par la baisse de consommation de gaz d'appoint concurrence et les pertes
13 face à la concurrence. Concernant le gaz d'appoint concurrence, un client du secteur de
14 la construction en a consommé en 2021 à un niveau élevé. En 2022, cette consommation
15 devrait revenir à un niveau plus standard, ce qui se traduit par une baisse de 16,8 10⁶m³
16 entre 2021 et 2022. Quant aux pertes face à la concurrence, un client du secteur de la
17 chimie-pétrochimie a prévu consommer plus d'énergies internes en 2022, ce qui se traduit
18 par une baisse de 10,2 10⁶m³ entre 2021 et 2022.

19 Entre 2022 et 2023, les volumes globaux vont progresser grâce aux fluctuations de
20 production (44,1 10⁶m³) et aux nouvelles ventes (51,3 10⁶m³). Concernant la fluctuation
21 de production, un client du secteur de la production d'énergie prévoit augmenter sa
22 production grâce à de nouveaux clients, ce qui explique une hausse de 18,5 10⁶m³.
23 L'augmentation des nouvelles ventes s'explique principalement par un nouveau client du
24 secteur de la métallurgie, qui prévoit commencer à consommer dans le courant de l'année
25 2023 (32,2 10⁶m³). Ce client explique également la hausse globale des volumes en 2024,
26 puisqu'il prévoit consommer 163,8 10⁶m³ de plus entre 2023 et 2024. En 2025, la
27 fluctuation de production est compensée par les pertes liées à l'efficacité énergétique. La
28 baisse globale des volumes entre 2024 et 2025 s'explique donc principalement par
29 l'impact du 29 février 2024.

5.1.2 Livraisons 2022-2025 pour le marché des petit et moyen débits

1 La prévision des volumes pour le marché des petit et moyen débits est faite de façon
2 globale pour l'ensemble des clients. Les facteurs pouvant influencer la demande (situation
3 et conjoncture économique, position concurrentielle, efficacité énergétique, etc.) sont
4 analysés distinctement de façon à quantifier le plus précisément possible l'impact de
5 chacun sur les livraisons.

6 Le Tableau 18 présente la prévision de la demande de gaz naturel pour le marché des
7 petit et moyen débits au scénario de base.

Tableau 18

Livraisons de gaz naturel 2022-2025
Marché petit et moyen débits

DESCRIPTION		10 ⁶ m ³
1	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2021</i>	2 874,9
2	Économie d'énergie hors programmes	(8,7)
3	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(18,9)
4	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	110,2
5	Normale climatique	(3,4)
6	Impact du 29 février	-
7	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	(3,6)
8	Maturation des nouvelles ventes	72,9
9	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2022</i>	3 023,4
10	Économie d'énergie hors programmes	(8,8)
11	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,5)
12	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(22,5)
13	Normale climatique	(3,6)
14	Impact du 29 février	-
15	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	-
16	Maturation des nouvelles ventes	70,7
17	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2023</i>	3 038,7
18	Économie d'énergie hors programmes	(9,0)
19	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,4)
20	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(27,1)
21	Normale climatique	(3,3)
22	Impact du 29 février	2,9
23	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	-
24	Maturation des nouvelles ventes	67,6
25	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2024</i>	3 049,4
26	Économie d'énergie hors programmes	(9,1)
27	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,3)
28	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(36,1)
29	Normale climatique	(3,3)
30	Impact du 29 février	(2,9)
31	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	-
32	Maturation des nouvelles ventes	67,0
33	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2025</i>	3 044,7

1 Les livraisons pour le marché des petit et moyen débits seront en hausse de $148,5 \text{ } 10^6\text{m}^3$
2 la première année du plan d'approvisionnement (passant de $2\,874,9 \text{ } 10^6\text{m}^3$ à
3 $3\,023,4 \text{ } 10^6\text{m}^3$). Le retour à la normale des activités économiques en lien avec la
4 pandémie de COVID-19 explique principalement la hausse les livraisons en 2022. De
5 plus, l'augmentation des livraisons causée par la maturation des nouvelles ventes aux
6 tarifs D_1 et D_3 est partiellement contrebalancée par les mesures d'efficacité énergétique
7 du PGEÉ et celles réalisées hors des programmes d'Énergir. Les volumes de livraisons
8 augmenteront ensuite de $15,3 \text{ } 10^6\text{m}^3$ à la deuxième année et de $10,7 \text{ } 10^6\text{m}^3$ à la troisième
9 année du plan. Enfin, une baisse de $4,7 \text{ } 10^6\text{m}^3$ est prévue pour la quatrième année du
10 plan. Les principales raisons expliquant les variations de livraisons sont détaillées ci-
11 dessous.

12 **Mesures d'économies d'énergie** : Les économies d'énergie réalisées grâce au PGEÉ
13 ($18,9 \text{ } 10^6\text{m}^3$ en 2022) affecteront à la baisse les livraisons prévues. Ces économies
14 d'énergie sont évaluées à partir des économies brutes associées aux différents
15 programmes et excluent les économies d'énergie attribuables à des mesures d'efficacité
16 énergétique conçues pour les nouvelles constructions, ces dernières étant intégrées
17 directement à la maturation des nouvelles ventes. La mise en place de mesures
18 d'efficacité énergétique provenant d'initiatives autonomes des clients, qualifiées de « hors
19 programmes » aura également un effet important à la baisse sur les livraisons ($8,7 \text{ } 10^6\text{m}^3$
20 en 2021).

21 **Pertes et variations** : Il existe un lien significatif entre la croissance économique et le
22 niveau de pertes et variations de consommation générées par la clientèle d'Énergir.
23 Chaque année, les volumes sont réduits d'une portion plus ou moins grande en raison de
24 faillites ou de réductions de production par exemple. Les prévisions de pertes et variations
25 sont notamment établies à l'aide d'une régression linéaire en fonction du PIB. Toutes
26 choses étant égales par ailleurs, plus la croissance économique est élevée, moins les
27 pertes subies sont importantes. La croissance du PIB québécois prévue pour 2022 est de
28 $4,86 \%$, amenant une hausse des livraisons estimée à $110,2 \text{ } 10^6\text{m}^3$.

29 **Normale climatique** : La normale climatique utilisée pour l'année 2022 a été mise à jour
30 à l'aide d'une année réelle supplémentaire, soit 2020. À la suite de l'hiver 2019-2020, qui
31 a été légèrement plus chaud que la normale, les volumes prévus en 2022 ont été révisés

1 à la baisse de 3,4 10⁶m³ (ligne 5 du Tableau 18) en raison de l'ajustement de la normale
2 climatique. De 2022 à 2025, la baisse des volumes liée à la normalisation des
3 températures pour les années 2023, 2024 et 2025 vient essentiellement du réchauffement
4 climatique tendanciel prévu.

5 **Impact du 29 février** : L'année 2022 comporte 365 jours, à l'instar de l'année 2021. Il n'y
6 a donc pas d'impact à prévoir pour cette variable pour l'année 2022 du plan. Toutefois,
7 l'effet sur les livraisons en 2024, étant une année bissextile, est de 2,9 10⁶m³.

8 **Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃ et D₄, D₅** : La migration des clients consiste
9 en un transfert de volumes entre les tarifs D₄ et D₅ et les tarifs D₁ et D₃. Trois clients
10 migreront des tarifs D₁ et D₃ vers les tarifs D₄ et D₅, ce qui impactera à la baisse les
11 livraisons en 2022 de 3,6 10⁶m³ aux tarifs D₁ et D₃. Aucune autre migration tarifaire n'est
12 prévue pour les années subséquentes.

13 **Maturation des nouvelles ventes** : Les nouvelles ventes sont déterminées à l'aide de
14 différents modèles économiques. Les ventes en nouvelle construction résidentielle sont
15 liées aux prévisions de mises en chantier établies pour les prochaines années. Pour la
16 conversion résidentielle, le nombre de ventes est déterminé à l'aide d'un modèle en
17 fonction de la position concurrentielle du gaz naturel par rapport au mazout.

18 Dans le cas du marché affaires, les ventes sont réparties entre la nouvelle construction,
19 l'ajout de charge et les différents types de conversion (déterminés selon la source
20 d'énergie déplacée). Pour le marché de la nouvelle construction affaires ainsi que pour
21 les ajouts de charge, les ventes sont établies à partir d'un modèle de prévision de ventes
22 mettant en relation le nombre de ventes réalisées historiquement et la croissance du PIB.
23 Pour les ventes en conversion, le coût de l'énergie alternative devient l'élément clé.

24 Une fois les prévisions des nouvelles ventes établies, elles sont transposées en volumes
25 de livraison. Les volumes de livraison correspondant aux ventes signées d'une année ne
26 sont pas totalement consommés l'année suivante. Des analyses portant sur la
27 consommation réelle des clients suivant la signature de la vente démontrent que les
28 volumes des nouvelles ventes atteignent leur pleine maturation après trois ans. À titre
29 d'exemple, les volumes des ventes signées en 2020 atteindront donc leur pleine
30 maturation en 2022. L'analyse permet de déterminer un ratio annuel qui est utilisé afin de

1 répartir les volumes entre les années suivant la vente. Afin de déterminer les volumes
 2 provenant de la maturation des nouvelles ventes qui influencent les livraisons de 2022,
 3 Énergir utilise, d'une part, les volumes réellement signés en 2020 et, d'autre part, des
 4 volumes prévisionnels de 2021 et 2022 et affecte le ratio aux volumes annuels.

5.1.3 Livraisons globales (scénario de base)

5 Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement 2022-2025 sont présentées au
 6 tableau ci-dessous :

Tableau 19
Scénario de base
Livraisons globales de gaz naturel 2022-2025
Petit et moyen débits et ventes grandes entreprises
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours	Plan d'approvisionnement 2022-2025			
		2022	2023	2024	2025
	4/08 2021*				
Service continu	5 647,3	5 829,5	5 906,6	6 100,6	6 084,5
Grandes entreprises	2 772,4	2 806,1	2 867,9	3 051,2	3 039,8
Petit et moyen débits	2 874,9	3 023,4	3 038,7	3 049,4	3 044,7
Service interruptible	326,0	284,5	280,5	279,6	277,1
Contrat régulier	240,7	219,5	215,5	214,6	212,1
Contrat gaz d'appoint	85,3	65,0	65,0	65,0	65,0
Total	5 973,3	6 114,0	6 187,1	6 380,3	6 361,6
*Volumes après interruptions pour les mois réels					

7 Les résultats montrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2022, une
 8 hausse de 2,36 % des livraisons totales est anticipée. Une hausse de 4,05 % est ensuite
 9 constatée sur l'horizon du plan, entre 2022 et 2025.

5.2 SCÉNARIO FAVORABLE

10 Un scénario favorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2022 à 2025 pour évaluer
 11 la demande maximale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

1 Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- 2 • Une croissance économique variant de 5,86 % en 2022 à 2,28 % en 2025, soit 1 % de
3 plus par année qu'au scénario de base;
- 4 • Une position concurrentielle du gaz naturel très favorable en raison du maintien du prix
5 du gaz naturel à un faible niveau, combiné à des prix du mazout élevés;
- 6 • Une hausse des mises en chantier résidentielles de 10 % et une hausse du nombre des
7 permis de bâtir du marché affaires en fonction d'une hausse d'un point de pourcentage
8 de la croissance du PIB.

9 De plus, dans le cas du marché grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont
10 réajustés à la hausse, en tenant compte de conditions favorables propres à chacun et pouvant
11 influencer positivement leur consommation. Généralement, le scénario favorable inclut
12 également les volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2022 et 2025, mais
13 dont la probabilité de réalisation n'est pas suffisamment élevée pour qu'ils soient inclus dans le
14 scénario de base. Il s'agit de projets pour lesquels la probabilité de réalisation est supérieure ou
15 égale à 25 % et inférieure à 50 %. Cependant, aucun de ces projets n'est prévu sur l'horizon du
16 plan d'approvisionnement 2022-2025.

17 Le tableau ci-dessous présente la prévision des livraisons dans un scénario favorable pour
18 l'ensemble des marchés.

Tableau 20
Scénario favorable
Livraisons globales de gaz naturel 2022-2025
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2022-2025			
		2022	2023	2024	2025
Service continu	4/08 2021	2022	2023	2024	2025
	5 728,0	6 022,5	6 166,9	6 435,3	6 487,6
Grandes entreprises	2 833,5	2 897,2	2 959,0	3 148,8	3 138,2
Petit et moyen débits	2 894,5	3 125,4	3 207,9	3 286,5	3 349,5
Service interruptible	352,8	306,6	307,2	321,9	385,7
Contrat régulier	248,2	241,6	242,2	256,9	320,7
Contrat gaz d'appoint	104,6	65,0	65,0	65,0	65,0
Total	6 080,8	6 329,1	6 474,1	6 757,2	6 873,3

- 1 Le Tableau 21 présente l'écart entre le scénario favorable du Tableau 20 et le scénario de base
2 du Tableau 19.

Tableau 21
Écarts des scénarios de base et favorable
Livraisons globales de gaz naturel 2022-2025
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2022-2025			
		4/08 2021	2022	2023	2024
Service continu	80,7	193,0	260,3	334,7	403,1
Grandes entreprises	61,1	91,1	91,1	97,6	98,3
Petit et moyen débits	19,7	102,0	169,2	237,1	304,8
Service interruptible	26,8	22,1	26,7	42,3	108,6
Contrat régulier	7,5	22,1	26,7	42,3	108,6
Contrat gaz d'appoint	19,2	-	-	-	-
Total	107,5	215,1	287,0	377,0	511,7

- 3 Les livraisons pour le marché grandes entreprises pourraient croître davantage dans un contexte
4 favorable. Plusieurs clients pourraient voir leur production augmenter grâce au maintien du prix
5 du gaz naturel à un niveau très bas, combiné avec une croissance économique encore importante
6 et des conditions de marché avantageuses.

- 7 Au service continu, la hausse des volumes est principalement due à plusieurs hausses de
8 production chez les clients. En 2025, ces fluctuations de production pourraient ajouter 98,3 10⁶m³.

- 9 Du côté du service interruptible, l'augmentation de consommation provient principalement d'un
10 client du secteur de la production d'énergie qui pourrait connaître une hausse de consommation
11 à la suite d'une augmentation de production. En 2025, ce client pourrait ajouter 87,1 10⁶m³.

- 12 Pour le marché des petit et moyen débits, la demande serait en hausse de 102,0 10⁶m³ en 2022
13 dans un contexte favorable par rapport au scénario de base. Cette augmentation des volumes
14 est d'abord due à la croissance économique plus optimiste prévue au scénario favorable, qui
15 aurait un impact à la hausse sur les nouvelles ventes et les livraisons chez les clients existants.
16 La position concurrentielle très favorable du gaz naturel et la hausse des mises en chantier et
17 des permis de bâtir auraient aussi un impact positif sur les nouvelles ventes. Dans un contexte

1 favorable, les pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique seraient également moins
2 grandes.

5.3 SCÉNARIO DÉFAVORABLE

3 Un scénario défavorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2022 à 2025 pour
4 évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

5 Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- 6 • Une croissance économique plus faible, variant de 3,86 % en 2022 à 0,28 % en 2025, soit
7 1 % de moins par année qu'au scénario de base;
- 8 • Une position concurrentielle du gaz naturel moins favorable en raison d'une hausse du
9 prix du gaz naturel par rapport à ce qui était prévu au scénario de base et d'une baisse
10 des prix du mazout;
- 11 • Une baisse des mises en chantier résidentielles de 10 % et une baisse du nombre des
12 permis de bâtir du marché affaires en fonction de la baisse d'un point de pourcentage de
13 la croissance du PIB.

14 De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont
15 réajustés à la baisse afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun et pouvant
16 influencer négativement leur consommation, voire entraîner des fermetures. Le scénario
17 défavorable exclut également les volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2022
18 et 2025, mais dont la probabilité de réalisation est en dessous de 75 %.

19 Le Tableau 22 présente la prévision des livraisons dans un scénario défavorable pour l'ensemble
20 des marchés.

Tableau 22
Scénario défavorable
Livraisons globales de gaz naturel 2022-2025
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2022-2025			
		4/08 2021	2022	2023	2024
Service continu	5 536,3	5 641,6	5 611,2	5 544,2	5 460,2
Grandes entreprises	2 724,3	2 717,0	2 732,7	2 717,7	2 701,4
Petit et moyen débits	2 812,0	2 924,7	2 878,6	2 826,5	2 758,8
Service interruptible	319,2	210,8	198,9	195,7	192,7
Contrat régulier	233,9	210,8	198,9	195,7	192,7
Contrat gaz d'appoint	85,3	-	-	-	-
Total	5 855,5	5 852,4	5 810,2	5 739,9	5 652,9

- 1 Le Tableau 23 présente l'écart entre le scénario défavorable du Tableau 22 et le scénario de base
- 2 du Tableau 19.

Tableau 23
Écarts des scénarios de base et défavorable
Livraisons globales de gaz naturel 2022-2025
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2022-2025			
		4/08 2021	2022	2023	2024
Service continu	(111,0)	(187,9)	(295,3)	(556,5)	(624,3)
Grandes entreprises	(48,2)	(89,1)	(135,2)	(333,5)	(338,4)
Petit et moyen débits	(62,9)	(98,7)	(160,1)	(222,9)	(285,9)
Service interruptible	(6,8)	(73,7)	(81,6)	(83,9)	(84,4)
Contrat régulier	(6,8)	(8,7)	(16,6)	(18,9)	(19,4)
Contrat gaz d'appoint	-	(65,0)	(65,0)	(65,0)	(65,0)
Total	(117,8)	(261,5)	(376,9)	(640,4)	(708,8)

1 La demande du marché grandes entreprises pourrait décroître de façon significative dans un
2 contexte défavorable.

3 Dans le cas du service continu, plusieurs clients verraient leur production ralentir et deux
4 nouvelles ventes ne se réaliseraient pas. Pour ces deux nouvelles ventes non réalisées, cela
5 induirait une réduction de la consommation de 38,7 10⁶m³ sur un total de 135,2 10⁶m³ pour
6 l'année 2023, pour atteindre 204,6 10⁶m³ sur un total de 338,4 10⁶m³ en 2025.

7 Les volumes au service interruptible sont aussi revus à la baisse à la suite des diminutions de
8 production chez plusieurs clients. La baisse des volumes au service interruptible est accentuée
9 par l'absence de déplacement de charbon et de coke de pétrole par le gaz naturel.

10 Pour le marché des petit et moyen débits, la demande serait en baisse de 98,7 10⁶m³ en 2022
11 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord due à la croissance
12 économique plus faible, qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes et amènerait une
13 pression à la baisse sur les livraisons des clients existants. La détérioration de la situation
14 concurrentielle du gaz naturel et la diminution des mises en chantier et des permis de bâtir
15 auraient aussi un impact négatif sur les nouvelles ventes. L'augmentation des volumes liée à
16 l'efficacité énergétique aurait également un impact à la baisse sur la demande de gaz naturel.

5.4 COMPARAISON DES PLANS D'APPROVISIONNEMENT 2022-2025 ET 2021-2024

17 Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente cause
18 tarifaire et celles établies lors de la Cause tarifaire 2020-2021⁶. Le Tableau 24 présente une
19 comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au Tableau 25.
20 Les volumes de l'année 2021 associés au plan d'approvisionnement 2022-2025 correspondent
21 aux prévisions effectuées lors de la révision volumétrique 4/8 2020-2021.

⁶ R-4119-2020, B-0113, Énergir-H, Document 1.

Tableau 24

**Comparaison des livraisons par marché
Plan 2022-2025 vs Plan 2021-2024
(avant interruptions)
(10⁶m³)**

	2021	2022	2023	2024	2025
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
Petits et moyens débits					
1 Plan 2022-2025	2 874,9	3 023,4	3 038,7	3 049,4	3 044,7
2 Plan 2021-2024	3 040,3	3 038,7	3 037,1	3 036,4	s/o
3 Écart	(165,4)	(15,3)	1,6	13,0	s/o
Grandes entreprises					
4 Plan 2022-2025	3 098,4	3 090,6	3 148,4	3 330,9	3 316,9
5 Plan 2021-2024	3 157,2	3 225,4	3 388,4	3 387,8	s/o
6 Écart	(58,8)	(134,9)	(240,0)	(57,0)	s/o
Total					
7 Plan 2022-2025	5 973,3	6 114,0	6 187,1	6 380,3	6 361,6
8 Plan 2021-2024	6 197,5	6 264,2	6 425,4	6 424,2	s/o
9 Écart	(224,2)	(150,2)	(238,4)	(43,9)	s/o

Tableau 25

**Comparaison des livraisons par service
Plan 2022-2025 vs Plan 2021-2024
(avant interruptions)
(10⁶m³)**

	2021	2022	2023	2024	2025
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
Service continu					
1 Plan 2022-2025	5 647,3	5 829,5	5 906,6	6 100,6	6 084,5
2 Plan 2021-2024	5 899,9	5 964,3	6 127,3	6 126,6	s/o
3 Écart	(252,6)	(134,8)	(220,7)	(25,9)	s/o
Service interruptible					
4 Plan 2022-2025	326,0	284,5	280,5	279,6	277,1
5 Plan 2021-2024	297,6	299,9	298,1	297,6	s/o
6 Écart	28,4	(15,4)	(17,6)	(18,0)	s/o
Total					
7 Plan 2022-2025	5 973,3	6 114,0	6 187,1	6 380,3	6 361,6
8 Plan 2021-2024	6 197,5	6 264,2	6 425,4	6 424,2	s/o
9 Écart	(224,2)	(150,2)	(238,4)	(43,9)	s/o

5.5 ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU

1 L'analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu permet d'évaluer la
2 sensibilité de la prévision des livraisons en les comparant aux écarts observés des prévisions
3 historiques. Cette analyse se retrouve à l'annexe 2.

5.6 SUIVI DE DÉCISIONS

4 Dans sa décision D-2019-141, la Régie demandait à Énergir le dépôt de deux suivis⁷.

5 Le premier suivi demandé par la Régie vise le dépôt de l'annexe Q-4.3/Q-4.4 de la pièce B-0233
6 (Énergir-T, Document 10) de la Cause tarifaire 2019-2020 (R-4076-2018) en utilisant la nouvelle
7 grille d'évaluation et d'y ajouter, au fur et à mesure, les renseignements relatifs aux dossiers
8 tarifaires les plus récents, afin de permettre de suivre individuellement chaque projet entre les
9 différents plans d'approvisionnement, depuis le dossier tarifaire 2013-2014. Ce suivi est déposé
10 à l'annexe 3, sous pli confidentiel.

Le deuxième suivi, déposé à l'annexe 4, présente les volumes issus de la maturation des nouvelles ventes prévues sur l'horizon de la cause tarifaire, par catégorie tarifaire. Ce suivi sera mis à jour annuellement, comme demandé par la Régie dans sa décision D-2020-145 (paragr. 118).

5.7 INTÉGRATION DE LA BIÉNERGIE DANS LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

11 Énergir n'intègre pas, dans sa prévision de la demande du présent dossier, l'impact de la
12 conversion des équipements d'une partie de sa clientèle vers la biénergie électricité/gaz naturel.
13 Énergir et Hydro-Québec travaillent présentement sur un projet qui devrait être déposé à la Régie
14 dans les prochains mois. Néanmoins, à des fins d'appréciation, Énergir a calculé à haut niveau,
15 selon le bassin de clients présentement visé par les analyses, l'impact potentiel de la biénergie
16 sur la demande en gaz naturel.

⁷ Décision D-2019-141, paragr. 194 et 282.

1 Le concept de la biénergie consiste à ajouter un équipement de chauffage électrique à un
2 système de chauffage déjà au gaz naturel, de manière à pouvoir utiliser l'électricité comme source
3 de chauffage des espaces par temps doux, mais de permuter la source d'énergie de chauffage
4 vers le gaz naturel lors des périodes de pointe sur le réseau d'Hydro-Québec. L'intérêt de cette
5 approche est de pouvoir réduire les émissions de GES reliées au chauffage des bâtiments, sans
6 pour autant augmenter les besoins en puissance, et donc de permettre une meilleure gestion des
7 pointes de consommation hivernale sur le réseau électrique.

