

**PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**

HORIZON 2021 - 2024

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE	5
SOMMAIRE	8
INTRODUCTION	10
1 Vision long terme du contexte gazier	11
1.1 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	17
1.2 En résumé	26
2 Contexte économique et énergétique	27
2.1 Hypothèses économiques	27
2.2 Hypothèses énergétiques	28
3 Situation concurrentielle	32
3.1 Marché grandes entreprises	33
3.2 Marché des petit et moyen débits	35
3.3 Marché résidentiel	35
3.4 Marché affaires	37
4 Prévion des livraisons pour l'année en cours (2019-2020)	38
4.1 Livraisons 2019-2020 pour le marché grandes entreprises	38
4.2 Livraisons 2019-2020 pour le marché des petit et moyen débits	40
4.3 Nombre de clients anticipés 4/8 2019-2020	41
5 Prévisions des livraisons 2021-2024	43
5.1 Scénario de base 2021-2024	43
5.1.1 Livraisons 2021-2024 pour le marché grandes entreprises	43
5.1.2 Livraisons 2021-2024 pour le marché des petit et moyen débits	47
5.1.3 Livraisons globales (scénario de base)	51
5.2 Scénario favorable	51
5.3 Scénario défavorable	54
5.4 Comparaison des plans d'approvisionnement 2021-2024 et 2020-2023	57

5.5	Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu.....	58
5.6	Suivi de la décision D-2019-141	58
6	Contexte et stratégie d’approvisionnement – Plan 2021-2024	60
6.1	Transport.....	60
6.2	Fourniture de gaz naturel.....	62
6.3	Autres sources d’approvisionnement.....	64
6.4	Équilibrage	64
6.5	Conclusion.....	65
7	Contrats d’approvisionnement existants	67
7.1	Fourniture de gaz naturel.....	67
7.1.1	Clients au service de fourniture de gaz naturel d’Énergir	67
7.1.2	Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété	70
7.2	Transport.....	70
7.2.1	Services de transport du distributeur	70
7.2.2	Services de transport et d’équilibrage fournis par le client	70
7.2.3	Gaz d’appoint	71
7.2.4	Coûts de transport	71
7.3	Entreposage.....	71
7.3.1	Capacité d’espace, de retrait et d’injection	72
7.3.2	Coûts d’entreposage	72
8	Planification d’approvisionnements	73
8.1	Planification pour l’année 2020-2021.....	73
8.1.1	Établissement des outils du plan d’approvisionnement 2021	73
8.1.2	Demande et sources d’approvisionnement gazier	79
8.1.3	Stratégie d’approvisionnement et analyse de rentabilité	79
8.1.4	Coefficient d’utilisation FTLH	81
8.1.5	Nombre maximum de jours d’interruption	81
8.2	Plan d’approvisionnement 2021-2024 – scénarios de base, favorable et défavorable	81
8.2.1	Fourniture de gaz naturel	81
8.2.2	Transport	82
8.2.3	Équilibrage	82
8.2.4	Impact de la température	83
8.2.5	Scénario favorable	84
8.2.6	Scénario défavorable	84
8.3	Risque découlant des différentes sources d’approvisionnement.....	84