8 Le point de permutation utilisé dans la présente analyse est de -12 °C, c'est-à-dire qu'au-dessus
9 de cette température, le chauffage serait à l'électricité et en dessous de cette température, le
10 chauffage serait au gaz naturel. Il est également considéré que les systèmes de chauffage de
11 l'eau chaude domestique seraient convertis à des systèmes 100 % électriques par la même
12 occasion.

13 L'impact annuel marginal de la conversion d'équipements au gaz naturel vers une configuration
14 énergétique en biénergie électricité/gaz naturel a été évalué à un potentiel maximal de
15 37,3 Mm³/an. Ce potentiel a été déterminé en considérant les hypothèses préliminaires
16 suivantes :

- 17 • Volumes des segments de marchés et paliers de consommation visés⁸;
- 18 • Séparation des volumes de base et de chauffage des espaces;
- 19 • Permutation des systèmes de chauffage électrique/gaz naturel à -12 °C; et
- 20 • Durée de vie des équipements de 15 ans.

21 Ainsi, les volumes transférés vers l'électricité en lien avec les conversions vers la biénergie
22 représenteraient un maximum théorique de 0,6 % des livraisons prévues par année sur l'horizon
23 du plan. Cette prévision sera raffinée au fur et à mesure que la compétitivité de l'offre, les options
24 technologiques et les hypothèses de pénétration de marché seront établies.

⁸ Secteurs résidentiel, commercial et petit institutionnel.

6 CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2022-2025

1 L'objectif premier du plan d'approvisionnement est de s'assurer que les approvisionnements
2 soient suffisants, tout en considérant leur impact sur la fixation des tarifs, afin que ceux-ci
3 demeurent justes et raisonnables.

4 Énergir doit disposer des outils nécessaires pour répondre à la demande continue des clients en
5 journée de pointe et à la demande saisonnière des clients aux services continus et interruptibles.
6 Ces outils doivent par ailleurs être suffisamment flexibles pour s'adapter aux fluctuations de la
7 demande dues au climat et à l'économie.

8 Énergir optimise les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils : des
9 capacités de transport depuis le sud de l'Ontario et de l'Alberta, des transactions d'échanges, de
10 l'entreposage à l'intérieur et à l'extérieur de son territoire et des livraisons en franchise. Par cette
11 combinaison d'outils, Énergir réitère que sa stratégie vise la mise en place d'un portefeuille
12 d'outils variés et, dans la mesure du possible, échelonnés dans le temps.

13 Dans les sections suivantes, Énergir abordera de façon plus explicite les orientations envisagées
14 et les actions prises sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2022-2025.

6.1 TRANSPORT

15 Le contexte gazier continue d'évoluer et Énergir adapte la structure d'approvisionnement
16 relativement aux capacités de transport disponibles à court, moyen et long termes pour répondre
17 à ses besoins. De plus, comme détaillées à la section 8, les capacités de transport actuellement
18 détenues par Énergir pour ses clients pourraient être insuffisantes pour les prochaines années.

19 L'article 72 (1)(3°)a) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit que le plan d'approvisionnement
20 doit tenir compte de la marge excédentaire des capacités de transport, celle-ci pouvant
21 représenter jusqu'à 10 % des livraisons annuelles d'Énergir. En fonction des livraisons totales
22 projetées pour l'année 2021-2022 de 6 114 10⁶m³⁹, la marge excédentaire de 10 % exprimée en
23 capacités quotidiennes représenterait alors 1 675 10³m³/jour (soit 6 114/365 x 10 %). Pour

⁹ Section 5.1.3, Tableau 19.

- 1 l'année 2021-2022 et les suivantes, Énergir ne planifie pas, pour l'instant, l'ajout de capacités de
 2 transport pour répondre à la marge excédentaire autorisée. En effet, au moment de la rédaction
 3 du plan d'approvisionnement, aucun projet industriel ne répond aux critères présentés lors de la
 4 Cause tarifaire 2019-2020 et dont la Régie a pris acte dans sa décision D-2019-141 (paragr. 189).
- 5 Le portefeuille de capacités de transport est principalement constitué de contrats de longue
 6 durée. Le Tableau 26 présente la répartition des contrats par durée, excluant les contrats de
 7 Enbridge Gas (auparavant Union Gas).

Tableau 26

Dates de fin de contrat	Contrats en vigueur au				
	2021-10-01 (%)	2022-01-01 (%)	2022-11-01 (%)	2023-11-01 (%)	2024-11-01 (%)
2022-10-31	2	2	0	0	0
2024-10-31	7	7	8	8	0
2026-10-31	33	33	34	34	37
2030-12-31	15	15	16	16	17
2031-10-31	36	36	37	37	40
2032-10-31	3	3	3	3	4
2041-10-31	2	2	2	2	2
Total	100	100	100	100	100

- 8 Pour l'année 2021-2022, un peu plus de la moitié des contrats ont une durée de 9 ans ou moins,
 9 et l'autre moitié ont une durée jusqu'à 19 ans.
- 10 Pour l'année 2021-2022, les besoins de capacités supplémentaires seront comblés par un outil
 11 de pointe contracté auprès d'une tierce partie dans le marché secondaire. Un tel service est
 12 également à prévoir pour répondre à d'éventuels besoins lors des années subséquentes. Les
 13 détails relatifs à cet outil sont présentés à la section 8. Pour les années 2023-2024 et 2024-2025,
 14 Énergir compte sur de nouvelles capacités de retrait qui seront disponibles aux sites d'Intragaz
 15 (sous réserve des décisions favorables de la Régie quant aux demandes d'investissement à être
 16 déposées). Les détails relatifs à l'augmentation de capacités de retrait aux sites d'Intragaz ainsi
 17 que les analyses afférentes sont présentés à la pièce Énergir-H, Document 5.

1 Il est à noter que la refonte du service interruptible (R-3867-2013, phase 2) pourrait également
2 modifier les besoins d'approvisionnement, mais l'impact précis sur le plan d'approvisionnement
3 ne peut être projeté tant que le nouveau service interruptible ne sera pas développé. Dans
4 l'intervalle, pour établir le plan d'approvisionnement 2022-2025, une hypothèse d'ajout de
5 528 10³m³/jour pour la clientèle au service interruptible découlant de la refonte est toutefois
6 utilisée à compter de l'année 2022-2023¹⁰.

7 Aussi, les livraisons en franchise de GNR sont considérées en partie en remplacement de
8 capacités de transport.

6.2 FOURNITURE DE GAZ NATUREL

9 La stratégie d'acquisition de fourniture d'Énergir pour les années financières 2021-2022 à
10 2024-2025 est adaptée pour refléter les mouvements de la structure d'approvisionnement.

11 Pour l'année 2021-2022, Énergir procédera par appels d'offres pour les achats contractés
12 d'avance à Dawn, Empress ou Parkway. Comme par le passé, elle sélectionnera les fournisseurs
13 en fonction des critères suivants : la prime demandée, la notation de crédit et l'expérience passée.

14 En ce qui concerne l'initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel (l'Initiative), la
15 Régie ayant pris acte dans la décision D-2019-141 (paragr. 224) de la volonté d'Énergir de
16 s'approvisionner en achats responsables, le premier contrat de ce type a été signé le 30 janvier
17 2020. Cette entente représente approximativement 15 % du total d'approvisionnements en gaz
18 de réseau pour 2019-2020, moins de 10 % pour 2020-2021 et moins de 5 % pour 2021-2022.
19 Depuis, d'autres contrats ont été signés et le total d'approvisionnement en gaz de réseau issu de
20 l'Initiative pour 2020-2021 prévu est d'environ- 19 % au moment de déposer le présent dossier
21 tarifaire. Énergir vise à conclure d'autres ententes dans les mois à venir pour tenter d'atteindre
22 20 % de l'approvisionnement en gaz de réseau issu de l'Initiative pour l'année 2020-2021.

23 À ce jour, un seul fournisseur a obtenu la certification EO100, mais d'autres producteurs sont en
24 démarche en vue de l'obtenir, ce qui permettrait à Énergir de diversifier ses fournisseurs pour
25 remplir ses objectifs en lien avec l'Initiative.

¹⁰ Hypothèse retenue au plan d'approvisionnement pour la période 2021-2024 (R-4119-2020, B-0113, Énergir-H, Document 1, pages 61 et 62).

1 Dans son rapport sur la résilience climatique¹¹ présenté en février 2021, Énergir identifie l'Initiative
2 comme étant un des indicateurs permettant de suivre l'incidence de ses orientations stratégiques
3 en matière de décarbonation dans sa chaîne de valeur. En favorisant des relations d'affaires avec
4 des producteurs gaziers proactifs et responsables, l'Initiative permet d'améliorer la transparence
5 et de favoriser l'adoption de meilleures pratiques environnementales, sociales et de gouvernance
6 de l'industrie. À ce titre, pour l'approvisionnement en gaz naturel d'origine fossile acheté par
7 Énergir (gaz de réseau), l'entreprise vise à ce que 100 % de ses achats se fassent dans le cadre
8 de l'Initiative d'ici 2030. Pour ce faire, Énergir entend donc rendre l'Initiative pérenne.

9 Énergir souhaite reconduire l'Initiative pour l'année 2021-2022 selon les mêmes modalités que
10 celles présentées lors du dossier tarifaire 2019-2020¹², mais en augmentant la prime maximale
11 pour les coûts associés à l'initiative à [REDACTED]. Cette prime maximale pourrait amener à environ
12 40 % l'approvisionnement en gaz de réseau issu de l'Initiative pour l'année 2021-2022.
13 Cependant, Énergir tient à préciser que le pourcentage du volume de 40 % du gaz de réseau est
14 une cible et non pas une limite. Si la prime maximale permettait d'acquérir un volume de gaz plus
15 important, par le versement d'une prime unitaire plus basse qu'estimée, Énergir le ferait tout en
16 assurant une diversité d'approvisionnement. En effet, Énergir s'assurera de maintenir une
17 diversité de fournisseurs. Ainsi, pour l'année 2021-2022, Énergir poursuivra ses efforts afin
18 d'attirer de nouveaux fournisseurs et d'augmenter la proportion du gaz de réseau achetée sous
19 cette Initiative.

20 Comme mentionné à la Cause tarifaire 2019-2020, Énergir mènera une réflexion sur les éléments
21 qui constituent l'Initiative avec comme objectif de communiquer aux producteurs, au début 2022,
22 les nouveaux éléments auxquels ils devront se conformer, le cas échéant, dans le cadre de la
23 deuxième mouture de l'Initiative, qui débutera le 1^{er} avril 2023¹³. Finalement, et comme mentionné
24 lors des deux derniers dossiers tarifaires, Énergir s'engage à effectuer une reddition de compte
25 dans le cadre du rapport annuel à l'égard des achats effectués en vertu de l'Initiative¹⁴.

¹¹ <https://www.energir.com/~media/Files/Corporatif/Dev%20durable/Rapport-Resilience-Climatique-Energir-2020.pdf>.

¹² R-4076-2018, B-0184, Énergir-H, Document 1, annexe 17.

¹³ R-4076-2018, B-0184, Énergir-H, Document 1, annexe 17, p. 13.

¹⁴ Voir à ce sujet le premier suivi déposé dans le cadre du Rapport annuel 2020 (R-4136-2020, B-0082, Énergir-12, Document 14).

1 Énergir demeure prudente dans ses engagements afin de conserver la flexibilité dont la clientèle
2 pourrait avoir besoin si le contexte gazier entraînait un changement des besoins aux différents
3 points d'achat.

4 La section 7.1 décrit plus amplement les contrats existants, ainsi que les volumes d'achat de gaz
5 naturel qu'Énergir prévoit contracter d'avance pour l'année 2021-2022.

6 Quant aux clients en achat direct et à prix fixe, leurs livraisons seront effectuées à Dawn.

6.3 AUTRES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT

7 Depuis 2018, Énergir planifie des réceptions de GNR dans son plan d'approvisionnement. Énergir
8 planifie que de nouveaux approvisionnements en GNR deviendront disponibles sur l'horizon du
9 plan. L'annexe 5 résume les injections en GNR faites par la Ville de Saint-Hyacinthe depuis le
10 début de l'année 2020-2021, soit du 1^{er} octobre 2020 au 31 janvier 2021 (suivi de la
11 décision D-2018-58, paragr. 74) alors que la pièce Énergir-H, Document 4 contient la prévision
12 d'approvisionnement et de distribution de GNR sur l'horizon du présent plan
13 d'approvisionnement.

14 Il est également à noter que, comme les années précédentes, Énergir adopte une approche
15 prudente quant à la disponibilité future du GNR produit sur son territoire. Bien que
16 l'approvisionnement en gaz des futurs producteurs de GNR en territoire soit prévu au plan
17 d'approvisionnement, son impact sur les outils disponibles pour répondre au besoin de pointe
18 n'est pris en compte que deux ans après leur mise en service, dans la mesure où les quantités
19 produites quotidiennement sont constantes.

20 Finalement, au paragraphe 492 de la décision D-2020-057, la Régie ordonnait à Énergir
21 « d'assurer une veille relativement à la mise en place d'un mécanisme de certification pour le
22 GNR et de lui en faire rapport annuellement, dans le cadre de son plan d'approvisionnement ». Énergir
23 informe la Régie qu'elle travaille présentement à mettre en place un processus
24 d'attestation qui lui permettra de démontrer aux clients volontaires que les volumes de GNR qu'ils
25 achètent ont réellement été injectés dans un réseau de gaz naturel nord-américain étant relié au
26 point de livraison contractuel. L'objectif est une mise en application en octobre 2021.

6.4 ÉQUILIBRAGE

1 Les besoins en équilibrage sont en partie comblés par les sites d'entreposage situés sur le
2 territoire d'Énergir. Ces sites sont composés de l'usine LSR et des deux sites d'entreposage
3 souterrains d'Intragaz (Saint-Flavien et Pointe-du-Lac).

4 L'usine LSR est un outil d'approvisionnement de pointe. Elle est utilisée comme l'un des derniers
5 outils d'approvisionnement.

6 Sur l'horizon du plan d'approvisionnement, les caractéristiques physiques du site de Saint-Flavien
7 demeurent les mêmes, mais Énergir compte y avoir recours différemment à partir de l'année
8 2023-2024. En effet, après discussions avec son fournisseur Intragaz, Énergir compte utiliser le
9 réservoir de Saint-Flavien pour répondre à la demande de pointe de la clientèle, plutôt que de
10 l'utiliser dans un mode « passif » comme elle l'a fait depuis la mise en service du site. À cette fin,
11 Énergir compte sur l'approbation de la Régie pour deux demandes d'investissements à venir :
12 l'une par Intragaz et l'autre par Énergir. Ces investissements permettront à la clientèle de
13 bénéficier d'économies substantielles, comme démontré à la pièce Énergir-H, Document 5.

14 Les caractéristiques du site d'entreposage de Pointe-du-Lac permettent une modulation des
15 injections et des retraits en cours de journée, sur la période de l'hiver, avec une dernière fenêtre
16 de nominations, trois heures avant la fin de la journée gazière, qui peut être utilisée dans certaines
17 conditions. De plus, ce site peut être cyclé lorsque des capacités de transport sont disponibles à
18 cette fin. Ainsi, le gaz peut être retiré et réinjecté par la suite, permettant de maintenir un débit
19 élevé de retrait et offrant un volume total de gaz sur la période de l'hiver supérieur à la capacité
20 physique du site. Il est le dernier outil utilisé avant l'interruption, en partie ou en totalité, de la
21 clientèle au service interruptible. Il est donc partiellement utilisé pour répondre à la demande de
22 pointe.

23 Les besoins d'équilibrage sont également comblés en utilisant le site d'entreposage souterrain de
24 Enbridge Gas, situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est un outil très flexible
25 en termes de débit de gaz journalier. Il permet une modulation des besoins de gaz en cours de
26 journée gazière par ses diverses fenêtres de nominations, notamment les fenêtres STS, et est le
27 seul outil qui permet de les utiliser. Ainsi, les capacités de retrait ou d'injection de ce site
28 permettent de répondre aux fluctuations de la demande de la clientèle tout au long de l'année.

1 Le plan d'approvisionnement tient compte du nouveau contrat d'entreposage qui a été conclu à
2 l'hiver 2021 avec Enbridge Gas¹⁵.

3 Énergir couvre aussi les besoins d'équilibrage par des achats de gaz naturel effectués
4 directement à Dawn et/ou Parkway, les volumes afférents étant transportés sur des contrats de
5 transport FTSH et/ou STS de TCPL combinés, selon le cas, à des capacités de transport M12 de
6 Enbridge Gas.

7 Finalement, Énergir a considéré l'interruption de la liquéfaction du client GM GNL comme outil de
8 pointe. À cet effet, lors des journées d'interruption de la liquéfaction du client GM GNL, Énergir
9 utilisera le gaz naturel devant normalement être liquéfié par GM GNL pour répondre à la demande
10 de la clientèle de l'activité réglementée, soit la daQ. En contrepartie, GM GNL pourra retirer de
11 l'inventaire réservé à la daQ, une quantité de GNL équivalente aux volumes qui auraient dû être
12 liquéfiés.

13 Énergir a établi son plan d'approvisionnement 2022-2025 en supposant :

- 14 • l'approbation par la Régie des projets d'Intragaz liés à l'entreposage (voir Énergir-H,
15 Document 5);
- 16 • l'approbation par la Régie du projet d'Énergir d'augmentation de la capacité de la conduite
17 reliant les installations d'Intragaz à Saint-Flavien (voir Énergir-H, Document 5);
- 18 • le maintien de l'ensemble de ses autres capacités d'entreposage.

6.5 CONCLUSION

19 Sur l'horizon du plan 2022-2025, la structure d'approvisionnement est principalement composée
20 de capacités de transport en provenance de Dawn (via Parkway). La clientèle d'Énergir serait en
21 déficit d'approvisionnement pour toutes les années du plan si les hypothèses prévues se
22 réalisaient.

23 Les sections 7 et 8 ci-après présentent plus spécifiquement les orientations prises dans la
24 planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2022-2025.

¹⁵ Énergir-H, Document 2.

7 CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS

1 Cette section porte principalement sur les différents contrats d'approvisionnement déjà contractés
2 par Énergir. La structure d'approvisionnement est présentée par composante : la fourniture de
3 gaz naturel, le transport et l'équilibrage.

7.1 FOURNITURE DE GAZ NATUREL

7.1.1 Clients au service de fourniture de gaz naturel d'Énergir

4 Énergir achète le gaz retiré par les clients au service de fourniture de gaz naturel du
5 distributeur. Elle le fait à différents points de réception et auprès de différents fournisseurs.
6 De plus, Énergir achète et fournit le gaz de compression nécessaire au transport du gaz
7 naturel, et ce, pour l'ensemble de la clientèle, incluant les clients en achat direct et les
8 clients ayant convenu d'une entente à prix fixe auprès d'un fournisseur spécifique.

9 Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel d'Énergir est
10 présenté à l'annexe 6, page 1. La date d'échéance, le point de livraison, la période
11 d'achat, ainsi que les volumes quotidiens et annuels reliés à chacun de ces contrats pour
12 le plan d'approvisionnement 2022-2025 y sont spécifiés. Le tableau présente également
13 les totaux visés au plan d'approvisionnement de l'année 2021-2022 et le ratio qui est
14 contracté à ce jour par rapport à ces totaux. Comme présenté à la page 1 de l'annexe 6,
15 à ce jour, trois contrats de fourniture sont existants. Énergir projette sécuriser près de
16 50 % des achats totaux au service de fourniture de gaz naturel avant le début de l'année
17 financière 2021-2022.

18 Selon la structure d'approvisionnement projetée pour l'année 2021-2022, la page 2 de
19 l'annexe 6 présente la répartition mensuelle des achats prévus de fourniture de gaz
20 naturel par point d'achat, ainsi que les quantités qu'Énergir prévoit contracter d'avance
21 avant le début de l'année financière 2021-2022.

22 La majeure partie des achats de fourniture de gaz naturel à contracter par Énergir (61,8 %)
23 serait effectuée à Dawn ou Parkway, et principalement en hiver, alors que l'autre portion
24 du gaz naturel serait contractée au point Empress (36,7 %). Finalement, des achats de
25 gaz naturel seraient effectués sur le territoire d'Énergir (1,4 %).

1 La stratégie d'achat à Dawn reflète le mode de gestion des retraits au site d'entreposage
2 d'Enbridge Gas concentrés sur les mois de décembre à février. Ainsi, pour les mois
3 d'octobre et novembre, des achats à Dawn seront priorisés sur les retraits au site
4 d'Enbridge Gas. Il s'agit de mois d'épaulement au cours desquels la température peut
5 influencer de façon importante la consommation de la clientèle. De plus, pour ces mois,
6 le service d'injection dont dispose Énergir au site d'entreposage d'Enbridge Gas est
7 interruptible. Énergir doit donc être prudente pour ne pas se retrouver avec des excédents
8 de gaz naturel. Toutefois, considérant les quantités quotidiennes importantes d'achats de
9 gaz naturel pour le mois de novembre, Énergir contractera d'avance une partie de ces
10 achats. Les autres achats pour ces deux mois seront effectués sur une base « spot » afin
11 d'adapter les quantités aux besoins spécifiques de la demande.

12 Pour la période d'hiver, certains achats projetés à Dawn et Empress ne seront pas
13 concrétisés d'avance afin de conserver la flexibilité dans l'éventualité d'un hiver plus
14 chaud que la normale. En fonction des conditions de marché et des conditions météo, ces
15 achats pourraient être concrétisés en cours d'hiver.

16 Considérant la quantité importante d'achats à Dawn pour le mois d'avril et le fait que les
17 retraits sont interruptibles au site d'entreposage d'Enbridge Gas, Énergir contractera
18 d'avance une partie des achats projetés pour ce mois.

19 Énergir pourrait attendre la fin de l'hiver 2021-2022 avant de contracter des achats en
20 bloc à Empress pour les mois de mai à septembre, afin de conserver une certaine
21 flexibilité pour moduler les achats en fonction des résultats de l'hiver et de la projection de
22 la demande. De plus, selon les quantités requises, une plus grande partie des achats des
23 mois d'août et septembre pourra être réalisée sur une base « spot » afin de moduler les
24 achats en fonction des besoins d'injection au site d'entreposage d'Enbridge Gas. En effet,
25 un niveau d'inventaire de presque 100 % entraîne une gestion plus précise des injections
26 à planifier sur cette période et, par le fait même, sur les achats de gaz naturel.

27 Cette approche permet de conserver toute la marge de manœuvre relativement au niveau
28 d'achats de fourniture à concrétiser à la suite du constat de la demande réelle observée
29 durant la période d'hiver.

Volume de fourniture requis pour l'année 2021-2022

1 Pour l'année 2021-2022, le volume total de la fourniture de gaz naturel à acheter par
2 Énergir est estimé à 2 229 10⁶m³. De cette quantité, 2 066 10⁶m³ sont attribués
3 spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de la clientèle. La différence
4 est requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu et usage d'Énergir), la
5 variation nette des retraits et injections d'inventaires, ainsi que le gaz de compression¹⁶
6 requis pour transporter la fourniture jusqu'au territoire d'Énergir et pour injecter aux sites
7 d'entreposage.

8 Il est à noter qu'au volume total mentionné ci-dessus, vient s'ajouter le volume contracté
9 pour les clients engagés auprès d'Énergir dans une entente de fourniture à prix fixe,
10 approvisionnés par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2021-2022, le volume annuel
11 est estimé à 203 10⁶m³.

Prix du service de fourniture

12 Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel pour l'année 2021-2022 est
13 de 11,632 ¢/m³ (3,07 \$/GJ). La section 2.2 « Hypothèses énergétiques » du présent
14 document présente le détail de l'évaluation des prix de fourniture.

Sécurité d'approvisionnement de la fourniture de gaz naturel

15 Empress et Dawn sont des points liquides et il est possible de s'y approvisionner en tout
16 temps. Comme le gaz naturel est une commodité, les prix s'ajustent automatiquement en
17 fonction de l'offre et de la demande. Énergir n'est pas préoccupée quant à la disponibilité
18 de la fourniture à ces deux points. Mentionnons qu'advenant une production de GNR
19 moins élevée qu'anticipée, Énergir compenserait au besoin par des achats de gaz naturel
20 équivalents.

7.1.2 Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété

21 Les clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété, incluant les clients
22 qui fournissent leur propre service de transport, s'approvisionnent directement auprès de

¹⁶ Les pourcentages de gaz de compression projetés sont indiqués à l'annexe 8, page 2.

1 leur fournisseur. De son côté, le client en biogaz, desservi par un réseau dédié,
2 s'approvisionne directement sur le territoire d'Énergir.

3 Pour l'année 2021-2022, le volume annuel de tous ces clients est estimé à 3 565 10⁶m³,
4 dont 65 10⁶m³ proviennent des volumes projetés pour les clients au service de gaz
5 d'appoint concurrence.

7.2 TRANSPORT

6 Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans les
7 différents contrats avec les transporteurs TCPL, Enbridge Gas et les tierces parties sont
8 présentées à l'annexe 7, page 1. Ce document détaille les débits au 1^{er} octobre 2021, au
9 1^{er} janvier 2022 et au 1^{er} novembre de chacune des quatre années du plan d'approvisionnement,
10 ainsi que les échéances des différents contrats de transport. Les modalités de renouvellement y
11 sont également indiquées.

12 La Carte 1 du présent document illustre les différents segments de transport (items encadrés).
13 Le portefeuille de contrats de transport que possède Énergir peut être décomposé en plusieurs
14 segments, incluant les contrats de transport par échange.

7.2.1 Services de transport du distributeur

15 Les capacités de transport PFLD-NBJ, anciennement FTLH, totalisent 2 243 10³m³/jour
16 (85 000 GJ/jour) au 1^{er} octobre 2021. Comme autorisé par la Régie dans sa décision
17 D-2018-182, toute la capacité de transport FTLH a été convertie en transport PFLD-NBJ
18 au 1^{er} janvier 2021.

7.2.2 Services de transport et d'équilibrage fournis par le client

19 Pour l'année 2021-2022, deux clients – excluant le client en biogaz – détiendront une
20 capacité journalière moyenne de 119 10³m³/jour. Le volume annuel total de la clientèle
21 qui fournit son service de transport s'élève à 40 10⁶m³ (excluant le client en biogaz).

22 L'hypothèse voulant que ce nombre de clients demeure stable pour toute la durée du plan
23 d'approvisionnement est utilisée. Les modalités prévues aux *Conditions de service et Tarif*

1 pour les clients désirant contracter leur propre transport (cession ou préavis de sortie) font
2 en sorte que les autres clients d'Énergir seront tenus indemnes des choix des clients.

3 L'apport des livraisons des clients ayant leur propre service de transport – incluant le client
4 en biogaz – aux outils d'approvisionnement de pointe passe de 236 10³m³/jour en
5 2020-2021 à 223 10³m³/jour en 2021-2022, représentant globalement une baisse de
6 13 10³m³/jour.

7 Tous les clients qui utilisent leur propre service de transport ont opté pour le service
8 d'équilibrage du distributeur. Seul le client en biogaz n'est pas assujéti à ce service. Étant
9 sur un réseau dédié, Énergir ne peut lui procurer le service d'équilibrage du distributeur.

7.2.3 Gaz d'appoint

10 Une demande de 65 10⁶m³ au service de gaz d'appoint concurrence est projetée pour
11 l'année 2021-2022, exception faite des mois de décembre à mars, où aucun volume n'est
12 projeté. Ainsi, la capacité de transport additionnelle requise pour desservir cette clientèle
13 a été intégrée au plan d'approvisionnement. Toutefois, aucune capacité n'est contractée
14 à cet effet. Énergir concrétisera l'achat de la capacité au besoin, lorsque les contrats de
15 gaz d'appoint seront réalisés en cours d'année.

7.2.4 Coûts de transport

16 Les différents tarifs prévus à déboursé à TCPL et à Enbridge Gas pour l'utilisation du
17 transport contracté sur leur réseau sont présentés à l'annexe 7, page 2.

Gaz d'appoint concurrence

18 Les coûts de transport associés aux volumes de gaz d'appoint concurrence, en
19 provenance de Dawn, sont à un prix unitaire projeté de 0,758 ¢/m³.

7.3 ENTREPOSAGE

20 Le portefeuille d'outils d'entreposage des clients d'Énergir est constitué de quatre sites : les deux
21 sites d'Intragaz (Pointe-du-Lac et Saint-Flavien), le site d'Enbridge Gas et l'usine LSR dont
22 Énergir est propriétaire. La Carte 1 du présent document illustre les différents sites d'entreposage
23 (items encerclés).

1 Le tableau de l'annexe 8, page 1 détaille les contrats actuellement détenus par Énergir pour ses
2 clients avec chacune des parties. La pièce indique, pour chaque contrat, les volumes totaux
3 d'entreposage, ainsi que les capacités de retrait et d'injection. L'échéance relative à chacun des
4 contrats y est également spécifiée.

7.3.1 Capacité d'espace, de retrait et d'injection

5 Conformément à la décision D-2020-145 (paragr. 210), Énergir a contracté une capacité
6 d'entreposage auprès d'Enbridge Gas, lui permettant d'atteindre la capacité d'injection
7 nécessaire à la flexibilité opérationnelle requise. Les détails de ce nouveau contrat ainsi
8 que les analyses associées sont déposés à la pièce Énergir-H, Document 2.

7.3.2 Coûts d'entreposage

9 Les tarifs d'Enbridge Gas et d'Intragaz, pour les sites de Pointe-du-Lac et de
10 Saint-Flavien, sont présentés à l'annexe 8, page 2.

8 PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS

1 Cette section décrit les outils d'approvisionnement requis pour les quatre années du plan. La
2 première sous-section présente la structure d'approvisionnement requise pour la première année
3 du plan d'approvisionnement, alors que les sous-sections subséquentes présentent les structures
4 requises sur l'horizon du plan quadriennal et selon les différents scénarios : base, favorable et
5 défavorable.

6 Les déficits d'approvisionnement sur l'horizon du plan d'approvisionnement sont les suivants :

Tableau 27

Outils d'approvisionnement (10 ³ m ³ /jour) Excédents (+) / Déficits (-) par année		
	Avant augmentation des capacités de soutirage aux sites d'Intragaz*	Après augmentation des capacités de soutirage aux sites d'Intragaz*
2021-2022	(625)	(625)
2022-2023	(766)	(766)
2023-2024	(1364)	(84)
2024-2025	(1446)	(166)

* Incluant les deux projets d'Intragaz et le projet d'Énergir

8.1 PLANIFICATION POUR L'ANNÉE 2021-2022

8.1.1 Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2021-2022

Établissement du débit quotidien d'approvisionnement requis

7 Le plan d'approvisionnement est établi afin de s'assurer que les approvisionnements
8 soient suffisants pour répondre à la demande projetée au scénario de base et présentée
9 à la section 5.

10 Dans sa décision D-2009-156, la Régie approuvait que le débit quotidien des outils
11 d'approvisionnement pour sécuriser le plan d'approvisionnement soit fixé à la valeur
12 maximale entre les outils requis pour répondre à la demande continue en journée de
13 pointe et ceux requis pour répondre à la demande saisonnière de l'hiver extrême.

1 Le détail de l'établissement de la demande au service continu en journée de pointe et du
2 débit quotidien requis en hiver extrême est présenté à l'annexe 9.

3 Le tableau suivant présente les résultats et le débit quotidien d'approvisionnement requis
4 pour l'année 2021-2022.

Tableau 28

	10 ³ m ³ /jour
Demande continue en journée de pointe	36 875
Débit quotidien hiver extrême	35 397
Maximum (demande de pointe; hiver extrême)	36 875

Outil de maintien de fiabilité

5 Le développement du marché des ventes de GNL a un impact sur la quantité de GNL
6 disponible à l'usine LSR pour la clientèle de la daQ.

7 Pour l'année 2021-2022, une capacité d'entreposage de 5,0 Mm³ est réservée par le client
8 GM GNL. Cette capacité réservée ne limite aucunement la capacité maximale de retrait
9 de 5 806 10³m³/jour disponible à l'usine LSR au bénéfice de la daQ.

10 Considérant le fait que la capacité d'entreposage à l'usine LSR dédiée à la daQ est
11 réduite, un outil d'approvisionnement additionnel pourrait être requis afin de maintenir la
12 sécurité d'approvisionnement de la clientèle. Cet outil additionnel est défini comme étant
13 « l'outil de maintien de fiabilité ».

14 Pour déterminer si un outil de maintien de fiabilité est requis, une comparaison des outils
15 d'approvisionnement sous des scénarios avec et sans réservation de capacité
16 d'entreposage par le client GM GNL est effectuée. Sous le scénario sans réservation,
17 l'usine LSR est entièrement utilisée dans son rôle traditionnel d'outil de pointe pour
18 répondre à la demande de la daQ. L'outil de maintien de fiabilité est égal à la différence
19 entre :

- 20 • les approvisionnements requis sous le scénario sans réservation de capacité
21 d'entreposage par le client GM GNL; et

- 1 • les approvisionnements requis sous le scénario avec réservation de capacité
2 d'entreposage par le client GM GNL.

3 Le tableau suivant présente les résultats des deux scénarios.

Tableau 29

Année 2021-2022	Capacité réservée d'entreposage (10 ⁶ m ³)	Sans réservation à LSR (10 ⁶ m ³)	Avec réservation à LSR (10 ⁶ m ³)	Outil de maintien de fiabilité (10 ³ m ³ /jour)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (4) - (3)
Demande continue en journée de pointe		36 875	36 875	
Besoins pour hiver extrême		35 291	35 397	
Outil d'approvisionnement requis	5,0	36 875	36 875	0

4 Ainsi, aucun outil de maintien de fiabilité n'est requis pour l'année 2021-2022 avec la
5 planification des outils d'approvisionnement proposée.

6 La méthodologie d'évaluation des coûts d'utilisation de l'usine LSR reliés à la fonction
7 entreposage et du calcul de l'outil de maintien de fiabilité, approuvée par la Régie dans la
8 décision D-2015-012, comporte trois cas de figure :

- 9 1. lorsque la daQ possède dans son plan d'approvisionnement un surplus de
10 capacité à l'usine LSR, cette capacité peut être cédée en partie ou en totalité au
11 client GM GNL au taux moyen de l'entreposage de l'usine afin d'optimiser
12 l'ensemble des outils de la daQ. Aucun outil de maintien de fiabilité n'est
13 nécessaire dans ce cas;
- 14 2. lorsque la daQ doit utiliser dans son plan d'approvisionnement l'ensemble de la
15 capacité de l'usine LSR, alors un outil assurant une sécurité d'approvisionnement
16 équivalente au besoin d'entreposage doit être contracté, et ce, à la charge du client
17 GM GNL. Dans ce cas, comme la daQ détient les outils pour répondre à la
18 demande comme s'il n'y avait pas de client GM GNL, la daQ assume alors en
19 totalité les coûts d'entreposage de l'usine LSR et le client GM GNL assume en

1 totalité le coût de l'équivalence du besoin d'entreposage (outil de maintien de
2 fiabilité); et

3 3. lorsque la daQ possède dans son plan d'approvisionnement un surplus de
4 capacité qui ne couvre qu'en partie les besoins du client GM GNL, alors le client
5 GM GNL utilise, au taux moyen de l'entreposage de l'usine, la portion qui peut être
6 cédée. Pour le solde de la capacité réservée par le client GM GNL, il doit contracter
7 un outil assurant une sécurité d'approvisionnement équivalente et en assumer les
8 coûts.

9 Considérant le fait qu'aucun outil de maintien de fiabilité n'est requis si le client GM GNL
10 réserve 5,0 Mm³ de capacité d'entreposage à l'usine LSR pour l'année 2021-2022, le cas
11 de figure 1 s'applique. Ainsi, le client GM GNL se verra facturer les coûts d'utilisation de
12 l'usine LSR reliés à la fonction entreposage au taux moyen.

Outils d'approvisionnement pour répondre aux besoins d'approvisionnement

13 Le Tableau 30 répertorie les différents outils d'approvisionnement disponibles, leur débit
14 journalier maximal respectif, ainsi que la capacité d'approvisionnement déficitaire établie
15 en considérant le débit quotidien maximal de chaque outil. Cette capacité déficitaire
16 correspond aux achats d'un outil de pointe requis à court terme, soit l'option la moins
17 coûteuse selon les hypothèses retenues.

18 Il est à noter qu'Énergir a intégré comme outil d'approvisionnement en pointe, la possibilité
19 d'interrompre la liquéfaction du client GM GNL. La valeur de cet outil de pointe correspond
20 au potentiel de liquéfaction quotidien prévu.

21 À noter également qu'Énergir ne considère la production de GNR dans les outils
22 d'approvisionnement en pointe que deux ans après la mise en service, et ce, dans la
23 mesure où les volumes injectés seront stables.

24 Par ailleurs, lors du dossier tarifaire 2019-2020¹⁷, Énergir a informé la Régie qu'elle avait
25 révisé à la baisse la capacité de vaporisation garantie quotidienne de l'usine LSR, en
26 tenant compte de la philosophie de redondance dite « N+1 ». Énergir a alors expliqué
27 qu'elle contracterait un outil d'approvisionnement de pointe afin de pallier cette réduction

¹⁷ R-4076-2018, B-0184, Énergir-H, Document 1, pp. 79 à 81.

1 de capacité ferme. Énergir est toujours en réflexion pour trouver la meilleure solution à
 2 long terme et reviendra à la Régie le moment venu lorsque la solution permanente pour
 3 remplacer la réduction de la capacité garantie quotidienne de l'usine LSR sera identifiée,
 4 le tout comme demandé dans sa décision D-2020-158 (paragr. 38).

5 Dans l'intervalle, pour l'année 2021-2022, Énergir prévoit contracter une alternative de
 6 dernier recours sous la forme d'un service de pointe semblable à celui qu'elle avait
 7 contracté pour les années 2019-2020 et 2020-2021. Ce service de pointe permettra à
 8 Énergir d'avoir accès à une capacité quotidienne de 660 10³m³ par jour, pendant 5 jours.

Tableau 30

Sources	10 ³ m ³ /jour
FTLH primaire (Energir EDA et Energir NDA)	2 243
Transport par échange (EMP-Energir)	0
Achats dans le territoire	11
Transport fourni par les clients	223
FTSH (Dawn-Energir EDA)	2 192
Transport par échange (Dawn-Energir)	2 875
FTSH (Parkway-Energir EDA & NDA)	13 777
STS (Parkway-Energir EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	1 600
Saint-Flavien	1 520
Volet C	0
Usine LSR (vaporisation)	5 806
Interruption de liquéfaction GM GNL	297
Sous-total approvisionnements	36 249
Service de pointe pour combler le déficit	625
Total approvisionnements après option service de pointe	36 875

Stratégie d'approvisionnement retenue

1 Le total des approvisionnements requis pour l'année 2021-2022 s'élève à
 2 36 875 10³m³/jour, alors que le débit des approvisionnements actuel est de
 3 36 249 10³m³/jour. Le déficit d'outils à combler est donc de de 625 10³m³/jour.

4 Afin de combler ce déficit, Énergir prévoit contracter une option sur un « service de
 5 pointe » auprès d'un fournisseur sur le marché secondaire. Cet outil de pointe
 6 correspondrait à un approvisionnement ponctuel de 625 10³m³/jour de fourniture
 7 directement sur le territoire d'Énergir. Cet outil de pointe serait disponible pour
 8 cinq périodes pendant l'hiver 2021-2022 et son coût de base serait [REDACTED]

9 Si Énergir devait l'utiliser, elle devrait alors payer [REDACTED]

10 [REDACTED] Avant d'utiliser cet outil,
 11 Énergir tenterait d'utiliser tout autre service ou option qui serait disponible et moins
 12 onéreux au moment opportun.

13 Énergir aurait alternativement pu tenter de contracter du transport sur le marché
 14 secondaire pour combler le déficit. L'analyse de rentabilité des alternatives
 15 d'approvisionnement est présentée à la section 8.1.3.

16 La provision additionnelle à la journée de pointe est établie comme suit:

Tableau 31

Provision additionnelle à la journée de pointe (10 ³ m ³ /jour)	
Total approvisionnements avant achat/vente	36 875
Achat (+)/Vente (-) de transport	0
Total approvisionnements après achat/vente	36 875
Débit quotidien requis 2021-2022	36 875
Provision additionnelle	0
% du total des approvisionnements	0,00 %

8.1.2 Demande et sources d'approvisionnement gazier

17 L'annexe 10 présente la planification mensuelle pour l'année 2021-2022.

1 La demande totale s'élève à 3 556 10⁶m³ pour la période de l'hiver 2021-2022.
2 L'approvisionnement disponible pour répondre à la demande totale avant interruption se
3 chiffre à 3 552 10⁶m³, incluant les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption
4 de 4 10⁶m³ est requis pour répondre à la demande d'hiver.

5 Durant l'été 2022, la demande totale prévue s'élève à 3 131 10⁶m³, incluant les besoins
6 d'injection aux sites d'entreposage.

7 L'approvisionnement défini pour répondre à la demande considère les différentes
8 capacités de transport disponibles, les achats pour la compression, les volumes d'achat
9 de gaz naturel à Dawn (gaz de réseau et achat direct), ainsi que les retraits des sites
10 d'entreposage.

8.1.3 Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité

11 La présente section présente une analyse de rentabilité quant à la structure
12 d'approvisionnement qui a été définie pour la première année du plan.

13 L'annexe 11 présente un plan d'approvisionnement et une analyse de rentabilité pour la
14 première année du plan en fonction de la structure retenue pour l'année 2021-2022
15 (scénario 3) et des scénarios alternatifs (scénarios 1 et 2) :

- 16 1. Achat d'une capacité de transport FTLH de 625 10³m³/jour du mois de novembre
17 au mois de mars à un prix de 1,48 \$/GJ;
- 18 2. Achat d'une capacité de transport FTSH de 625 10³m³/jour du mois de novembre
19 au mois de mars à un prix de 1,34 \$/GJ;
- 20 3. Achat d'un outil de pointe auprès d'un fournisseur dans le marché secondaire. La
21 capacité quotidienne de cet outil est de 625 10³m³/jour et est disponible cinq
22 périodes pendant l'hiver 2021-2022. La prime fixe de cet outil est [REDACTED]
23 [REDACTED] et la prime variable est établie comme suit : [REDACTED]
24 [REDACTED]

25 Les prix présentés ci-haut pour les options 1 et 2 sont une moyenne des prix obtenus de
26 la part de deux fournisseurs pour la période visée. Cette analyse consiste en une

1 comparaison des plans d'approvisionnement sous chacun des scénarios ainsi qu'en une
2 comparaison des coûts de ceux-ci.

Impact sur le plan d'approvisionnement

3 La première partie de l'annexe 11 (lignes 1 à 28) reprend les grandes lignes de
4 présentation du plan d'approvisionnement, soit : la demande, les outils
5 d'approvisionnement et le débit quotidien d'approvisionnement requis.

Impact sur les coûts d'approvisionnement

6 La seconde partie de l'annexe 11 (lignes 29 à 43) présente une estimation des coûts de
7 ces plans d'approvisionnement. Pour quantifier ces coûts, les hypothèses suivantes ont
8 été utilisées :

- 9 • les prix saisonniers de fourniture présentés au Tableau 5 de la section 2.2 du
10 présent document;
- 11 • les tarifs applicables aux différents contrats de transport et entreposage présentés
12 à la section 8; et
- 13 • une évaluation auprès de deux tierces parties, des prix d'achat de capacités de
14 transport.

15 Il est à noter que cette évaluation est sommaire et ne peut se comparer directement au
16 coût de service de la Cause tarifaire 2021-2022 qui inclut des éléments additionnels,
17 comme l'amortissement de différents comptes de frais reportés, les mouvements de
18 trésorerie et les impôts. L'analyse fait également abstraction du prix des achats de
19 fourniture entre les différents services de fourniture d'Énergir et du client. Cette
20 simplification n'a pas d'impact sur le résultat de l'analyse puisque c'est la variation et non
21 le niveau du coût global qui est pertinent.

22 Le scénario 3 est sensiblement moins dispendieux que les scénarios 1 et 2, les
23 économies étant d'un peu plus de 4 M\$. Énergir a donc retenu le scénario 3 pour le plan
24 d'approvisionnement de l'année 2021-2022.

8.1.4 Coefficient d'utilisation FTLH

1 Le coefficient d'utilisation du transport FTLH/NBJ anticipé pour l'année 2021-2022 est de
 2 100 %. Au réel toutefois, il pourrait survenir des situations où il serait plus avantageux
 3 pour la clientèle de ne pas atteindre un tel coefficient d'utilisation. Si cela se produisait,
 4 Énergir agirait dans le meilleur intérêt de la clientèle.

8.1.5 Nombre maximum de jours d'interruption

5 Le tableau ci-dessous présente le nombre maximum de jours d'interruption pour
 6 l'année 2021-2022, qui sera intégré à la section « Interruptions » du « Service de
 7 distribution D₅; Interruptible » des *Conditions de service et Tarif*.

Tableau 32

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d'interruption	
Palier D ₅	compris entre m ³ /jour	et m ³ /jour	Volet A	Volet B
5.5	3 000	10 000	40	20
5.6	10 000	30 000	40	20
5.7	30 000	100 000	40	30
5.8	100 000	300 000	40	30
5.9	300 000	et plus	43	30

8.2 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2022-2025 – SCÉNARIOS DE BASE, FAVORABLE ET DÉFAVORABLE

8.2.1 Fourniture de gaz naturel

8 Sur l'horizon du plan, Énergir prévoit acheter d'importants volumes de gaz naturel à Dawn
 9 (ligne 20 de l'annexe 12). Étant donné qu'Énergir détient des capacités de transport entre
 10 Empress et son territoire, elle effectuera également des achats à Empress pour combler
 11 ces capacités.

8.2.2 Transport

1 Des déficits d'approvisionnement sont observés pour les quatre années du plan
2 d'approvisionnement. Énergir est présentement en discussion avec TCPL afin d'établir
3 quelles pourraient être les alternatives potentielles.

4 Quant au besoin d'un outil de maintien de fiabilité à la suite de la réservation d'une
5 capacité d'entreposage par le client GM GNL, le tableau suivant présente la capacité
6 réservée pour l'horizon du plan d'approvisionnement, ainsi que l'impact sur les
7 approvisionnements gaziers. Tout comme pour l'année 2021-2022, aucun outil de
8 maintien de fiabilité ne serait requis de la part du client GM GNL sur l'horizon du plan.

Tableau 33

	Capacité réservée d'entreposage 10^6 m^3	Sans réservation à LSR 10^6 m^3	Avec réservation à LSR 10^6 m^3	Outils de maintien de fiabilité $10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (4) - (3)
Année 2021-2022				
Demande continue en journée de pointe		36 875	36 875	
Besoins pour l'hiver extrême		35 291	35 397	
Outils d'approvisionnement requis	5,0	36 875	36 875	0
Année 2022-2023				
Demande continue en journée de pointe		36 832	36 832	
Besoins pour l'hiver extrême		36 040	36 172	
Outils d'approvisionnement requis	5,0	36 832	36 832	0
Année 2023-2024				
Demande continue en journée de pointe		37 511	37 511	
Besoins pour l'hiver extrême		36 666	36 772	
Outils d'approvisionnement requis	5,0	37 511	37 511	0
Année 2024-2025				
Demande continue en journée de pointe		37 608	37 608	
Besoins pour l'hiver extrême		36 763	36 869	
Outils d'approvisionnement requis	5,0	37 608	37 608	0

9 L'annexe 13 présente les plans d'approvisionnement des scénarios sans et avec
10 réservation de la capacité d'entreposage LSR par le client GM GNL sur l'horizon du plan.

8.2.3 Équilibrage

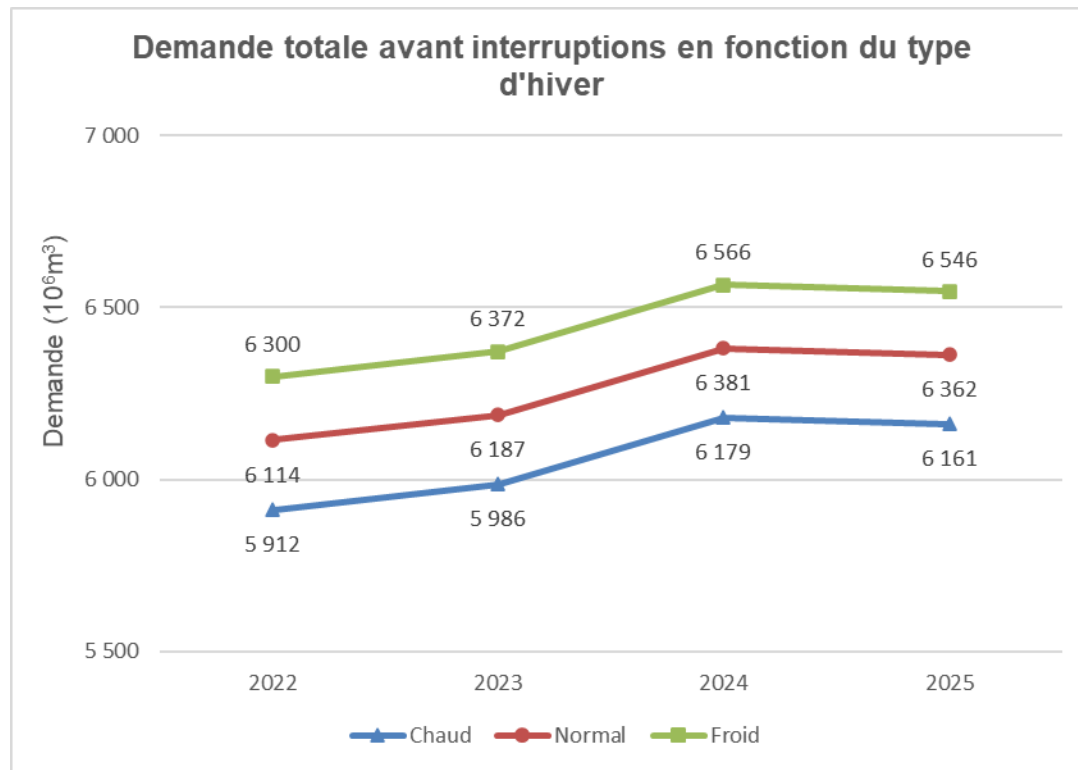
1 Énergir prévoit maintenir les capacités d'entreposage sur l'horizon du plan
2 d'approvisionnement. Le détail des capacités, pour les périodes concernées, se retrouve
3 à l'annexe 13, lignes 30 à 33. Un contrat d'entreposage avec Enbridge Gas (LST114)
4 viendra à échéance le 31 mars 2022 et Énergir présente, à la pièce Énergir-H,
5 Document 3, les caractéristiques qu'elle désire faire approuver pour son remplacement.

6 Le volume utile de l'usine LSR pour la clientèle réglementée (daQ) est indiqué à la
7 ligne 31.

8.2.4 Impact de la température

8 Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, Énergir utilise l'écart annuel total
9 maximal bas et haut observé entre les degrés-jours réels réchauffés depuis 30 ans et les
10 degrés-jours normaux pour l'année tarifaire 2021-2022, évalués en base 13. Ces écarts
11 sont de -15,1 % pour une année chaude et +13,9 % pour une année froide. Les variations
12 potentielles de demande engendrées par ces écarts de température sont illustrées au
13 graphique suivant :

Graphique 19



1 Les impacts de ces variations sur les structures d'approvisionnement des scénarios de
 2 base pour les quatre années du plan sont présentés à l'annexe 14. La majorité des
 3 variations de la demande dues à la température se répercute par une variation des
 4 interruptions et des achats à Dawn (GR et AD) résultant de la modulation de la demande.

8.2.5 Scénario favorable

5 L'annexe 15 présente le plan d'approvisionnement sur un horizon de quatre ans dans le
 6 cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario
 7 favorable présenté à la section 5.2 du présent document.

8 Pour toutes les années, des achats de capacités plus importantes que celles projetées au
 9 scénario de base seraient à faire.

8.2.6 Scénario défavorable

1 L'annexe 16 présente le plan d'approvisionnement sur un horizon de quatre ans dans le
2 cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario
3 défavorable présenté à la section 5.3.

4 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, l'impact d'un scénario défavorable
5 se mesure par des capacités de transport excédentaires comparativement au scénario de
6 base. Des ventes de capacités de transport seraient requises (ligne 53 de l'annexe 16),
7 pour les quatre années.

8.3 RISQUE DÉCOULANT DES DIFFÉRENTES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT

8 Dans l'éventualité où un fournisseur faisait défaut de livrer le gaz qu'il s'était engagé à livrer,
9 Énergir devrait se procurer du gaz de remplacement auprès d'autres fournisseurs actifs dans le
10 marché. Ce gaz de remplacement pourrait cependant devoir être acheté à un prix supérieur au
11 prix convenu avec le fournisseur initial. Les ententes en place prévoient toutefois que le
12 fournisseur en défaut de livraison doit indemniser Énergir pour les coûts additionnels encourus
13 pour l'acquisition de gaz de remplacement, le cas échéant.

14 La liquidité des marchés fait en sorte qu'Énergir est d'avis qu'elle trouvera du gaz de
15 remplacement. Le prix auquel le gaz de remplacement serait disponible dans le marché peut
16 cependant être influencé par la liquidité des sources d'approvisionnement au moment de l'achat.

17 Le mécanisme d'indemnisation fait en sorte que les fournisseurs n'ont aucun intérêt financier à
18 faire défaut dans leur obligation de livraison.

19 Le risque est donc essentiellement de nature financière et est lié à la solvabilité financière des
20 fournisseurs, et ce, indépendamment de la source d'approvisionnement.

9 REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS

1 Il y a deux types de revenus d'optimisation, ceux résultant de transactions opérationnelles
2 prévues au plan d'approvisionnement et ceux résultant de transactions financières potentielles.
3 Les deux types de transactions sont présentés distinctement dans cette section.

9.1 TRANSACTIONS OPÉRATIONNELLES

4 Dans l'établissement de la cause tarifaire, Énergir peut se retrouver avec des capacités
5 excédentaires de transport. Afin de distinguer les types de transactions opérationnelles requises
6 au plan d'approvisionnement, les termes suivants sont définis :

- 7 • Vente de transport a priori : Vente de capacités de transport au plan d'approvisionnement
8 afin de ne pas détenir de capacités de transport excédentaires identifiées par le maximum
9 entre la demande continue en journée de pointe et la demande saisonnière de l'hiver
10 extrême. Les ventes sont reliées soit au transport FTLH, soit au transport FTSH à partir
11 de Dawn ou Parkway. Lorsqu'une vente est réalisée à partir de Parkway, cela implique
12 généralement la vente de la capacité de transport M12 associée entre Dawn et Parkway.
13 Ces ventes seront généralement réalisées avant le début de l'année financière ou au plus
14 tard avant le début de l'hiver;
- 15 • Vente de transport non utilisé : Vente de capacités de transport non utilisées lorsque ces
16 capacités ne sont pas requises pour répondre à la demande totale (incluant les besoins
17 d'injection). Les ventes sont reliées soit au transport FTLH, soit au transport FTSH à partir
18 de Dawn ou Parkway. Lorsqu'une vente est réalisée à partir de Parkway, cela implique
19 généralement la vente de la capacité de transport M12 associée entre Dawn et Parkway.
20 Ces ventes se retrouvent principalement, mais non exclusivement, hors de la période
21 d'hiver.

22 Les revenus d'optimisation résultant des différentes transactions opérationnelles prévues à la
23 Cause tarifaire 2021-2022 sont présentés dans les sous-sections ci-dessous.

9.1.1 Vente de transport a priori

24 L'année 2021-2022 du plan d'approvisionnement ne prévoit pas de vente de transport
25 a priori puisque cette année est en déficit d'approvisionnement.

9.1.2 Vente de transport non utilisé

1 Aucune vente de transport non utilisé n'est projetée sur l'horizon du plan
2 d'approvisionnement.

9.2 TRANSACTIONS FINANCIÈRES

3 Compte tenu de sa position géographique et des caractéristiques des divers contrats de transport
4 et d'entreposage dont elle dispose, Énergir est bien positionnée pour saisir des opportunités de
5 marché lorsqu'elles se présentent. Pour chaque opportunité identifiée, Énergir procède à une
6 évaluation et la capte lorsqu'elle ne réduit pas sa capacité à répondre aux besoins de sa clientèle
7 et qu'il y a une réduction des coûts ou une génération de revenus pour la clientèle.

8 Les revenus d'optimisation pour les transactions financières qui ont déjà été concrétisées et dont
9 les revenus générés sont fixes sont intégrés à la cause tarifaire.

10 SUIVIS CONCERNANT LES CONTRATS-CADRES ET LES TRANSACTIONS D'APPROVISIONNEMENT GAZIERS CONCLUS AVEC DES SOCIÉTÉS APPARENTÉES

10.1 SUIVI DÉCOULANT DE LA DÉCISION D-2017-041

10 Dans sa décision D-2017-041 rendue dans le cadre de la phase 1 du dossier tarifaire 2017-2018
11 (R-3987-2016), la Régie indiquait ceci :

12 « [95] *Finalemment, la Régie demande à Gaz Métro de déposer dans le dossier tarifaire*
13 *2021-2022, un suivi portant sur l'évolution des transactions conclues avec des sociétés*
14 *apparentées en matière d'approvisionnement gazier, notamment en termes de volumes et*
15 *du nombre de transactions.* »

16 Le tableau ci-dessous présente l'évolution des transactions conclues avec des sociétés
17 apparentées pour la période du 1^{er} octobre 2016 jusqu'au 30 septembre 2020.

Tableau 34

Année	Type de transactions	Société apparentée	Nombre transactions	Quantité totale (GJ)	Volume total (m ³)
2016-2017	Achat spot	Tidal Energy	25	499 384	-
2016-2017	Achat évaporation	GM GNL	6	-	1 108 949
2016-2017	Achat de capacité d'entreposage ¹	Enbridge Gas	1	2 125 000	-
2017-2018	Achat spot	Tidal Energy	14	314 361	-
2017-2018	Achat à indice	Tidal Energy	2	3 103 201	-
2017-2018	Achats GNR	Tidal Energy	7	21 555	-
2017-2018	Gaz d'appoint pour contrer une interruption	Tidal Energy	4	22 200	-
2017-2018	Achat évaporation	GM GNL	12	-	1 472 225
2017-2018	Option d'achat de GNL	GM GNL	1	-	-
2017-2018	Service de liquéfaction	GM GNL	2	-	26 642 620
2017-2018	Achat de capacité d'entreposage ¹	Enbridge Gas	1	2 200 000	-
2018-2019	Achat à indice	Tidal Energy	1	1 057 000	-
2018-2019	Achats GNR	Tidal Energy	12	48 860	-
2018-2019	Achat évaporation	GM GNL	9	-	827 721
2018-2019	Service de liquéfaction	GM GNL	1	-	17 316 489
2018-2019	Achat de capacité d'entreposage ¹	Enbridge Gas	1	7 725 000	-
2019-2020	Achat spot	Tidal Energy	3	100 000	-
2019-2020	Achats GNR	Tidal Energy	12	58 090	-
2019-2020	Achat évaporation	GM GNL	12	-	832 021
2019-2020	Achat de capacité d'entreposage ¹	Enbridge Gas	1	2 125 000	-

¹ La caractéristique présentée est la capacité d'entreposage.

10.2 SUIVI DÉCOULANT DE LA DÉCISION D-2020-113

- 1 Dans sa décision D-2020-113 rendue dans le cadre de la phase 3B du dossier tarifaire 2019-2020
- 2 (R-4076-2018), la Régie indiquait ceci :

1 « [42] Par ailleurs, la Régie juge opportun de déterminer, dans le cadre du dossier tarifaire 2021-
2 2022, une mécanique d'examen des contrats-cadres d'approvisionnement gaziers conclus avec
3 des sociétés apparentées dans le cadre de l'application de l'article 81 de la Loi. **La Régie ordonne**
4 **donc à Énergir de déposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2021-2022, une proposition en**
5 **ce sens, afin de déterminer le moment opportun pour examiner les contrats-cadres. »**

6 En suivi de cette décision, Énergir propose que les contrats-cadres d'approvisionnement gazier
7 conclus avec des sociétés apparentées soient soumis pour approbation à la Régie en vertu de
8 l'article 81 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* dans le cadre des dossiers d'examen du rapport
9 annuel. Énergir considère que cette approche est cohérente avec celle de l'approbation des
10 transactions conclues avec des sociétés apparentées¹⁸, qui découlent de ces contrats-cadres, et
11 dont la Régie a récemment réitéré le bien-fondé¹⁹. Ainsi, le même forum serait utilisé pour faire
12 approuver, sous l'article 81 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, l'ensemble des contrats
13 d'approvisionnement gazier intervenus avec des sociétés apparentées à Énergir, qu'il s'agisse
14 de contrats-cadres ou des transactions desquels elles sont issues²⁰.

15
16 Par conséquent, à chaque année dans le cadre du dossier d'examen du rapport annuel, Énergir
17 déposerait, sous pli confidentiel, pour approbation tout nouveau contrat-cadre
18 d'approvisionnement gazier conclu dans la dernière année avec une société apparentée, le cas
19 échéant.

¹⁸ R-3987-2016, Phase 1, D-2017-041, paragr. 90 à 93.

¹⁹ R-4076-2018, Phase 3B, D-2020-113, paragr. 43.

²⁰ R-4076-2018, Phase 3B, D-2020-113, paragr. 37.

CONCLUSION

1 Énergir a présenté son plan d’approvisionnement, couvrant les années 2022 à 2025
2 conformément au Règlement.

3 Énergir a établi sa structure d’approvisionnement pour répondre à la demande prévue sur
4 l’horizon du plan et assurer la sécurité d’approvisionnement, tout en veillant à ce que le tarif qui
5 en découle soit juste et raisonnable.

6 Sur l’horizon du plan 2022-2025, Énergir détient une structure d’approvisionnement rapprochée
7 de son territoire.

8 **Énergir demande à la Régie :**

- 9 • **d’approuver son plan d’approvisionnement pour les années 2022-2025, incluant**
10 **l’augmentation des capacités de retrait aux sites d’Intragaz situés à Pointe-du-Lac**
11 **et à Saint-Flavien présentée à la pièce Énergir-H, Document 5;**
- 12 • **de prendre acte du suivi de la décision D-2017-041 (paragr. 95) portant sur**
13 **l’évolution des transactions conclues avec des sociétés apparentées en matière**
14 **d’approvisionnement gazier et de s’en déclarer satisfaite;**
- 15 • **d’approuver la mécanique proposée d’examen des contrats-cadres**
16 **d’approvisionnement gazier conclus avec des sociétés apparentées dans le cadre**
17 **de l’application de l’article 81 de la *Loi sur la Régie de l’énergie*;**
- 18 • **d’interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées**
19 **sous pli confidentiel.**

ANNEXES

- Annexe 1 : Comparaison des prévisions des ventes annuelles avec les données réelles
Comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles
- Annexe 2 : Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu
- Annexe 3 : Suivi des projets de développement (déposé sous pli confidentiel)
- Annexe 4 : Volumes issus de la maturation des nouvelles ventes prévues sur l'horizon de la cause tarifaire, par catégorie tarifaire
- Annexe 5 : Achats en gaz naturel renouvelable – Ville de Saint-Hyacinthe
- Annexe 6 : Contrats d'approvisionnement existants – Fourniture de gaz naturel
Achats de fourniture de gaz naturel projetés – Année 2021-2022
- Annexe 7 : Contrats d'approvisionnement existants – Transport
Tarifs de transport : TCPL et Enbridge Gas et ratios projetés de gaz de compression
- Annexe 8 : Contrats d'approvisionnement existants – Entreposage
Tarifs de transport : Enbridge Gas et Intragaz et ratios projetés de gaz de compression
- Annexe 9 : Établissement de la demande continue en journée de pointe et des besoins d'approvisionnement pour l'hiver extrême
- Annexe 10 : Demande et sources d'approvisionnement gazier – Année 2021-2022
- Annexe 11 : Plan d'approvisionnement 2021-2022 – Stratégie alternative et analyse de rentabilité (déposé sous pli confidentiel)
- Annexe 12 : Plan d'approvisionnement 2022-2025
- Annexe 13 : Plan d'approvisionnement 2022-2025 – Comparaison de scénarios sans ou avec réservation à l'usine LSR par le client GM GNL
- Annexe 14 : Plan d'approvisionnement 2022-2025 – Impact potentiel de température
- Annexe 15 : Plan d'approvisionnement 2022-2025 – Scénario favorable
- Annexe 16 : Plan d'approvisionnement 2022-2025 – Scénario défavorable

COMPARAISON DES PRÉVISIONS DES VENTES ANNUELLES AVEC LES DONNÉES RÉELLES
(Volumes normalisés)

Dossier tarifaire (1)	Livraisons globales (avant interruptions)									
	Livraisons prévues			Livraisons réelles			Variation			
	Service continu 10 ⁶ m ³ (2)	Service interruptible 10 ⁶ m ³ (3)	Total 10 ⁶ m ³ (4)	Service continu 10 ⁶ m ³ (5)	Service interruptible 10 ⁶ m ³ (6)	Total 10 ⁶ m ³ (7)	Service continu 10 ⁶ m ³ (8)	Service interruptible 10 ⁶ m ³ (9)	Total 10 ⁶ m ³ (10)	% (11)
2003	4 378	895	5 272	4 366	1 147	5 513	-11	252	241	4,56
2004	4 490	898	5 388	4 516	1 042	5 558	27	144	170	3,16
2005	4 816	801	5 617	4 496	848	5 344	-320	47	-273	-4,86
2006	4 953	769	5 722	4 480	1 011	5 491	-473	242	-231	-4,04
2007	5 236	627	5 863	5 307	979	6 286	71	352	423	7,22
2008	5 191	704	5 895	4 634	1 195	5 829	-557	491	-66	-1,13
2009	4 453	802	5 255	4 112	1 037	5 149	-341	235	-106	-2,02
2010	4 046	739	4 785	4 205	1 243	5 449	159	505	663	13,87
2011	4 100	988	5 088	4 251	1 209	5 459	151	221	371	7,30
2012	4 090	1 253	5 343	4 341	1 074	5 415	250	-179	72	1,34
2013	4 633	871	5 504	4 651	855	5 507	18	-16	2	0,04
2014	4 932	719	5 651	5 048	708	5 756	116	-11	105	1,86
2015	5 293	465	5 758	5 260	485	5 745	-33	21	-12	-0,21
2016	5 102	412	5 515	5 294	381	5 674	191	-32	160	2,90
2017	5 394	307	5 702	5 530	365	5 894	135	57	193	3,38
2018	5 416	296	5 712	5 738	355	6 094	322	59	381	6,67
2019	5 687	300	5 993	5 717	369	6 109	30	69	99	1,65
2020	5 696	334	6 030	5 475	385	5 860	-221	51	-170	-2,82
2021*	5 790	233	6 023	5 571	325	5 896	-219	92	-127	-2,11

Note : Les livraisons réelles et prévisionnelles pour les années 2003 à 2014 inclusivement excluent les volumes de GNL.

* Les livraisons prévues pour l'année 2021 sont issues du scénario défavorable. Les livraisons réelles sont déterminées selon la révision volumétrique 4/8 2021 (avant interruptions).

COMPARAISON DES PRÉVISIONS DE LA JOURNÉE DE POINTE AVEC LES DONNÉES RÉELLES

Dossier tarifaire (1)	Demande clientèle continue										
	Journée de pointe prévue			Observation réelle				Volume estimé			
	Facteur base 10 ³ m ³ /jour (2)	Facteur calorifique 10 ³ m ³ /DJ/jour (3)	Pointe à 44 DJ 10 ³ m ³ /jour (4)	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour (5)	Date (6)	Degrés-jours réels Dj (7)	Variation de DJ Dj (9)	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour (10)	Volume estimé à 44 DJ 10 ³ m ³ /jour (11)	Écart 10 ³ m ³ /jour (12)	
Base de référence 18											
2003	7 026	479	28 089	26 915	Mardi	2003-01-21	40,50	3,50	1 677	28 593	504
2004	6 987	485	28 309	28 940	Jeudi	2004-01-15	42,23	1,77	859	29 799	1 490
2005	7 606	515	30 279	27 337	Mardi	2005-01-18	38,92	5,08	2 615	29 953	-327
2006	8 359	489	29 883								
2006 ajustée ⁽¹⁾	7 544	522	30 524	22 638	Lundi	2006-02-27	31,37	12,63	6 594	29 233	-1 291
2007	9 013	510	31 457	28 526	Lundi	2007-02-05	35,77	8,23	4 199	32 725	1 268
2008	9 074	485	30 428	24 767	Mardi	2007-12-18	29,93	14,07	6 828	31 595	1 168
2008 ajustée ⁽²⁾	6 573	485	27 927	23 929	Jeudi	2008-01-24	34,20	9,80	4 756	28 685	758
2009	6 844	503	28 970	26 620	Jeudi	2009-01-15	42,02	1,98	998	27 618	-1 353
2010	6 821	462	27 160	24 207	Vendredi	2010-01-29	37,16	6,84	3 161	27 368	207

(1) Ajustement pour refléter la mise en production en avril 2006 de TCE.

(2) Ajustement pour exclure TCE qui a baissé sa production à compter du 1^{er} janvier 2008.

Dossier tarifaire	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe 10 ³ m ³ /jour	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour	Date	Paramètre réels	Variation des paramètres	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour	Volume estimé 10 ³ m ³ /jour	Écart vs prévision 10 ³ m ³ /jour
Base de référence 13 avec effet croisé du vent										
2011			27 628	24 986	Lundi	2011-01-24		3 612	28 598	971
	Base (10 ³ m ³ /jour)	10 116,69								
	DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	294,44	36,93			32,51	4,42			
	DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	91,72	39,64			36,89	2,75			
	DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,36	1 273,74			400,46	873,28			
2012			27 489	24 153	Dimanche	2012-01-15		4 056	28 209	720
	Base (10 ³ m ³ /jour)	10 008,43								
	DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	300,08	36,88			30,68	6,20			
	DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	104,58	39,52			33,07	6,45			
	DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	1,79	1 272,40			423,45	848,94			
										La journée la plus froide étant un dimanche, le volume estimé de la journée de pointe serait plus élevé.

Dossier tarifaire	Demande clientèle continue									
	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe 10 ³ m ³ /jour	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour	Date	Paramètre réels	Variation des paramètres	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour	Volume estimé 10 ³ m ³ /jour	Écart vs prévision 10 ³ m ³ /jour
2013			29 077	28 917	Mercredi	2013-01-23		1 584	30 501	1 424
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 074,88									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	291,20	36,85				36,64	0,21			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	91,38	39,50				34,63	4,87			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,09	1 272,35				756,70	515,65			
2014 ⁽³⁾			31 521	29 171	Mardi	2014-01-21		3 457	32 628	1 108
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 786,50									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	327,69	36,80				35,97	0,83			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	88,61	39,48				32,05	7,43			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,51	1 268,33				259,81	1008,52			
					Journée la plus froide en terme de température, mais congé férié.					
					Jeudi	2014-01-02				
						DJ _t	37,20			
						DJ _{t-1}	36,30			
						DJ _t x V _t	881,88			
2015			33 340	30 446	Mercredi	2015-01-07		2 952	33 398	58
Base (10 ³ m ³ /jour)	13 698,96									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	338,31	36,78				36,10	0,68			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	109,45	39,66				25,37	14,28			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,27	1 257,08				746,69	510,39			
2016			34 263	29 013	Dimanche	2016-02-14		2 743	31 756	-2 506
Base (10 ³ m ³ /jour)	13 813,44									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	357,52	36,75				34,18	2,56			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	110,42	39,62				38,19	1,44			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,34	1 253,26				541,54	711,72			
					La journée la plus froide étant un dimanche, le volume estimé de la journée de pointe serait plus élevé.					
2017			33 231	28 175	Jeudi	2016-12-15		3 957	32 132	-1 099
Base (10 ³ m ³ /jour)	14 294,02									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	378,16	36,70				32,42	4,28			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	78,83	39,59				20,88	18,71			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	1,55	1 252,40				694,54	557,86			
2018			35 771	31 424	Vendredi	2018-01-05		3 411	34 835	-936
Base (10 ³ m ³ /jour)	11 357,66									
Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 033,68	Mercredi				1206,78	826,89			
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	387,53	36,59				34,70	1,89			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	134,40	39,51				25,44	14,07			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,32	1 245,85				1262,39	-16,53			
2019			36 723	33 283	Lundi	2019-01-21		3 691	36 974	251
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 339,33									
Base journée (10 ³ m ³ /jour)	1 878,57	Mercredi				1857,29	21,28			
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	391,93	36,53				32,67	3,86			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	109,91	39,43				31,99	7,44			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	3,09	1 246,64				813,48	433,16			
2020			36 875	31 193	Vendredi	2020-01-17		7 066	38 259	1 384
Base (10 ³ m ³ /jour)	11 957,34									
Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 122,42	Lundi				1200,13	922,29			
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	410,88	36,49				31,20	5,29			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	107,90	39,37				24,70	14,67			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,85	1 245,36				408,72	836,64			

(3) Modification à la méthodologie de calcul pour les clients des tarifs D₃ et D₄.

**ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE
RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU
SERVICE CONTINU**

T A B L E D E S M A T I È R E S

1. ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU	3
1.1. Méthodologie du calcul des probabilités	3
1.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2021-2022 à 2024-2025	5
1.3. Aperçu sur quatre ans.....	9

1. ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU

1.1. Méthodologie du calcul des probabilités

1 Les scénarios favorable et défavorable présentés au plan d'approvisionnement sont établis
2 de manière à établir les extrêmes que pourraient atteindre les livraisons si la réalité divergeait
3 de ce qui est prévu au scénario de base. Énergir présente ces scénarios théoriques qui
4 devraient être considérés comme les bornes inférieures et supérieures des prévisions des
5 livraisons au service continu sur l'horizon 2022-2025.

6 Puisqu'il est impossible de mesurer la probabilité conjointe de réalisation des différents
7 paramètres pouvant conduire aux scénarios extrêmes, l'analyse de probabilité de réalisation
8 des scénarios au service continu est élaborée à partir de données historiques, comme
9 demandé par la Régie dans sa décision D-2007-116. Cet historique est constitué des écarts
10 relatifs aux prévisions entre 1991 et 2020. L'écart de prévision est calculé comme la
11 différence, en pourcentage, entre les livraisons réelles enregistrées pour chacune de ces
12 années et la prévision de la première année au scénario de base présentée lors de la cause
13 tarifaire (prévision un an).

Tableau 1
VOLUMES NORMALISÉS RÉELS ET PRÉVUS
Service continu (avec ajustement pour TCE à 33 %)

	Année	Volume réel (106m ³)	Prévision 1 an (106m ³)	Écart absolu (106m ³)	Écart relatif (%)
1	1991	4 197,6	4 210,9	-13,3	-0,31%
2	1992	4 284,9	4 342,9	-58,0	-1,34%
3	1993	4 305,5	4 211,6	93,8	2,23%
4	1994	4 151,9	4 388,6	-236,7	-5,39%
5	1995	4 119,8	4 144,0	-24,2	-0,58%
6	1996	4 363,6	4 420,4	-56,8	-1,28%
7	1997	4 578,0	4 353,7	224,3	5,15%
8	1998	4 634,5	4 528,9	105,6	2,33%
9	1999	4 564,3	4 575,4	-11,2	-0,24%
10	2000	4 661,8	4 606,8	55,0	1,19%
11	2001	4 347,5	4 807,4	-459,9	-9,57%
12	2002	4 352,7	4 454,7	-101,9	-2,29%
13	2003	4 366,1	4 377,6	-11,5	-0,26%
14	2004	4 516,4	4 489,7	26,7	0,59%
15	2005	4 496,4	4 816,1	-319,7	-6,64%
16	2006	4 417,1	4 865,4	-448,3	-9,21%
17	2007	4 702,0	4 621,8	80,2	1,73%
18	2008	4 456,8	4 581,4	-124,7	-2,72%
19	2009	4 071,4	4 400,4	-329,1	-7,48%
20	2010	4 166,1	4 003,8	162,3	4,05%
21	2011	4 208,0	4 058,6	149,4	3,68%
22	2012	4 294,9	4 051,2	243,7	6,02%
23	2013	4 673,9	4 653,4	20,5	0,44%
24	2014	5 068,0	4 953,3	114,8	2,32%
25	2015	5 276,2	5 313,6	-37,4	-0,70%
26	2016	5 264,2	5 060,1	204,1	4,03%
27	2017	5 500,3	5 307,9	192,4	3,63%
28	2018	5 737,5	5 305,2	432,3	8,15%
29	2019	5 687,7	5 595,3	92,5	1,65%
30	2020	5 447,7	5 667,8	-220,1	-3,88%

1 À partir de cet échantillon de 30 données (Tableau 1), des probabilités de déviation du
2 scénario de base ont été établies afin de calculer une probabilité de réalisation des scénarios
3 extrêmes (favorable et défavorable). Ces probabilités sont uniquement construites à partir des
4 écarts observés entre les prévisions et le réel depuis 1991 et non sur l'information et la

1 connaissance du marché dont dispose Énergir au moment de l'établissement des prévisions
2 ou de situations particulières pouvant affecter la prévision d'une année donnée.

3 La distribution des écarts relatifs a été supposée normale, centrée à zéro et de variance
4 calculée à partir de l'échantillon. L'hypothèse selon laquelle la distribution est centrée à zéro
5 est en soi peu contraignante, puisque la moyenne de l'échantillon est non statistiquement
6 différente de zéro. Elle est néanmoins conceptuellement importante puisqu'elle traduit la
7 certitude pour Énergir de produire au présent dossier une prévision non biaisée. Ce calcul de
8 probabilités est réalisé suivant la méthode présentée au dossier R-3662-2008, à la pièce
9 Gaz Métro-5, Document 1 et approuvée par la Régie dans la décision D-2008-140.
10 Cependant, pour les deuxième, troisième et quatrième années du plan d'approvisionnement,
11 les probabilités ont été calculées sans extrapolation des écarts types, comme demandé par
12 la Régie dans sa décision D-2008-140.

1.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2021-2022 à 2024-2025

13 Sur la base des données historiques disponibles, Énergir a calculé que la probabilité d'écart
14 de prévision par rapport au scénario de base suit une normale centrée à zéro et de variance
15 égale à 0,10 % (ou d'écart type égal à 4,4 %).

16 Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de
17 base pour 2021-2022 à 2024-2025, comme présenté au Tableau 2. Les probabilités de
18 réalisation des scénarios favorable et défavorable sont plus faibles que les probabilités
19 présentées dans le cadre de la Cause tarifaire 2020-2021 (R-4119-2020, B-0113, Énergir-H,
20 Document 1) et ce, pour toutes les années du présent plan d'approvisionnement. L'écart
21 provient principalement de la grande différenciation des volumes du scénario favorable et du
22 scénario de base au tarif continu par rapport à ceux présentés à la Cause tarifaire 2020-2021.
23 En augmentant les volumes du scénario favorable, l'écart avec les volumes au scénario de
24 base augmente. Également, en diminuant les volumes du scénario défavorable, l'écart avec
25 les volumes au scénario de base augmente.

Tableau 2
PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS
Service continu

	Réalisation	Probabilité
1	2021-2022	
2	Volume réel au-dessus du scénario favorable	22,33%
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	54,72%
4	Volume réel en dessous du scénario défavorable	22,95%
5	2022-2023	
6	Volume réel au-dessus du scénario favorable	15,55%
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	71,92%
8	Volume réel en dessous du scénario défavorable	12,52%
9	2023-2024	
10	Volume réel au-dessus du scénario favorable	10,37%
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	87,83%
12	Volume réel en dessous du scénario défavorable	1,80%
13	2024-2025	
14	Volume réel au-dessus du scénario favorable	6,39%
15	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	92,69%
16	Volume réel en dessous du scénario défavorable	0,92%

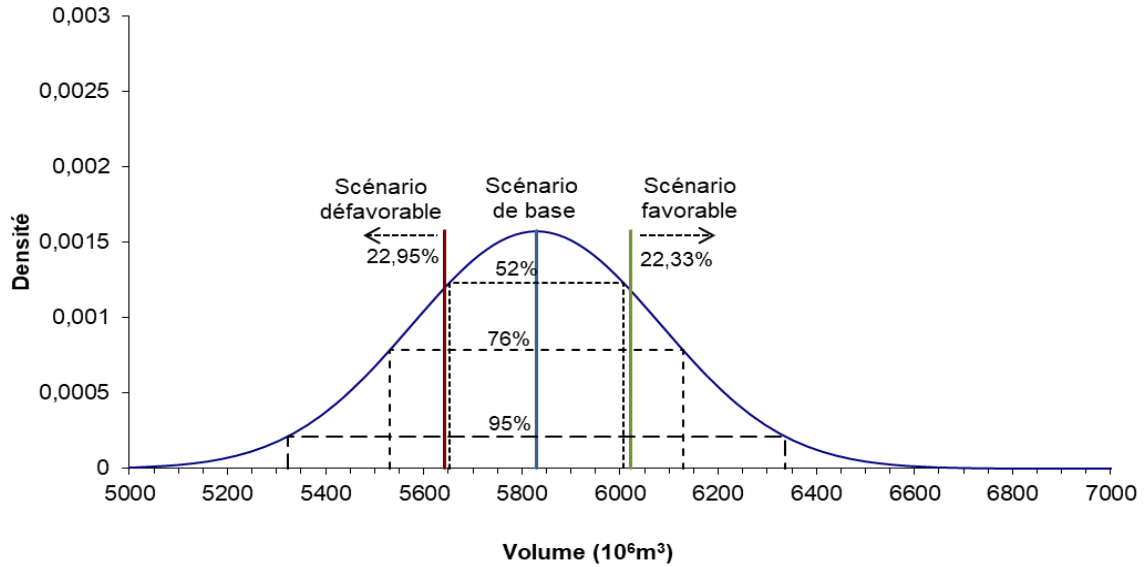
1 Les graphiques suivants présentent la distribution de probabilités de réalisation du volume
 2 livré pour 2021-2022 à 2024-2025, ainsi que le positionnement des trois scénarios et la
 3 probabilité de se situer dans différents intervalles autour de la prévision du scénario de base.

4 Dans un premier temps, les volumes des différents scénarios sont placés sur l'axe horizontal.
 5 Une simulation des volumes est ensuite effectuée en supposant une distribution suivant une
 6 loi normale de probabilité centrée sur les volumes du scénario de base. Les intervalles de
 7 confiance, tracés en caractère pointillé, sont ensuite apposés au graphique sous la courbe de
 8 probabilité en forme de cloche. L'objectif de ces graphiques est de visualiser plus facilement
 9 la probabilité que les volumes prévisionnels du scénario de base soient plus élevés que ceux
 10 du scénario favorable (ou moins élevés que le scénario défavorable) pour chacune des
 11 années prévisionnelles.

12 À titre d'exemple, l'année prévisionnelle 2021-2022 présente une probabilité de 22,33 % que
 13 le volume prévisionnel soit plus élevé que le scénario favorable. Inversement, il existe une
 14 probabilité de 22,95 % que le volume prévisionnel soit moins élevé que le scénario
 15 défavorable.

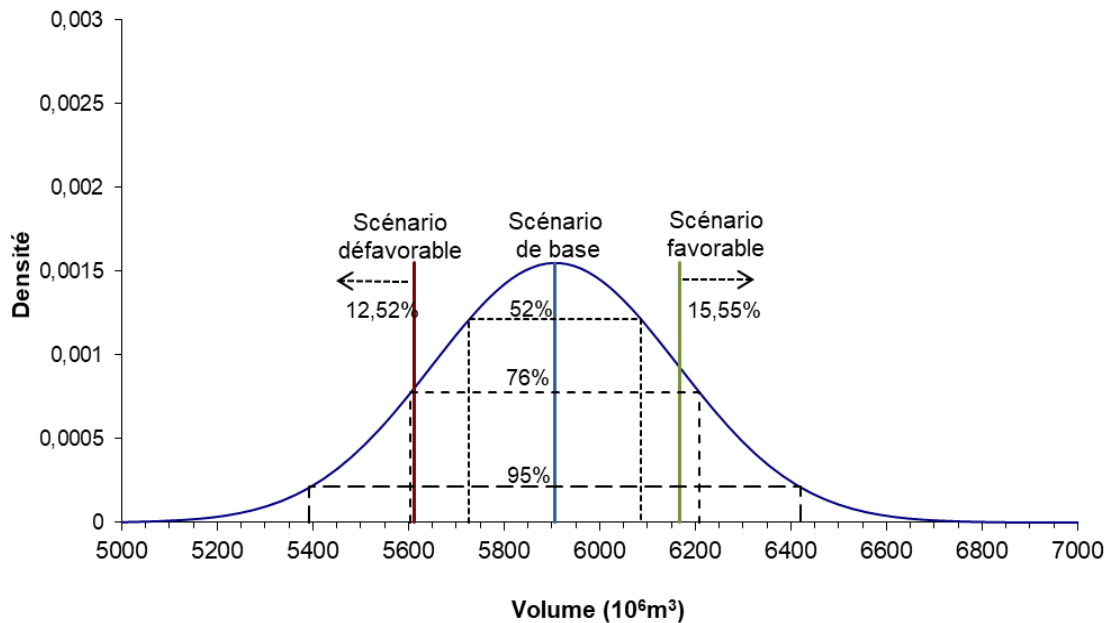
Graphique 1

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2021-2022
(service continu)



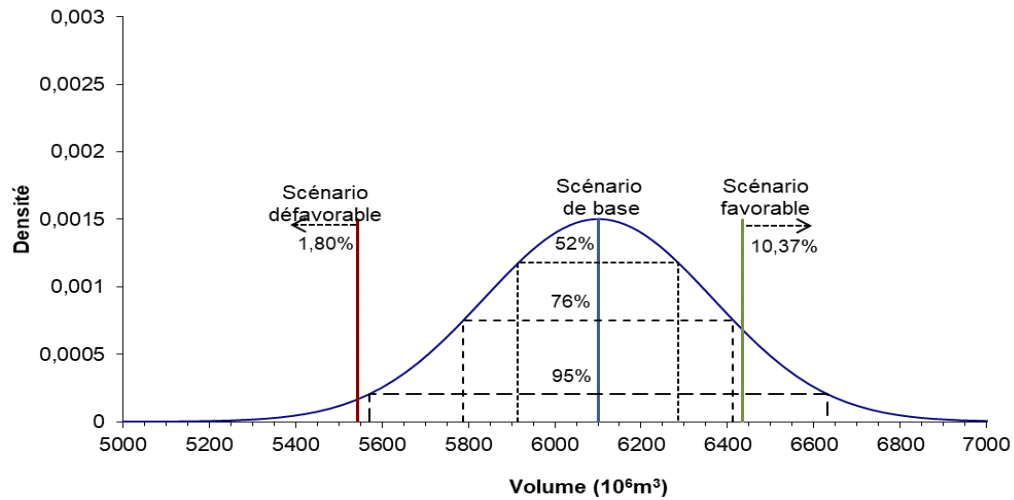
Graphique 2

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2022-2023
(service continu)



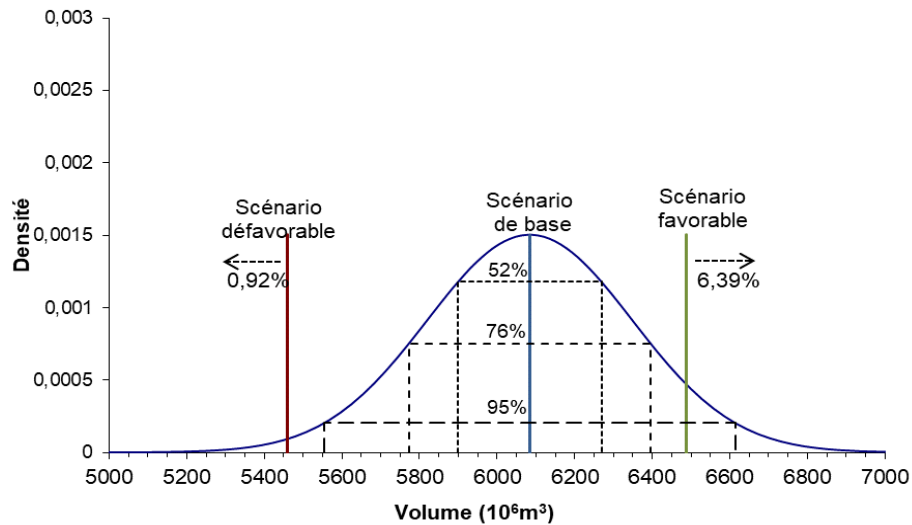
Graphique 3

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2023-2024
(service continu)



Graphique 4

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2024-2025
(service continu)

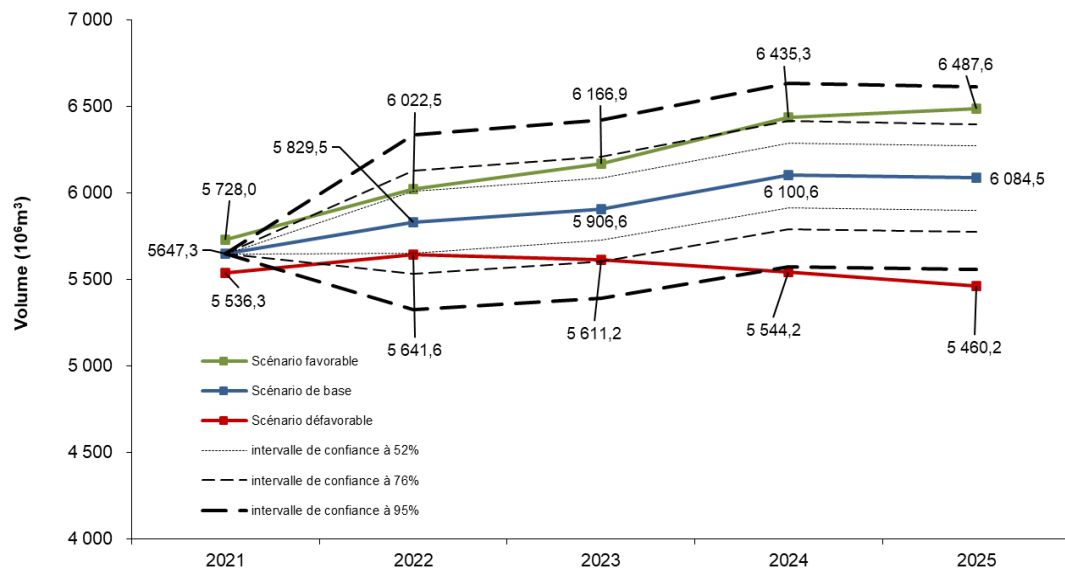


1.3. Aperçu sur quatre ans

- 1 En combinant les probabilités calculées sur les quatre années, soit de 2021-2022 à
 2 2024-2025, il est possible de représenter graphiquement les trois scénarios de prévisions,
 3 ainsi que les probabilités que les livraisons réelles se trouvent dans un certain intervalle autour
 4 du scénario de base avec différents niveaux de confiance.

Graphique 5

**Intervalle de confiance autour des prévisions sur 4 ans
(service continu)**



L'annexe 3 est déposée sous pli confidentiel.

Annexe 4 : Suivi des nouvelles ventes

Dans sa décision D-2019-141 (paragr. 282), la Régie demandait ce qui suit :

« [282] La Régie estime qu'il est nécessaire de bien comprendre l'évolution des nouvelles ventes prévues, pour toutes les catégories tarifaires. **Pour cette raison, la Régie demande à Énergir de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, les nouvelles ventes prévues afin d'en permettre la comparaison.** »

Dans sa décision D-2020-145 (paragr. 118), la Régie demandait de mettre ce suivi à jour annuellement.

Le tableau ci-dessous récapitule les volumes issus de la maturation des nouvelles ventes prévues sur l'horizon de la cause tarifaire, par catégorie tarifaire.

	Tarif	Volume maturé de nouvelles ventes (10 ⁶ m ³)
1	2021-2022	
2	D ₁	67,0
3	D ₃	5,8
4	D ₄	17,9
5	D ₅	-
6	Total	90,7
7	2022-2023	
8	D ₁	63,1
9	D ₃	4,9
10	D ₄	51,3
11	D ₅	-
12	Total	119,3
13	2023-2024	
14	D ₁	61,5
15	D ₃	4,7
16	D ₄	166,7
17	D ₅	-
18	Total	232,9
19	2024-2025	
20	D ₁	59,6
21	D ₃	4,6
22	D ₄	-
23	D ₅	-
24	Total	64,2

Achats en gaz naturel renouvelable - Ville de Saint-Hyacinthe du 1 ^{er} octobre 2020 au 31 janvier 2021							
Date de transaction	Date de début	Date de fin	Nomination d'injection m3	Injection réelle m3	Surplus / déficit d'injection m3	Volume quotidien m3	Coût total GNR livré en franchise \$
2020-09-30	2020-10-01	2020-10-01	13988	17 498	3 510	17 498	6 636
2020-10-01	2020-10-02	2020-10-02	13988	15 176	1 188	15 176	5 755
2020-10-02	2020-10-03	2020-10-03	13988	14 727	739	14 727	5 585
2020-10-03	2020-10-04	2020-10-04	13988	12 378	-1 610	12 378	4 694
2020-10-04	2020-10-05	2020-10-05	12932	11 533	-1 399	11 533	4 374
2020-10-05	2020-10-06	2020-10-06	13988	12 589	-1 399	12 589	4 774
2020-10-06	2020-10-07	2020-10-07	13988	14 885	897	14 885	5 645
2020-10-07	2020-10-08	2020-10-08	13988	14 516	528	14 516	5 505
2020-10-08	2020-10-09	2020-10-09	13988	12 853	-1 135	12 853	4 874
2020-10-09	2020-10-10	2020-10-10	13988	12 510	-1 478	12 510	4 744
2020-10-10	2020-10-11	2020-10-11	13988	12 563	-1 425	12 563	4 764
2020-10-11	2020-10-12	2020-10-12	13988	6 545	-7 443	6 545	2 482
2020-10-12	2020-10-13	2020-10-13	13988	11 138	-2 850	11 138	4 224
2020-10-13	2020-10-14	2020-10-14	13988	14 041	53	14 041	5 325
2020-10-14	2020-10-15	2020-10-15	13988	15 202	1 214	15 202	5 765
2020-10-15	2020-10-16	2020-10-16	13988	14 357	369	14 357	5 445
2020-10-16	2020-10-17	2020-10-17	13988	14 410	422	14 410	5 465
2020-10-17	2020-10-18	2020-10-18	13988	13 170	-818	13 170	4 995
2020-10-18	2020-10-19	2020-10-19	13988	11 560	-2 428	11 560	4 384
2020-10-19	2020-10-20	2020-10-20	13988	15 096	1 108	15 096	5 725
2020-10-20	2020-10-21	2020-10-21	13988	16 574	2 586	16 574	6 286
2020-10-21	2020-10-22	2020-10-22	15835	13 592	-2 243	13 592	5 155
2020-10-22	2020-10-23	2020-10-23	13988	14 489	501	14 489	5 495
2020-10-23	2020-10-24	2020-10-24	13988	13 328	-660	13 328	5 055
2020-10-24	2020-10-25	2020-10-25	13988	12 932	-1 056	12 932	4 904
2020-10-25	2020-10-26	2020-10-26	13988	11 903	-2 085	11 903	4 514
2020-10-26	2020-10-27	2020-10-27	13988	13 724	-264	13 724	5 205
2020-10-27	2020-10-28	2020-10-28	13988	17 498	3 510	17 498	6 636
2020-10-28	2020-10-29	2020-10-29	13988	12 114	-1 874	12 114	4 594
2020-10-29	2020-10-30	2020-10-30	13988	15 888	1 900	15 888	6 025
2020-10-30	2020-10-31	2020-10-31	13988	14 516	528	14 516	5 505
2020-10-31	2020-11-01	2020-11-01	13988	11 824	-2 164	11 824	4 484
2020-11-01	2020-11-02	2020-11-02	13988	8 551	-5 437	8 551	3 243
2020-11-02	2020-11-03	2020-11-03	13988	12 959	-1 029	12 959	4 915
2020-11-03	2020-11-04	2020-11-04	13988	13 486	-502	13 486	5 114
2020-11-04	2020-11-05	2020-11-05	13988	12 642	-1 346	12 642	4 794
2020-11-05	2020-11-06	2020-11-06	13988	15 730	1 742	15 730	5 965
2020-11-06	2020-11-07	2020-11-07	13988	10 742	-3 246	10 742	4 074
2020-11-07	2020-11-08	2020-11-08	13988	11 850	-2 138	11 850	4 494
2020-11-08	2020-11-09	2020-11-09	13988	13 513	-475	13 513	5 125
2020-11-09	2020-11-10	2020-11-10	13988	12 959	-1 029	12 959	4 915
2020-11-10	2020-11-11	2020-11-11	13988	11 560	-2 428	11 560	4 384
2020-11-11	2020-11-12	2020-11-12	13988	13 539	-449	13 539	5 135
2020-11-12	2020-11-13	2020-11-13	13988	13 196	-792	13 196	5 004
2020-11-13	2020-11-14	2020-11-14	13988	12 352	-1 636	12 352	4 684
2020-11-14	2020-11-15	2020-11-15	13988	9 501	-4 487	9 501	3 603
2020-11-15	2020-11-16	2020-11-16	13988	4 328	-9 660	4 328	1 641
2020-11-16	2020-11-17	2020-11-17	13988	11 956	-2 032	11 956	4 534
2020-11-17	2020-11-18	2020-11-18	13988	12 827	-1 161	12 827	4 865
2020-11-18	2020-11-19	2020-11-19	13988	13 935	-53	13 935	5 285
2020-11-19	2020-11-20	2020-11-20	13988	14 067	79	14 067	5 335
2020-11-20	2020-11-21	2020-11-21	13988	12 906	-1 082	12 906	4 894
2020-11-21	2020-11-22	2020-11-22	13988	12 563	-1 425	12 563	4 764
2020-11-22	2020-11-23	2020-11-23	13988	13 011	-977	13 011	4 934
2020-11-23	2020-11-24	2020-11-24	13988	13 988	0	13 988	5 305
2020-11-24	2020-11-25	2020-11-25	13988	11 850	-2 138	11 850	4 494
2020-11-25	2020-11-26	2020-11-26	13988	14 542	554	14 542	5 515
2020-11-26	2020-11-27	2020-11-27	13988	15 835	1 847	15 835	6 005
2020-11-27	2020-11-28	2020-11-28	13988	12 959	-1 029	12 959	4 915
2020-11-28	2020-11-29	2020-11-29	13988	12 510	-1 478	12 510	4 744
2020-11-29	2020-11-30	2020-11-30	13988	11 639	-2 349	11 639	4 414
2020-11-30	2020-12-01	2020-12-01	13988	12 615	-1 373	12 615	4 784
2020-12-01	2020-12-02	2020-12-02	13988	16 337	2 349	16 337	6 196
2020-12-02	2020-12-03	2020-12-03	13988	18 184	4 196	18 184	6 896
2020-12-03	2020-12-04	2020-12-04	13988	15 307	1 319	15 307	5 805
2020-12-04	2020-12-05	2020-12-05	13988	15 070	1 082	15 070	5 715
2020-12-05	2020-12-06	2020-12-06	13988	12 510	-1 478	12 510	4 744
2020-12-06	2020-12-07	2020-12-07	13988	11 771	-2 217	11 771	4 464
2020-12-07	2020-12-08	2020-12-08	13988	14 437	449	14 437	5 475
2020-12-08	2020-12-09	2020-12-09	13988	15 888	1 900	15 888	6 025
2020-12-09	2020-12-10	2020-12-10	13988	3 352	-10 636	3 352	1 271
2020-12-10	2020-12-11	2020-12-11	13988	16 970	2 982	16 970	6 436
2020-12-11	2020-12-12	2020-12-12	13988	14 331	343	14 331	5 435
2020-12-12	2020-12-13	2020-12-13	13988	13 275	-713	13 275	5 034
2020-12-13	2020-12-14	2020-12-14	13988	13 354	-634	13 354	5 064
2020-12-14	2020-12-15	2020-12-15	13988	14 806	818	14 806	5 615
2020-12-15	2020-12-16	2020-12-16	13988	8 525	-5 463	8 525	3 233
2020-12-16	2020-12-17	2020-12-17	13988	14 252	264	14 252	5 405
2020-12-17	2020-12-18	2020-12-18	13988	15 017	1 029	15 017	5 695
2020-12-18	2020-12-19	2020-12-19	13988	10 293	-3 695	10 293	3 904
2020-12-19	2020-12-20	2020-12-20	13988	10 240	-3 748	10 240	3 883
2020-12-20	2020-12-21	2020-12-21	13988	11 111	-2 877	11 111	4 214
2020-12-21	2020-12-22	2020-12-22	13988	16 126	2 138	16 126	6 116
2020-12-22	2020-12-23	2020-12-23	13988	14 938	950	14 938	5 665
2020-12-23	2020-12-24	2020-12-24	13988	12 668	-1 320	12 668	4 804
2020-12-24	2020-12-25	2020-12-25	13988	11 190	-2 798	11 190	4 244
2020-12-25	2020-12-26	2020-12-26	13988	3 853	-10 135	3 853	1 461
2020-12-26	2020-12-27	2020-12-27	13988	12 008	-1 980	12 008	4 554
2020-12-27	2020-12-28	2020-12-28	13988	11 824	-2 164	11 824	4 484
2020-12-28	2020-12-29	2020-12-29	13988	12 457	-1 531	12 457	4 724
2020-12-29	2020-12-30	2020-12-30	13988	8 208	-5 780	8 208	3 113
2020-12-30	2020-12-31	2020-12-31	13988	14 489	501	14 489	5 495
2020-12-31	2021-01-01	2021-01-01	13988	11 164	-2 824	11 164	4 234
2021-01-01	2021-01-02	2021-01-02	13988	2 877	-11 111	2 877	1 091

2021-01-02	2021-01-03	2021-01-03	13988	10 557	-3 431	10 557	4 004
2021-01-03	2021-01-04	2021-01-04	13988	11 164	-2 824	11 164	4 234
2021-01-04	2021-01-05	2021-01-05	13988	13 011	-977	13 011	4 934
2021-01-05	2021-01-06	2021-01-06	13988	5 991	-7 997	5 991	2 272
2021-01-06	2021-01-07	2021-01-07	13988	13 354	-634	13 354	5 064
2021-01-07	2021-01-08	2021-01-08	13988	13 011	-977	13 011	4 934
2021-01-08	2021-01-09	2021-01-09	13988	12 193	-1 795	12 193	4 624
2021-01-09	2021-01-10	2021-01-10	13988	9 818	-4 170	9 818	3 723
2021-01-10	2021-01-11	2021-01-11	13988	11 428	-2 560	11 428	4 334
2021-01-11	2021-01-12	2021-01-12	13988	12 220	-1 768	12 220	4 634
2021-01-12	2021-01-13	2021-01-13	13988	18 237	4 249	18 237	6 916
2021-01-13	2021-01-14	2021-01-14	13988	8 314	-5 674	8 314	3 153
2021-01-14	2021-01-15	2021-01-15	13988	10 926	-3 062	10 926	4 144
2021-01-15	2021-01-16	2021-01-16	13988	10 636	-3 352	10 636	4 034
2021-01-16	2021-01-17	2021-01-17	13988	10 372	-3 616	10 372	3 933
2021-01-17	2021-01-18	2021-01-18	13988	11 665	-2 323	11 665	4 424
2021-01-18	2021-01-19	2021-01-19	13988	12 246	-1 742	12 246	4 644
2021-01-19	2021-01-20	2021-01-20	13988	11 164	-2 824	11 164	4 234
2021-01-20	2021-01-21	2021-01-21	13988	4 223	-9 765	4 223	1 602
2021-01-21	2021-01-22	2021-01-22	13988	15 255	1 267	15 255	5 785
2021-01-22	2021-01-23	2021-01-23	13988	11 824	-2 164	11 824	4 484
2021-01-23	2021-01-24	2021-01-24	13988	11 269	-2 719	11 269	4 274
2021-01-24	2021-01-25	2021-01-25	13988	11 401	-2 587	11 401	4 324
2021-01-25	2021-01-26	2021-01-26	13988	12 457	-1 531	12 457	4 724
2021-01-26	2021-01-27	2021-01-27	13988	12 140	-1 848	12 140	4 604
2021-01-27	2021-01-28	2021-01-28	13988	12 668	-1 320	12 668	4 804
2021-01-28	2021-01-29	2021-01-29	13988	12 695	-1 293	12 695	4 814
2021-01-29	2021-01-30	2021-01-30	13988	12 615	-1 373	12 615	4 784
2021-01-30	2021-01-31	2021-01-31	13988	8 498	-5 490	8 498	3 223

**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
FOURNITURE DE GAZ NATUREL**

	Point de livraison	Échéance	Volume quotidien (10 ³ m ³ /jour)	Période d'achat		Indice d'achat	Volume annuel (10 ⁶ m ³)	Total contracté Qté / % du visé (10 ⁶ m ³)	Total visé 2021 (10 ⁶ m ³)
	(1)			Début	Fin				
1	Empress	2021-10-31	264	2021-04-01	2021-10-31	5A	56	7%	819
2							TOTAL - Empress		
3	Dawn	2022-03-31	528	2021-11-01	2022-03-31	Dawn	79	5,7%	1 378
4							TOTAL - Dawn		
5	Territoire d'Énergir	VSH	14	2021-10-01	2022-09-30	Dawn	5,0	15,8%	32
6		2037-03-31							
7		GNR (autres)							
8	à venir	76	2021-10-01	2022-09-30	Prix négocié	26,6	84,2%		
9	TOTAL - Territoire Énergir						100,0%		
10	Volume total annuel (10⁶m³) :							167,0	2 229
11								7,49%	

ACHATS DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL PROJETÉS - ANNÉE 2021-2022*

	Dawn			Empress			Territoire d'Énergir			Achats totaux			
	À contracter d'avance 10 ⁶ m ³	En attente 10 ⁶ m ³	Total 10 ⁶ m ³	À contracter d'avance 10 ⁶ m ³	En attente 10 ⁶ m ³	Total 10 ⁶ m ³	À contracter d'avance 10 ⁶ m ³	En attente 10 ⁶ m ³	Total 10 ⁶ m ³	À contracter d'avance 10 ⁶ m ³	En attente 10 ⁶ m ³	Total 10 ⁶ m ³	% à contracter d'avance
oct-21	32	32	63	47	23	70	2,2	0,0	2,2	80	54	135	6,1%
nov-21	83	83	166	30	37	67	2,1	0,0	2,1	115	120	235	10,6%
déc-21	148	49	197	31	38	70	2,8	0,0	2,8	182	88	269	12,1%
janv-22	176	59	235	31	38	70	2,8	0,0	2,8	210	97	307	13,8%
févr-22	174	58	232	28	35	63	2,5	0,0	2,5	205	93	297	13,3%
mars-22	158	53	210	31	38	70	2,8	0,0	2,8	192	91	283	12,7%
avr-22	45	84	129	24	44	67	2,7	0,0	2,7	71	127	199	8,9%
mai-22	0	30	30	24	45	70	2,8	0,0	2,8	27	76	103	4,6%
juin-22	0	32	32	24	44	67	2,7	0,0	2,7	26	76	102	4,6%
juil-22	0	28	28	24	45	70	2,8	0,0	2,8	27	73	100	4,5%
août-22	0	29	29	24	45	70	2,8	0,0	2,8	27	74	101	4,5%
sept-22	0	28	28	24	44	67	2,7	0,0	2,7	26	72	98	4,4%
Total	983	562	1 378	343	476	819	32	0	32	1 190	1 039	2 229	
Prorata du total			61,8%			36,7%			1,4%	53,4%	46,6%		

* Basé sur le plan d'hiver chaud.

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
TRANSPORT

Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Échéance (3)	Débit total Année 2022 (10 ⁶ m ³ /an) (4)	Débit quotidien					Modalité contractuelle (11)	Note (12)
				2021-10-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (5)	2021-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (6)	2022-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (7)	2023-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (8)	2024-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (10)		
Empress-NBJ	TCPL (LTFP)	2030-12-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	2	
		2030-12-31	96	264	264	264	264	264	2	
		2030-12-31	19	53	53	53	53	53	2	
		<i>sous-tot.</i>	819	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243		
NBJ-Energir EDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	2	
		<i>sous-tot.</i>	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927		
NBJ-Energir NDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	19	53	53	53	53	53	2	
		2030-12-31	96	264	264	264	264	264	2	
		<i>sous-tot.</i>	116	317	317	317	317	317		
Dawn-Energir EDA	TCPL (FTSH)	2026-10-31	482	1 320	1 320	1 320	1 320	1 320	1	
		2026-10-31	318	872	872	872	872	872	1	
	<i>Sous-total</i>	800	2 192	2 192	2 192	2 192	2 192			
	Tierce partie	2022-10-31	260	711	711	0	0	0	3	
2026-10-31		790	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164			
Parkway-Energir EDA	TCPL (STS)	2026-10-31	433	1 188	1 188	1 188	1 188	1 188	1	
		2026-10-31	247	676	676	676	676	676	1	
		2026-10-31	1 209	3 313	3 313	3 313	3 313	3 313	1	
		2026-10-31	193	528	528	528	528	528	1	
	<i>Sous-total</i>	2 082	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705			
	TCPL (FTSH)	2026-10-31	626	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1	
		2031-10-31	2 304	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	1	
		2031-10-31	376	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1	
		2031-10-31	188	515	515	515	515	515	1	
		2031-10-31	819	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	1	
2032-10-31		349	955	955	955	955	955	1		
2041-10-31	201	0	602	602	602	602	1			
<i>Sous-total</i>	4 862	12 770	13 372	13 372	13 372	13 372				
Parkway-Energir NDA	TCPL (FTSH)	2031-10-31	148	405	405	405	405	405	1	
		<i>Sous-total</i>	148	405	405	405	405	405		
Dawn-Parkway	Enbridge Gas (M12)	2027-10-31	626	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	4	
		2024-03-31	504	1 381	1 381	1 381	1 381	1 381	4	
		2024-03-31	221	605	605	605	605	605	4	
		2025-10-31	2 483	6 803	6 803	6 803	6 803	6 803	4	
		2031-10-31	381	1 043	1 043	1 043	1 043	1 043	4	
		2031-10-31	190	521	521	521	521	521	4	
		2031-10-31	825	2 261	2 261	2 261	2 261	2 261	4	
		2032-10-31	353	968	968	968	968	968	4	
	<i>Sous-total</i>	5 584	15 298	15 298	15 298	15 298	15 298			
	Tierce partie	2023-10-31	540	1 479	1 479	0	0	0	1	
2024-03-31		855	2 342	2 342	2 342	2 342	2 342	1		
<i>Sous-total</i>	1 394	3 820	3 820	3 820	2 342	0				

MODALITÉ CONTRACTUELLE

- Droit de renouvellement annuel avec préavis de 2 ans.
- Pas de modalité de renouvellement.
- Possibilité de prolongation avec préavis avant le 30/04/2019 ou suite à une demande de prolongation de contrat de TCPL. Non renouvelé.
- Préavis de 2 ans pour ne pas renouveler, sinon renouvellement automatique pour 1 an.

NOTE

- 1 Contrats non renouvelés. Remplacés par des contrats du marché secondaire (tierce partie).

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
TRANSPORT GJ

Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Échéance (3)	Débit total Année 2022 (10 ⁶ m ³ /an) (4)	Débit quotidien					Modalité contractuelle (11)	Note (12)
				2021-10-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (5)	2021-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (6)	2022-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (7)	2023-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (8)	2024-11-01 (10 ⁶ m ³ /jour) (10)		
Empress-NBJ	TCPL (LTFP)	2030-12-31	26 645 000	73 000	73 000	73 000	73 000	73 000	2	
		2030-12-31	3 650 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	2	
		2030-12-31	730 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2	
		<i>sous-tot.</i>	31 025 000	85 000	85 000	85 000	85 000	85 000		
NBJ-Energir EDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	26 645 000	73 000	73 000	73 000	73 000	73 000	2	
		<i>sous-tot.</i>	26 645 000	73 000	73 000	73 000	73 000	73 000		
NBJ-Energir NDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	730 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2	
		2030-12-31	3 650 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	2	
		<i>sous-tot.</i>	4 380 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000		
Dawn-Energir EDA	TCPL (FTSH)	2026-10-31	18 250 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	1	
		2026-10-31	12 062 520	33 048	33 048	33 048	33 048	33 048	1	
	<i>Sous-total</i>	30 312 520	83 048	83 048	83 048	83 048	83 048			
	Tierce partie	2022-10-31	9 837 480	26 952	26 952	0	0	0	3	
2026-10-31		29 930 000	82 000	82 000	82 000	82 000	82 000			
<i>Sous-total</i>	39 767 480	108 952	108 952	82 000	82 000	82 000				
Parkway-Energir EDA	TCPL (STS)	2026-10-31	16 425 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	1	
		2026-10-31	9 354 585	25 629	25 629	25 629	25 629	25 629	1	
		2026-10-31	45 823 925	125 545	125 545	125 545	125 545	125 545	1	
		2026-10-31	7 300 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	1	
	<i>Sous-total</i>	78 903 510	216 174	216 174	216 174	216 174	216 174			
	TCPL (FTSH)	2026-10-31	23 725 000	65 000	65 000	65 000	65 000	65 000	1	
		2031-10-31	87 289 020	239 148	239 148	239 148	239 148	239 148	1	
		2031-10-31	14 235 000	39 000	39 000	39 000	39 000	39 000	1	
2031-10-31		7 117 500	19 500	19 500	19 500	19 500	19 500	1		
2031-10-31	31 025 000	85 000	85 000	85 000	85 000	85 000	1			
2032-10-31	13 213 000	36 200	36 200	36 200	36 200	36 200	1			
2041-10-31	7 620 878	0	22 817	22 817	22 817	22 817	1			
<i>Sous-total</i>	184 225 398	483 848	506 665	506 665	506 665	506 665				
Parkway-Energir NDA	TCPL (FTSH)	2031-10-31	5 594 355	15 327	15 327	15 327	15 327	15 327	1	
		<i>Sous-total</i>	5 594 355	15 327	15 327	15 327	15 327	15 327		
Dawn-Parkway	Enbridge Gas (M12)	2027-10-31	23 725 000	65 000	65 000	65 000	65 000	65 000	4	
		2024-03-31	19 105 195	52 343	52 343	52 343	52 343	52 343	4	
		2024-03-31	8 361 420	22 908	22 908	22 908	22 908	22 908	4	
		2025-10-31	94 091 160	257 784	257 784	257 784	257 784	257 784	4	
		2031-10-31	14 420 055	39 507	39 507	39 507	39 507	39 507	4	
		2031-10-31	7 210 210	19 754	19 754	19 754	19 754	19 754	4	
		2031-10-31	31 273 200	85 680	85 680	85 680	85 680	85 680	4	
		2032-10-31	13 384 550	36 670	36 670	36 670	36 670	36 670	4	
	<i>Sous-total</i>	211 570 790	579 646	579 646	579 646	579 646	579 646			
	Tierce partie	2023-10-31	20 447 665	56 021	56 021	56 021	0	0	1	
2024-03-31		32 385 720	88 728	88 728	88 728	88 728	0	1		
<i>Sous-total</i>	52 833 385	144 749	144 749	144 749	88 728	0				

MODALITÉ CONTRACTUELLE

- Droit de renouvellement annuel avec préavis de 2 ans.
- Pas de modalité de renouvellement.
- Possibilité de prolongation avec préavis avant le 30/04/2019 ou suite à une demande de prolongation de contrat de TCPL. Non renouvelé.
- Préavis de 2 ans pour ne pas renouveler, sinon renouvellement automatique pour 1 an.

NOTE

- 1 Contrats non renouvelés. Remplacés par des contrats du marché secondaire (tierce partie).

TARIFS DE TRANSPORT : TCPL ET ENBRIDGE GAS

<u>TCPL</u> ¹			<i>Au 1^{er} janvier 2021</i>			<i>Au 1^{er} janvier 2022</i>		
			\$/GJ/mois	\$/GJ	¢/m ³	\$/GJ/mois	\$/GJ	¢/m ³
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1	FTLH Empress - North Bay Junction - Énergir EDA	Prime fixe	44,7125	1,4700	5,570	44,7125	1,4700	5,570
2	FTLH Empress - North Bay Junction - Énergir NDA	Prime fixe	32,1717	1,0577	4,008	32,1565	1,0572	4,006
3	FTSH Dawn - Énergir EDA	Prime fixe	21,3403	0,7016	2,658	21,3403	0,7016	2,658
4		<i>Surcharge point de réception Union Dawn</i>	0,1314	0,0043	0,016	0,1314	0,0043	0,016
5		Total	21,4717	0,7059	2,675	21,4717	0,7059	2,675
6	FTSH Parkway - Énergir EDA	Prime fixe	16,5345	0,5436	2,060	16,5345	0,5436	2,060
7	FTSH Parkway - Énergir NDA	Prime fixe	14,4145	0,4739	1,796	14,3993	0,4734	1,794
8	STS Parkway - Énergir EDA/NDA	Prime fixe	16,5345	0,5436	2,060	16,5345	0,5436	2,060
<u>ENBRIDGE GAS</u> ¹			<i>Au 1^{er} janvier 2021</i>			<i>Au 1^{er} janvier 2022</i>		
			\$/GJ/mois	\$/GJ	¢/m ³	\$/GJ/mois	\$/GJ	¢/m ³
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
9	M12 Dawn à Parkway	Prime fixe	3,665	0,1205	0,457	3,665	0,1205	0,457
10		Prime variable		0,0020	0,008		0,0020	0,008
11		Prime variable pour excédent		0,120	0,455		0,120	0,455

¹ Tous les taux à 100 % CU.

TCPL

	Projection 2022
1 FTLH Empress-Energir EDA	3,94%
2 FTLH Empress-Energir NDA	3,10%
3 FTLH Empress-Dawn	3,46%
4 FTSH Dawn-Energir EDA	1,29%
5 FTSH Parkway-Energir EDA	1,04%
6 FTSH Parkway-Energir NDA	0,88%
7 STS Parkway-Energir EDA	1,04%

Enbridge Gas

	Tarif M12 Dawn à Parkway
8 Octobre	0,780%
9 Novembre	0,930%
10 Décembre	1,053%
11 Janvier	1,212%
12 Février	1,151%
13 Mars	1,075%
14 Avril	0,914%
15 Mai	0,650%
16 Juin	0,543%
17 Juillet	0,528%
18 Août	0,420%
19 Septembre	0,416%

**Contrats d'approvisionnement existants
Entreposage**

	Fournisseur (1)	Contrat (2)	Échéance (3)	Capacité (10 ³ m ³) (4)	Critère de retrait selon le niveau d'inventaire (5)	Capacité maximale Retrait (10 ³ m ³ /jour) (6)	Critère d'injection selon le niveau d'inventaire (7)	Capacité maximale Injection (10 ³ m ³ /jour) (8)		
1	Enbridge Gas	LST 116	31/03/2023	56 083		673		841		
2						449		841		
3		LST 114	31/03/2022	203 880		2 447		3 058		
4						1 631		3 058		
5		LST 133	31/03/2024	44 378		533		666		
6						355		666		
7		ASN 005	n/a	Note 1	0					
8										Total
9	< 76 085	2 435	< 228 256	4 565						
10	Intragaz PdL *		30/04/2023	36 600	[entre ; et]		[entre ; et]			
11					[33 500 ; 36 600]		1 600		[0 ; 14 400]	2 400
12					[30 500 ; 33 500]		1 500		[14 400 ; 21 960]	2 300
13					[27 500 ; 30 500]		1 400		[21 960 ; 27 300]	1 500
14					[25 200 ; 27 500]		1 300		[27 300 ; 29 280]	1 000
15					[23 000 ; 25 200]		1 200		[29 280 ; 31 110]	800
16					[20 800 ; 23 000]		1 100		[31 110 ; 32 940]	500
17					[17 950 ; 20 800]		1 000		[32 940 ; 36 600]	150
18					[15 100 ; 17 950]		800			
19					[10 100 ; 15 100]		500			
				[0 ; 10 100]	200					
20	Intragaz Saint-Flavien *		30/04/2023	120 000	entre ; et		entre ; et / # jours			
21					2019-12-02 et 2019-12-23		1 193		2021-05-04 et 2021-05-12 / 9	896
22					2019-12-24 et 2020-01-01		0		2021-05-13 et 2021-06-01 / 20	840
23					2020-01-02 et 2020-01-30		1 512		2021-06-02 et 2021-06-02 / 1	0
24					2020-01-31 et 2020-02-13		1 193		2021-06-03 et 2021-06-22 / 20	750
25					2020-02-14 et 2020-02-20		1 044		2021-06-23 et 2021-06-24 / 2	0
26					2020-02-21 et 2020-02-27		935		2021-06-25 et 2021-07-14 / 20	700
27					2020-02-28 et 2020-03-06		796		2021-07-15 et 2021-08-02 / 19	650
28					2020-03-07 et 2020-03-27		625		2021-08-03 et 2021-08-04 / 2	0
29									2021-08-05 et 2021-08-23 / 19	590
30									2021-08-24 et 2021-08-25 / 2	0
31									2021-08-26 et 2021-09-13 / 19	530
32									2021-09-14 et 2021-09-15 / 2	0
33									2021-09-16 et 2021-10-05 / 20	500
34									2021-10-06 et 2021-10-18 / 13	440
35									2021-10-19 et 2021-10-20 / 2	0
			2021-10-21 et 2021-11-05 / 16	424						
36	LSR *		Capacité totale	59 400	n/a	5 806	Liquéfaction brute	330		
37			Capacité utile	58 600			en vaporisation		Liquéfaction nette	297
38			Activité réglementée	53 600						
39			Client GM GNL	5 000						

* Pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m³.**NOTES :**

1. Contrat de regroupement des capacités de retrait et d'injection sous un seul contrat "Aggregated Storage Nomination Agreement - ASN". Anciennement ASN 004.

**TARIFS D'ENTREPOSAGE : ENBRIDGE GAS ET INTRAGAZ
ET RATIOS PROJÉTÉS DE GAZ DE COMPRESSION**

<u>ENBRIDGE GAS</u>		000 \$	\$/10³m³
Prime fixe sur la capacité contractuelle			
1	LST 116		35,238
2	LST 114		32,207
3	LST 133		31,070
4	ASN 005	0,000	
5	Prime variable (retrait et injection)		0,227
6	Prime variable (retrait et injection excédentaire)		1,553
Ratio de gaz de compression			
7	Retrait et injection	0,60%	
8	Retrait et injection excédentaire	1,03%	

<u>INTRAGAZ / POINTE-DU-LAC</u>		\$/10³m³/mois	\$/10³m³
9	Prime de réservation	11,951	143,408
10	Prime de souscription	82,683	992,195
		\$/année	
11	Cavalier tarifaire	-1 045 033	
12	Gaz de compression maximum	4,00%	
Ratios projetés de gaz de compression			
13	Retrait	3,50%	
14	Injection	0,20%	

<u>INTRAGAZ / SAINT-FLAVIEN</u>		\$/10³m³/mois	\$/10³m³
15		8,624	103,484
16	Prime variable - injection		1,685
17	Prime variable - retrait		0,281
		\$/année	
18	Cavalier tarifaire	-255 800	
Ratios projetés de gaz de compression			
19	Retrait	0,80%	
20	Injection	1,60%	

ANNEXE 9

ÉTABLISSEMENT DE LA DEMANDE CONTINUE EN JOURNÉE DE POINTE ET DES BESOINS D'APPROVISIONNEMENT POUR L'HIVER EXTRÊME

1 La section 1 de cette annexe présente la méthode d'établissement de la demande continue en
2 journée de pointe ainsi que les différents éléments ou suivis relatifs à ce sujet, soit :

- 3 • le détail de la projection de la demande continue en journée de pointe pour la Cause
4 tarifaire 2021-2022;
- 5 • l'évolution de la demande continue en journée de pointe entre la Cause tarifaire
6 2020-2021 et la Cause tarifaire 2021-2022;
- 7 • le détail des calculs des facteurs d'ajustement appliqués sur les résultats de la régression
8 pour refléter l'année témoin selon l'année de référence ainsi que pour les trois années
9 précédant l'année témoin; et
- 10 • la projection de volume pour une journée comportant 39 DJ, 37 DJ pour le jour précédent
11 et un vent moyen de 15 km/h sur la base des paramètres de la régression utilisée dans
12 le calcul de la journée de pointe.

13 La section 2 présente la méthode d'établissement du débit quotidien de l'hiver extrême ainsi que
14 les différents éléments et suivis relatifs à ce sujet, soit :

- 15 • le détail de l'établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême pour la
16 Cause tarifaire 2021-2022; et
- 17 • l'évolution des besoins en hiver extrême entre la Cause tarifaire 2020-2021 et la Cause
18 tarifaire 2021-2022.

1 ÉTABLISSEMENT DE LA JOURNÉE DE POINTE

1.1 MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DE LA DEMANDE EN JOURNÉE DE POINTE

19 L'évaluation de la demande continue en journée de pointe consiste à établir initialement, pour
20 chacun des mois d'hiver :

- 1 • la demande de la journée de pointe pour les clients continus, excluant les clients en
2 combinaison tarifaire, les clients aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison
3 tarifaire et le client biogaz en réseau dédié (clients visés par la régression), en fonction
4 d'une régression linéaire; et
- 5 • la demande en journée de pointe des clients exclus de la régression.

6 Par la suite, pour chacun des mois d'hiver, les demandes de pointe de chaque catégorie identifiée
7 ci-dessus sont additionnées. La demande totale maximale définit la demande en journée de
8 pointe de l'ensemble de la clientèle continue.

Demande de la journée de pointe pour l'année 2021-2022 des clients au service continu visés par la régression

9 Les étapes sont les suivantes :

- 10 1. Établissement des paramètres de la régression linéaire : une régression linéaire est
11 appliquée à la demande quotidienne réelle observée durant la période de l'hiver de la
12 dernière année financière disponible (du 1^{er} novembre 2019 au 31 mars 2020), pour les
13 clients au service continu, excluant les clients en combinaison tarifaire et les clients aux
14 paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire;
- 15 2. Établissement de la journée de pointe la plus froide au cours de 30 dernières années : les
16 paramètres D_{Jt} , D_{Jt-1} et $D_{Jt}X_{Vt}$ de la régression linéaire, établis au point 1, sont appliqués
17 aux différentes combinaisons des variables climatiques réchauffées pour chaque journée
18 des 30 dernières années. La combinaison D_{Jt} , D_{Jt-1} et $D_{Jt}X_{Vt}$, générant le volume maximal
19 sur cette période, définit la journée de pointe ainsi que les paramètres d'évaluation de
20 cette journée;
- 21 3. Évaluation de la demande de la journée de pointe pour les clients visés par la régression :
22 le produit des paramètres de la régression linéaire établis au point 1, et des paramètres
23 de la journée de pointe établis au point 2, augmenté du facteur de base « Constante et
24 Jour de semaine » résultant de la régression; et
- 25 4. Évaluation de la demande de la journée de pointe de l'année 2021-2022, pour les clients
26 visés par la régression : un facteur d'ajustement est appliqué au calcul effectué au point 3
27 pour refléter la demande prévue à la Cause tarifaire 2021-2022. Cet ajustement est évalué

1 en comparant la demande des mois d'hiver prévue à la cause à la demande découlant de
2 l'application de la régression linéaire aux variables climatiques normales de la cause.

Demande de la journée de pointe pour les clients au service continu exclus de la régression

- 3 5. La somme des volumes souscrits des clients en combinaison tarifaire est considérée;
4 6. La somme des volumes maximums des clients au service continu aux paliers 4.9 et 4.10
5 qui ne sont pas en combinaison tarifaire, observés et ajustés pour refléter la projection à
6 l'année témoin, est utilisée; et
7 7. Le volume mensuel des mois d'hiver du client biogaz en réseau dédié est considéré.

8 Le Tableau 1 ci-dessous présente l'évaluation de la demande continue pour les cinq journées
9 historiquement les plus froides depuis 30 ans en fonction des paramètres de la journée de pointe.
10 **La journée du 15 janvier 2004 est identifiée comme la journée de pointe historique des 30**
11 **dernières années, avec un volume projeté de 36 875 10³m³.**

Tableau 1

Élément	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation - 5 jours les plus froids				
		Base 13 et températures réchauffées				
Date		2004-01-15	1994-01-15	2014-01-02	1995-02-06	2004-01-14
Base (10 ³ m ³ /jour)	14 079,76					
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	410,88	36,49	39,47	36,89	36,67	39,37
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	107,90	39,37	25,97	36,07	33,10	34,89
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ / DJxkm/h)	2,85	1 245,36	1 097,34	853,25	964,07	479,28
Volume projeté (10 ³ m ³)		36 875	36 232	35 566	35 470	35 390

Note : Le paramètre « base » intègre l'apport à la pointe des clients en combinaison tarifaire et celui des clients aux sous-tarifs 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire.

1.2 ÉVOLUTION DE LA DEMANDE CONTINUE EN JOURNÉE DE POINTE ENTRE LA CAUSE TARIFAIRE 2020-2021 ET LA CAUSE TARIFAIRE 2021-2022

12 Le Tableau 2 présente le calcul détaillé de la demande continue en journée de pointe ainsi
13 que l'évolution de celle-ci entre la Cause tarifaire 2020-2021 et la Cause tarifaire 2021-2022.
14 L'explication des écarts entre la projection de la demande continue en journée de pointe de

1 la Cause tarifaire 2020-2021 et celle de la Cause tarifaire 2021-2022 est également
2 présentée.

3 Comme le paramètre « mois » n'est plus utilisé, et comme mentionné dans la Cause tarifaire
4 2019-2020¹, l'information pour la journée de pointe est présentée pour l'ensemble de l'hiver
5 plutôt que par mois.

¹ R-4076-2018, B-0184, Énergir-H, Document 1, Annexe 7, p. 4.

Tableau 2

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PROJETÉE EN JOURNÉE DE POINTE
POUR LA CAUSE TARIFAIRE 2021-2022

1 - Cause 2020-2021		Decembre à Mars	Commentaires
Demande normale projetée (10³m³)			
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 214 289	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	395 631	
3	Clients 4.9 et 4.10	204 353	
4	Client biogaz en réseau dédié	10 115	
5	Autres	15 170	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

6	Année de régression	2018-2019	Année utilisée à la Cause 2020-2021
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)		
8	Base	8 456	
9	DJt	382	
10	DJt-1	107	
11	DJtxDVt	3	
12	Paramètres journée de pointe		
13	DJt	36,53	Paramètres utilisés à la Cause 2020-2021 réchauffés
14	DJt-1	39,43	
15	DJtxDVt	1 246,64	
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)			
16	Pointe selon formule de régression	30 391	
17	Ajustement pour la demande 2020-2021	1,026	
18	Pointe clients continus purs et Autres	31 181	
19	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 528	
20	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
21	Client biogaz en réseau dédié	93	
22	Journée de pointe = maximum	36 723	

2 - Cause 2020-2021 - Changement de l'année de référence pour la régression			
23	Année de régression	2019-2020	Année utilisée à la Cause 2021-2022
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)		
25	Base	8 411	
26	DJt	402	
27	DJt-1	106	
28	DJtxDVt	3	
29	Paramètres journée de pointe		
30	DJt	36,53	Paramètres utilisés à la Cause 2020-2021 réchauffés
31	DJt-1	39,43	
32	DJtxDVt	1 246,64	
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)			
33	Pointe selon formule de régression	30 750	
34	Ajustement pour la demande 2020-2021	1,026	
35	Pointe clients continus purs et Autres	31 549	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 528	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	93	
39	Journée de pointe = maximum	37 092	
40	Variation de la pointe - Paramètres de la régression	368	Impact des paramètres de la régression 2021-2022 (l.39 - l.22)

Tableau 2 – suite

3 - Cause 2020-2021 - Changement de l'année de référence pour les paramètres de la journée de pointe			
		2019-2020	Année utilisée à la Cause 2021-2022
41	Année de régression		
42	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)		
43	Base	8 411	
44	DJt	402	
45	DJt-1	106	
46	DJtxDVt	3	
47	Paramètres journée de pointe		
48	DJt	36,49	Paramètres utilisés à la Cause 2021-2022 réchauffés
49	DJt-1	39,37	
50	DJtxDVt	1 245,36	
	Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)		
51	Pointe selon formule de régression	30 724	
52	Ajustement pour la demande 2020-2021	1,026	
53	Pointe clients continus purs et Autres	31 523	
54	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 528	
55	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
56	Client biogaz en réseau dédié	93	
57	Journée de pointe = maximum	37 065	
58	Variation de la pointe - Paramètres de la journée de pointe	-27	Impact des paramètres de la journée de pointe 2021-2022 (I.57 - I.39)
4 - Cause Tarifaire 2021-2022			
		Décembre à Mars	
	Demande normale projetée (10³m³)		
59	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 225 780	
60	Clients continus en combinaison tarifaire	352 921	
61	Clients 4.9 et 4.10	192 337	
62	Client biogaz en réseau dédié	11 412	
63	Autres	16 044	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
64	Année de régression	2019-2020	Année utilisée à la Cause 2021-2022
65	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)		
66	Base	8 411	
67	DJt	402	
68	DJt-1	106	
69	DJtxDVt	3	
70	Paramètres journée de pointe		
71	DJt	36,49	Paramètres utilisés à la Cause 2021-2022 réchauffés
72	DJt-1	39,37	
73	DJtxDVt	1 245,36	
	Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)		
74	Pointe selon formule de régression	30 724	
75	Ajustement pour la demande 2021-2022	1,022	
76	Pointe clients continus purs et Autres	31 387	
77	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 469	
78	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
79	Client biogaz en réseau dédié	97	
80	Journée de pointe = maximum	36 875	
81	Variation de la pointe - Demande 2021-2022	-190	Impact de la variation de la demande 2021-2022 (I.80 - I.57)
82	Sommaire des variations		
83	Impact du changement de l'année de régression	368	ligne 40
84	Impact du changement des paramètres de la journée de pointe	-27	ligne 58
85	Impact de la variation de la demande du service continu	-190	ligne 81
86	Variation totale de la pointe vs Cause Tarifaire 2020-2021	151	

1.3 DÉTAIL DU CALCUL DU FACTEUR D'AJUSTEMENT

1 Le tableau ci-dessous présente le détail du calcul du facteur d'ajustement appliqué à la
 2 demande de pointe de la clientèle visée par la régression selon l'année de référence de la
 3 régression utilisée pour la Cause tarifaire 2021-2022, soit l'année 2019-2020, et les trois
 4 années de référence précédentes.

Tableau 3

(10 ³ m ³)	Année de référence de la régression			
	CT 2022 2019-2020 Froide	2018-2019 Froide	2017-2018 Froide	2016-2017 Chaude
Calcul du facteur d'ajustement				
1 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 580 097	2 556 433	2 518 541	2 463 015
2 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 635 797	2 622 884	2 537 207	2 537 207
3 Ajustement pour la demande (C=B/A)	1,0216	1,0260	1,0074	1,0301
<hr/>				
4 Demande pointe selon régression (D)	30 724	30 391	30 168	29 700
5 Demande pointe année témoin (E=DxC) (Clients visés par la régression)	31 387	31 181	30 392	30 595
6 Comparaison vs		-0,66%	-3,17%	-2,52%

1.4 ÉVALUATION DU VOLUME POUR UNE JOURNÉE À 39 DJ, 37 DJ LE JOUR PRÉCÉDENT ET VENT MOYEN

5 À titre informatif, le tableau suivant présente la projection de volume pour une journée comportant
 6 39 DJ, 37 DJ pour le jour précédent et un vent moyen de 15 km/h sur la base des paramètres de
 7 la régression utilisée dans le calcul de la journée de pointe.

Tableau 4

Élément	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Volume
Base (10 ³ m ³ /jour)	14 079,76		14 080
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	410,88	39	16 024
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	107,90	37	3 992
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ / DJxkm/h)	2,85	585	1 670
Volume projeté (10³m³)			35 766

2 DÉBIT QUOTIDIEN POUR RÉPONDRE À L'HIVER EXTRÊME

1 En plus de la demande en journée de pointe, il est nécessaire de déterminer les besoins en
2 approvisionnement advenant qu'un hiver extrême se produise. Contrairement à la journée de
3 pointe, qui est un événement qui se produit une journée donnée, l'hiver extrême est un
4 phénomène qui s'étend sur toute la période de l'hiver.

5 Certaines situations potentielles en cours d'hiver entraînent une incertitude sur la demande à
6 approvisionner, comme :

- 7 • la variabilité de la demande continue et interruptible;
- 8 • l'incertitude des prévisions météorologiques; et
- 9 • les conséquences de la gestion des interruptions et des pratiques commerciales d'Énergir,
10 incluant le respect de la garantie de service au volet B.

11 De plus, l'effritement des approvisionnements découlant de l'utilisation des sites d'entreposage
12 dans le territoire d'Énergir influencera le niveau des outils disponibles pour répondre à la
13 demande de la clientèle durant la période de l'hiver. Par exemple, l'utilisation des sites d'Intragaz
14 entraîne une baisse des inventaires disponibles qui se répercute également par une baisse des
15 capacités de retrait. Cette situation entraînera une utilisation plus importante à l'usine LSR durant
16 un hiver extrême, et donc, un effritement de l'inventaire de ce site. Ainsi, afin d'assurer la sécurité
17 d'approvisionnement pour l'hiver extrême, des outils d'approvisionnement, tels que des capacités
18 de transport fermes, sont nécessaires sur tout l'hiver pour ralentir l'effritement excessif de
19 l'inventaire de ces sites d'entreposage.

20 Ces éléments ne peuvent être quantifiés pour permettre une évaluation précise des outils requis
21 pour couvrir l'hiver extrême. Énergir s'assure toutefois de sécuriser les outils d'approvisionnement
22 nécessaires pour être en mesure de faire face à ces situations, c'est-à-dire de détenir les outils
23 pour répondre à l'hiver extrême. Pour ce faire, elle évalue un plan d'approvisionnement pour
24 répondre à la demande de la clientèle considérant les conditions climatiques d'un hiver extrême.

25 La méthode d'évaluation de l'hiver extrême est décrite ci-dessous.

2.1 IDENTIFICATION DE L'HIVER EXTRÊME

1 L'hiver historique le plus froid des 30 dernières années est identifié en appliquant :

- 2 • les paramètres des conditions climatiques « degrés-jours et vent » de la régression
3 linéaire obtenus pour l'établissement de la journée de pointe de la demande continue¹;
- 4 • aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffés observés au cours des 30 dernières
5 années, évalués en base 13 °C.

6 Le Tableau 5 présente les volumes projetés de la clientèle continue visée par la régression
7 pour les cinq hivers historiquement les plus froids, en fonction du calcul décrit ci-dessus, soit
8 uniquement les conditions climatiques. L'hiver 2014-2015 présente le volume projeté le plus
9 élevé et constitue alors l'hiver extrême des 30 dernières années.

Tableau 5

Année	Volumes projetés (10³m³)
2014-2015	1 649 183
2013-2014	1 645 049
1993-1994	1 599 318
2018-2019	1 569 759
2002-2003	1 534 840

2.2 ÉTABLISSEMENT DE LA DEMANDE POUR L'HIVER EXTRÊME

10 La demande saisonnière de l'hiver extrême des clients aux services continu et interruptible dont
11 les consommations sont influencées par la température est établie comme suit :

Clientèle au service continu

- 12 • L'application des paramètres de la régression linéaire utilisée au plan
13 d'approvisionnement pour répartir la demande annuelle en demande quotidienne –

¹ Le facteur de base ainsi que le facteur d'ajustement pour refléter la demande de la cause tarifaire ne sont pas considérés dans ce calcul. Étant des constantes, ces facteurs modifieraient les volumes projetés de chaque année d'une même valeur, mais ne changeraient pas l'identification de l'hiver extrême.

1 considérant les facteurs calorifiques (DJ_t et DJ_{t-1}), le facteur croisé de la température et
2 du vent ($DJ_t \times V_t$) – aux combinaisons quotidiennes « degrés-jours et vent » réchauffées
3 de l'hiver extrême identifié, soit l'hiver 2014-2015;

- 4 • À cette demande est additionnée la portion continue de la demande des clients en
5 combinaison tarifaire et les clients aux paliers 4.9 et 4.10 sans combinaison tarifaire, ces
6 clients ayant été exclus de la régression. Le volume moyen de cette clientèle, pour chacun
7 des mois, est utilisé.

Clientèle au service interruptible

- 8 • L'application des paramètres d'une régression linéaire basée sur la demande mensuelle
9 projetée avant interruption, comme utilisée au plan d'approvisionnement pour répartir la
10 demande annuelle en demande quotidienne – considérant les facteurs calorifiques (DJ_t)
11 – aux degrés-jours réchauffés de l'hiver extrême identifié, soit l'hiver 2014-2015².

12 Considérant les degrés-jours réchauffés de l'hiver 2014-2015, la demande saisonnière de
13 l'ensemble de la clientèle avant interruption, excluant les volumes de gaz d'appoint concurrence,
14 s'élève à $3\,659\,10^6\text{m}^3$.

2.3 ÉTABLISSEMENT DU DÉBIT QUOTIDIEN POUR RÉPONDRE À L'HIVER EXTRÊME

15 Les outils d'approvisionnement pour répondre à l'hiver extrême sont établis de façon à répondre
16 à la totalité de la demande, et ce, pour chacune des journées de l'hiver extrême, en considérant
17 les outils contractés par Énergir, l'effritement des outils dans son territoire (Saint-Flavien, Pointe-
18 du-Lac et LSR) et le nombre maximal de jours d'interruption prévu aux *Conditions de service et*
19 *Tarif*.

20 Pour l'usine LSR, la capacité utilisée est réduite de la capacité réservée par GM GNL. Le plan
21 d'hiver extrême est par ailleurs optimisé en considérant la liquéfaction en hiver. De plus, le
22 concept d'inventaire minimum a été modifié; aucun retrait à l'usine LSR n'est permis lorsque la

² Pour la clientèle au service interruptible, une régression sur les données réelles observées ne peut être effectuée dû aux journées d'interruption et aux volumes consommés en gaz d'appoint pour éviter une journée d'interruption (GAI) qui sont présents dans la base de données, biaisant les résultats de la régression.

1 valeur d'inventaire est inférieure au plus grand de l'utilisation maximale historique pour le reste
2 de l'hiver et de la capacité maximale de vaporisation pour une journée.

3 **Pour la Cause tarifaire 2021-2022, le débit quotidien requis pour répondre à la demande en**
4 **hiver extrême est de 35 397 10³m³/jour.**

2.4 ÉVOLUTION DES BESOINS EN HIVER EXTRÊME ENTRE LA CAUSE TARIFAIRE 2020-2021 ET LA CAUSE TARIFAIRE 2021-2022

5 Le Tableau 6 présente et explique la variation des besoins en hiver extrême entre la Cause
6 tarifaire 2020-2021 et la Cause tarifaire 2021-2022.

Tableau 6

Données de l'hiver extrême			
	2020-2021	2021-2022	
	Volume	Volume	Écart
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)
1 Année référence de l'hiver extrême	2014-2015	2014-2015	
Demande totale avant interruption (10⁶m³)			
2 Continue	3 566	3 528	-37
3 Interruptible volet A	81	65	-16
4 Interruptible volet B	74	65	-9
5 Total	3 721	3 659	-62
Demande moyenne (10³m³/jour)			
6 Continue	23 613	23 366	-246
7 Interruptible volet A	538	432	-106
8 Interruptible volet B	493	432	-61
9 Total	24 644	24 231	-413
Demande maximale (10³m³/jour)			
10 Continue	31 621	31 595	-26
11 Interruptible volet A	934	710	-224
12 Interruptible volet B	693	652	-41
13 Total	33 249	32 957	-292
14 Total			
15 Besoins d'approvisionnement (10 ³ m ³ /jour)	34 660	35 397	737

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNÉE 2021-2022

	oct-21 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-21 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-21 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-22 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-22 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-22 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-22 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-22 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-22 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-22 (10 ⁶ m ³) (10)	août-22 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-22 (10 ⁶ m ³) (12)	Hiver (10 ⁶ m ³) (13)	Été (10 ⁶ m ³) (14)	Total (10 ⁶ m ³) (15)	
DEMANDE																
1	Tarif D ₁	166	281	413	473	404	351	224	121	85	68	74	95	1 922	833	2 755
2	Tarif D ₃	23	23	29	20	25	24	23	24	21	18	19	20	120	148	268
3	Tarif D ₄	227	240	249	267	248	253	227	214	211	218	216	207	1 256	1 519	2 775
4	Total Continue	417	544	691	759	677	628	474	359	316	303	308	322	3 299	2 499	5 798
5	Interruptible	20	24	25	27	29	21	16	12	11	9	9	17	125	94	220
6	Client biogaz en réseau dédié	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	14	17	31	
7	Gaz d'appoint concurrence	8	7	0	0	0	0	8	8	6	11	7	7	58	65	
8	Sous-total demande	448	578	718	789	709	652	500	381	336	325	330	349	3 446	2 668	6 114
9	Gaz de la compagnie et autres comp.	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	3	2	4	
10	Gaz perdu	2	3	3	4	3	3	2	2	2	2	2	17	13	29	
11	Compression - transport	9	12	14	15	14	9	7	6	7	7	8	70	53	123	
12	Compression - entreposage	0	0	1	1	0	0	0	1	1	1	1	3	4	7	
13	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
14	Sous-total avant injections	460	593	737	810	729	669	512	391	345	335	339	3 538	2 740	6 277	
INVENTAIRES injections																
15	Enbridge Gas	0	0	0	0	0	6	15	52	76	76	41	0	266	266	
16	LSR (daQ)	7	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	7	10	
17	Pointe-du-Lac	2	0	1	6	7	0	0	0	0	0	0	14	2	15	
18	Saint-Flavien	13	2	0	0	0	0	25	23	21	17	17	2	116	118	
19	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20	Sous-total injections et échanges	21	5	1	6	7	6	40	74	97	93	58	18	391	410	
21	TOTAL DEMANDE	481	598	738	815	736	669	518	431	419	432	433	417	3 556	3 131	6 687
APPROVISIONNEMENT																
22	FTLH Emp - Energir - avant vente	70	67	70	70	63	70	67	70	67	70	67	339	480	819	
23	Transport par échange Emp - Energir	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
24	Transport fourni par les clients	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4	4	18	25	43	
25	Gaz d'appoint - Transport client	2	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	2	9	
26	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
27	Cession / vente de transport FTLH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
28	Sous-total Transports	75	78	73	73	66	73	71	73	71	73	71	364	508	872	
29	Achats dans le territoire	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	13	19	32	
30	Achats à Empress (GR)	3	3	3	2	2	3	2	3	3	3	3	13	21	34	
31	Achats à Dawn (GR)	63	192	240	284	278	247	129	30	32	28	28	1 241	338	1 579	
32	Livraisons à Dawn (AD)	318	301	311	311	281	311	310	319	308	322	321	1 517	2 206	3 723	
33	Biogaz	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	14	17	31	
34	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
35	Sous-total réceptions, achats & livraisons	389	501	560	604	567	567	446	357	347	358	358	2 799	2 601	5 399	
INVENTAIRES retraits																
36	Enbridge Gas	16	17	75	85	64	9	0	0	0	0	0	249	16	265	
37	LSR (daQ)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	5	7	12	
38	Pointe-du-Lac	0	0	2	7	6	0	0	0	0	0	0	16	0	16	
39	Saint-Flavien	0	1	26	43	31	19	0	0	0	0	0	120	0	120	
40	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
41	Sous-total retraits et échanges	17	19	104	136	101	29	1	1	1	1	1	389	23	412	
42	TOTAL APPROVISIONNEMENT	481	598	738	813	735	669	518	431	419	432	433	417	3 552	3 131	6 683
43	INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	0	-3	-1	0	0	0	0	0	0	-4	0	-4	

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021-2022
STRATÉGIE ALTERNATIVE ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

	<i>Cause tarifaire Achat SH-Parkway</i>	<i>Cause tarifaire Achat LH-Empress</i>	<i>Cause tarifaire Achat Service de pointe</i>
	(1)	(2)	(3)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>			
1	Continue	5 798	5 798
2	Interruptible	220	220
3	Gaz d'appoint	65	65
4	Client biogaz en réseau dédié	31	31
5	<i>Sous-total</i>	6114	6114
6	Interruptions	-1	-4
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	34	34
8	Compression (transport et entreposage)	130	130
9	Écart de mesurage	0	0
10	TOTAL DEMANDE	6 276	6 277
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>			
11	Transport		
12	FT LH (primaire & secondaire)	819	819
13	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0
14	Transport fourni par les clients	43	43
15	Transport gaz d'appoint	9	9
16	FTLH non utilisé	0	0
17	<i>Transport Emp-Energir</i>	872	966
18	Achats dans le territoire	32	32
19	Achat à Empress pour compression	34	34
20	Achats à Dawn (GR)	1 583	1 579
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 723	3 723
22	Biogaz	0	0
23	Écart de mesurage	31	31
24	Retraits - injections	2	3
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 276	6 273
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)</u>			
26	Journée de pointe - continue	36 875	36 875
27	Besoins hiver extrême	35 397	35 397
28	Maximum	36 875	36 875
<u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u>			
Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	51 888	56 452
31	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	164 811	160 989
32	STS	46 071	46 158
33	M12 / C1	29 003	28 998
34	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0
Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur			
35	Transport	-16 335	-21 123
36	Crédit de compression	0	0
37	Service de pointe	0	0
38	Total - coûts de transport	275 438	271 475
39	Coûts d'entreposage	36 252	36 281
40	Sous-total transport et équilibrage	311 691	307 926
41	Fourniture	741 043	740 546
42	Maintien des inventaires	1 431	1 426
43	TOTAL DES COÛTS	1 054 165	1 049 897

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2022-2025

	Hiver (1)	2022 Été (2)	Total (3)	Hiver (4)	2023 Été (5)	Total (6)	Hiver (7)	2024 Été (8)	Total (9)	Hiver (10)	2025 Été (11)	Total (12)	
DEMANDE (10⁶ m³)													
1	Continue	3 299	2 499	5 798	3 237	2 460	5 697	3 342	2 551	5 893	3 328	2 550	5 878
2	Interruptible	125	94	220	209	184	394	207	184	391	205	182	387
3	Gaz d'appoint	7	58	65	7	58	65	7	58	65	7	58	65
4	Client biogaz en réseau dédié	14	17	31	14	17	31	14	17	32	14	17	31
5	<i>Sous-total</i>	<i>3 446</i>	<i>2 668</i>	<i>6 114</i>	<i>3 468</i>	<i>2 719</i>	<i>6 187</i>	<i>3 570</i>	<i>2 810</i>	<i>6 381</i>	<i>3 555</i>	<i>2 807</i>	<i>6 362</i>
6	Interruptions	-4	0	-4	-7	0	-7	-7	0	-7	-7	0	-7
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	19	15	34	19	15	34	20	15	35	20	15	35
8	Compression (transport et entreposage)	73	57	130	76	60	136	77	59	136	76	59	135
9	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	TOTAL DEMANDE	3 534	2 740	6 273	3 556	2 794	6 350	3 660	2 885	6 545	3 643	2 881	6 524
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)													
11	Transport												
12	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	339	480	819	339	480	819	341	480	821	339	480	819
13	Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	18	25	43	18	25	43	18	25	43	18	25	43
15	Transport gaz d'appoint	7	2	9	7	0	7	7	0	7	7	0	7
16	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	<i>Transport Emp-Energir</i>	<i>364</i>	<i>508</i>	<i>872</i>	<i>364</i>	<i>506</i>	<i>870</i>	<i>366</i>	<i>506</i>	<i>872</i>	<i>364</i>	<i>506</i>	<i>870</i>
18	Achats dans le territoire	13	19	32	16	23	39	21	60	81	50	71	121
19	Achat à Empress pour compression	13	21	34	13	21	34	14	21	34	13	21	34
20	Achats à Dawn (GR)	1 241	338	1 579	1 246	371	1 617	1 288	356	1 644	1 257	342	1 600
21	Livraisons à Dawn (AD)	1 517	2 206	3 723	1 534	2 232	3 766	1 590	2 296	3 886	1 575	2 290	3 865
22	Biogaz	14	17	31	14	17	31	14	17	32	14	17	31
23	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Retraits - injections	371	-368	3	368	-375	-7	367	-371	-4	370	-366	4
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	3 534	2 740	6 273	3 556	2 794	6 350	3 660	2 885	6 545	3 643	2 881	6 524

ENTREPOSAGE (Capacité)		(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)
26	LSR (daQ)	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6
27	Pointe-du-Lac	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	37,6	1,4	37,6
28	Saint-Flavien	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0
29	Enbridge Gas	11,5	304,3	11,5	304,3	11,5	304,3	11,5	304,3
30	TOTAL	19,5	514,5	19,5	514,5	19,5	515,5	19,5	515,5
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT		(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)
31	Journée de pointe - continue	1 397	36 875	1 396	36 832	1 421	37 511	1 425	37 608
32	Besoins hiver extrême	1 341	35 397	1 371	36 172	1 393	36 772	1 397	36 869
33	Maximum	1 397	36 875	1 396	36 832	1 421	37 511	1 425	37 608
Approvisionnements									
34	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire - GNR	0	11	0	11	3	90	4	107
37	Transport clients & biogaz	8	223	8	223	9	225	8	223
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	109	2 875	82	2 164	82	2 164	82	2 164
40	FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777	522	13 777	522	13 777
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac	61	1 600	61	1 600	76	2 000	76	2 000
43	Saint-Flavien	58	1 520	58	1 520	91	2 400	91	2 400
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation)	220	5 806	220	5 806	220	5 806	220	5 806
46	Service de pointe*	24	625	29	766	3	84	0	0
47	Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
48	Sous-total approvisionnements	1 397	36 875	1 376	36 304	1 401	36 983	1 399	36 914
49	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
50	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 397	36 875	1 396	36 832	1 421	37 511	1 419	37 442
51	Provision additionnelle avant achat / (vente)	0	0	0	0	0	0	-6	-166
52	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (I.50/ I.47)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,4%	-0,4%
53	Achat / (vente) de transport a priori	0	0	0	0	0	0	6	166
54	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 397	36 875	1 396	36 832	1 421	37 511	1 425	37 608
55	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	0	0	0	0	0
56	% du total approvisionnements après achat / (vente) (I.54/ I.53)		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%

* Pour les années 2022, 2023 et 2024, les capacités de service de pointe ne sont pas concrétisées, il s'agit d'une prévision.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2022-2025
COMPARAISON DE SCÉNARIOS SANS OU AVEC RÉSERVATION À L'USINE LSR PAR LE CLIENT GM GNL

	Scénario sans réservation à LSR				Scénario avec réservation à LSR				Variation			
	2021 (10 ⁶ m ³) (1)	2022 (10 ⁶ m ³) (2)	2023 (10 ⁶ m ³) (3)	2024 (10 ⁶ m ³) (4)	2021 (10 ⁶ m ³) (5)	2022 (10 ⁶ m ³) (6)	2023 (10 ⁶ m ³) (7)	2024 (10 ⁶ m ³) (8)	2021 (10 ⁶ m ³) (9)	2022 (10 ⁶ m ³) (10)	2023 (10 ⁶ m ³) (11)	2024 (10 ⁶ m ³) (12)
DEMANDE												
1 Continue	5 798	5 697	5 893	5 878	5 798	5 697	5 893	5 878	0	0	0	0
2 Interruptible	220	394	391	387	220	394	391	387	0	0	0	0
3 Client biogaz en réseau dédié	65	65	65	65	65	65	65	65	0	0	0	0
4 Gaz d'appoint concurrence	31	31	32	31	31	31	32	31	0	0	0	0
5 <i>Sous-Total Demande</i>	6 114	6 187	6 381	6 362	6 114	6 187	6 381	6 362	0	0	0	0
6 Gaz perdu et usage de la compagnie	34	34	35	35	34	34	35	35	0	0	0	0
7 Compression (transport et entreposage)	130	136	136	135	130	136	136	135	0	0	0	0
8 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9 SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	6 278	6 357	6 552	6 532	6 277	6 357	6 552	6 531	0	0	0	0
INVENTAIRES INJECTIONS												
10 Enbridge Gas	266	261	261	261	266	261	261	261	0	0	0	0
11 LSR (daQ)	15	12	18	16	10	12	14	11	5	0	4	5
12 Pointe-du-Lac	15	22	27	19	15	22	27	19	0	0	0	0
13 Saint-Flavien	118	127	121	121	118	127	121	121	0	0	0	0
14 SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	415	422	426	417	410	422	422	412	5	0	4	5
15 TOTAL DE LA DEMANDE	6 692	6 779	6 979	6 949	6 687	6 779	6 974	6 943	5	0	5	5
APPROVISIONNEMENT												
16 FTLH Empress / NBJ - Energir	819	819	821	819	819	819	821	819	0	0	0	0
17 Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 Transport fourni par les clients	43	43	43	43	43	43	43	43	0	0	0	0
19 Gaz d'appoint	9	7	7	7	9	7	7	7	0	0	0	0
20 FT non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21 Cessions / ventes de transport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 <i>Transport Emp-Energir</i>	872	870	872	870	872	870	872	870	0	0	0	0
23 Achats dans le territoire	32	39	81	121	32	39	81	121	0	0	0	0
24 Achats à Empress pour compression	34	34	34	34	34	34	34	34	0	0	0	0
25 Achats à Dawn (GR)	1 585	1 617	1 649	1 605	1 579	1 617	1 644	1 600	5	0	5	5
26 Livraisons à Dawn (AD)	3 723	3 766	3 886	3 865	3 723	3 766	3 886	3 865	0	0	0	0
27 Biogaz	31	31	32	31	31	31	32	31	0	0	0	0
28 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29 SOUS-TOTAL TRANSPORT	6 276	6 357	6 554	6 526	6 271	6 357	6 549	6 521	5	0	5	5
INVENTAIRES RETRAITS												
30 Enbridge Gas	265	259	259	259	265	259	259	259	0	0	0	0
31 LSR (daQ)	12	14	15	16	12	14	15	16	0	0	0	0
32 Pointe-du-Lac	16	23	23	20	16	23	23	20	0	0	0	0
33 Saint-Flavien	120	120	121	121	120	120	121	121	0	0	0	0
34 SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	412	416	418	416	412	416	418	416	0	0	0	0
35 TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 688	6 772	6 972	6 941	6 683	6 772	6 967	6 936	5	0	5	5
36 INTERRUPTIONS BRUTES	-4	-7	-8	-6	-4	-7	-7	-7	0	0	0	0
37 NIVEAU D'INVENTAIRE daQ AU 31 MARS - HIVER EXTRÊME	72	46	55	58	68	42	51	53	4	4	4	4
38 MAINTIEN DE LA FIABILITÉ												
39 Capacité additionnelle (10 ³ m ³ /jour)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2022-2025
IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE

	2022 (1)	2023 (2)	2024 (3)	2025 (4)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>				
1 Continue	[5 602 ; 5 979]	[5 502 ; 5 878]	[5 694 ; 6 071]	[5 680 ; 6 055]
2 Interruptible	[214 ; 224]	[388 ; 398]	[389 ; 399]	[385 ; 395]
3 Gaz d'appoint	50	50	50	50
4 Client biogaz en réseau dédié	30	30	30	30
5 <i>Sous-total</i>	----- [5 912 ; 6 300]	----- [5 986 ; 6 372]	----- [6 179 ; 6 566]	----- [6 161 ; 6 546]
6 Interruptions	[0 ; -19]	[0 ; -26]	[0 ; -23]	[0 ; -19]
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	[33 ; 35]	[33 ; 35]	[34 ; 36]	[34 ; 36]
8 Compression (transport et entreposage)	[125 ; 134]	[131 ; 140]	[131 ; 140]	[130 ; 139]
9 Écart de mesurage	0	0	0	0
10 TOTAL DEMANDE	[6 070 ; 6 450]	[6 150 ; 6 522]	[6 345 ; 6 720]	[6 326 ; 6 702]
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>				
11 Transport				
12 FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	819	819	821	819
13 Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0	0
14 Transport fourni par les clients	43	43	43	43
15 Transport gaz d'appoint	9	7	7	7
16 FTLH non utilisé	0	0	0	0
17 <i>Transport Emp-Energir</i>	----- 872	----- 870	----- 872	----- 870
18 Achats dans le territoire	32	39	81	121
19 Achat à Empress pour compression	34	34	34	34
20 Achats à Dawn (GR)	[1 378 ; 1 756]	[1 422 ; 1 780]	[1 447 ; 1 809]	[1 407 ; 1 769]
21 Livraisons à Dawn (AD)	3 723	3 766	3 886	3 865
22 Biogaz	31	31	32	31
23 Écart de mesurage	0	0	0	0
24 Retraits - injections	[0 ; 2]	[-12 ; 2]	[-8 ; 6]	[-3 ; 13]
25 TOTAL APPROVISIONNEMENT	[6 070 ; 6 450]	[6 150 ; 6 522]	[6 345 ; 6 720]	[6 326 ; 6 702]

<u>ENTREPOSAGE (Capacité)</u>		(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)
26	LSR (daQ)	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6
27	Pointe-du-Lac	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	37,6	1,4	37,6
28	Saint-Flavien	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0
29	Enbridge Gas	11,5	304,3	11,5	304,3	11,5	304,3	11,5	304,3
30	TOTAL	19,5	514,5	19,5	514,5	19,5	515,5	19,5	515,5
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</u>		(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)
31	Journée de pointe - continue	1 397	36 875	1 396	36 832	1 421	37 511	1 425	37 608
32	Besoins hiver extrême	1 341	35 397	1 371	36 172	1 393	36 772	1 397	36 869
33	Maximum	1 397	36 875	1 396	36 832	1 421	37 511	1 425	37 608
Approvisionnements									
34	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire - GNR	0	11	0	11	3	90	4	107
37	Transport clients & biogaz	8	223	8	223	9	225	8	223
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	109	2 875	82	2 164	82	2 164	82	2 164
40	FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777	522	13 777	522	13 777
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac	61	1 600	61	1 600	76	2 000	76	2 000
43	Saint-Flavien	58	1 520	58	1 520	91	2 400	91	2 400
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation)	220	5 806	220	5 806	220	5 806	220	5 806
46	Service de pointe*	24	625	29	766	3	84	0	0
47	Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
48	Sous-total approvisionnements	1 397	36 875	1 376	36 304	1 401	36 983	1 399	36 914
49	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
50	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 397	36 875	1 396	36 832	1 421	37 511	1 419	37 442
51	Provision additionnelle avant achat / (vente)	0	0	0	0	0	0	-6	-166
52	% du total approvisionnements avant achat (vente) (1.50/ 1.47)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,4%	-0,4%
53	Achat / (vente) de transport a priori	0	0	0	0	0	0	6	166
54	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 397	36 875	1 396	36 832	1 421	37 511	1 425	37 608
55	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	0	0	0	0	0
56	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

* Pour les années 2022, 2023 et 2024, les capacités de service de pointe ne sont pas concrétisées, il s'agit d'une prévision.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2022-2025
SCÉNARIO FAVORABLE

	2022 (1)	2023 (2)	2024 (3)	2025 (4)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>				
1	Continue	5 991	5 957	6 228
2	Interruptible	242	420	433
3	Gaz d'appoint	65	65	65
4	Client biogaz en réseau dédié	31	31	32
5	<i>Sous-total</i>	6 329	6 474	6 758
6	Interruptions	-9	-9	-13
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	35	36	37
8	Compression (transport et entreposage)	134	141	143
9	Écart de mesurage	0	0	0
10	TOTAL DEMANDE	6 490	6 642	6 926
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>				
11	Transport			
12	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	819	819	821
13	Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	43	43	43
15	Transport gaz d'appoint	9	7	7
16	FTLH non utilisé	0	0	0
17	<i>Transport Emp-Energir</i>	872	870	872
18	Achats dans le territoire	32	39	81
19	Achat à Empress pour compression	34	34	34
20	Achats à Dawn (GR)	1 672	1 748	1 801
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 845	3 929	4 101
22	Biogaz	31	31	32
23	Écart de mesurage	0	0	0
24	Retraits - injections	4	-8	5
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 490	6 642	6 926

<u>ENTREPOSAGE (Capacité)</u>		(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)
26	LSR (daQ)	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6	2,0	53,6
27	Pointe-du-Lac	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	37,6	1,4	37,6
28	Saint-Flavien	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0
29	Enbridge Gas	11,5	304,3	11,5	304,3	11,5	304,3	11,5	304,3
30	TOTAL	19,5	514,5	19,5	514,5	19,5	515,5	19,5	515,5
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</u>		(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)
31	Journée de pointe - continue	1 433	37 820	1 461	38 569	1 508	39 806	1 533	40 466
32	Besoins hiver extrême	1 388	36 633	1 429	37 725	1 492	39 384	1 474	38 909
33	Maximum	1 433	37 820	1 461	38 569	1 508	39 806	1 533	40 466
Approvisionnements									
34	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire - GNR	0	11	0	11	3	90	4	107
37	Transport clients & biogaz	8	223	8	223	9	225	8	223
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	109	2 875	82	2 164	82	2 164	82	2 164
40	FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777	522	13 777	522	13 777
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac	61	1 600	61	1 600	76	2 000	76	2 000
43	Saint-Flavien	58	1 520	58	1 520	91	2 400	91	2 400
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation)	220	5 806	220	5 806	220	5 806	220	5 806
46	Service de pointe*	41	1 077	41	1 077	40	1 056	0	0
47	Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
48	Sous-total approvisionnements	1 414	37 326	1 387	37 143	1 438	38 483	1 399	37 442
49	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
50	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 414	37 326	1 407	37 671	1 458	39 010	1 419	37 970
51	Provision additionnelle avant achat / (vente)	-19	-494	-54	-1 427	-50	-1 324	-115	-3 024
52	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)	-1,3%	-1,3%	-3,7%	-3,7%	-3,3%	-3,3%	-7,5%	-7,5%
53	Achat / (vente) de transport a priori	19	494	54	1 427	50	1 324	115	3 024
54	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 433	37 820	1 461	38 569	1 508	39 806	1 533	40 466
55	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	0	0	0	0	0
56	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

* Pour les années 2022, 2023 et 2024, les capacités de service de pointe ne sont pas concrétisées, il s'agit d'une prévision.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2022-2025
SCÉNARIO DÉFAVORABLE

	2022	2023	2024	2025
	(1)	(2)	(3)	(4)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>				
1 Continue	5 610	5 402	5 337	5 254
2 Interruptible	211	377	372	368
3 Gaz d'appoint	0	0	0	0
4 Client biogaz en réseau dédié	31	31	32	31
5 <i>Sous-total</i>	<u>5 852</u>	<u>5 810</u>	<u>5 740</u>	<u>5 653</u>
6 Interruptions	-2	-4	-7	-6
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	33	32	32	32
8 Compression (transport et entreposage)	125	129	124	121
9 Écart de mesurage	0	0	0	0
10 TOTAL DEMANDE	6 008	5 967	5 889	5 800
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>				
11 Transport				
12 FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	819	819	821	819
13 Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0	0
14 Transport fourni par les clients	43	43	43	43
15 Transport gaz d'appoint	0	0	0	0
16 FTLH non utilisé	0	0	0	0
17 <i>Transport Emp-Energir</i>	<u>862</u>	<u>862</u>	<u>865</u>	<u>862</u>
18 Achats dans le territoire	32	39	81	121
19 Achat à Empress pour compression	34	34	34	34
20 Achats à Dawn (GR)	1 491	1 478	1 373	1 311
21 Livraisons à Dawn (AD)	3 556	3 531	3 501	3 441
22 Biogaz	31	31	32	31
23 Écart de mesurage	0	0	0	0
24 Retraits - injections	2	-8	3	-1
25 TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 008	5 967	5 889	5 800

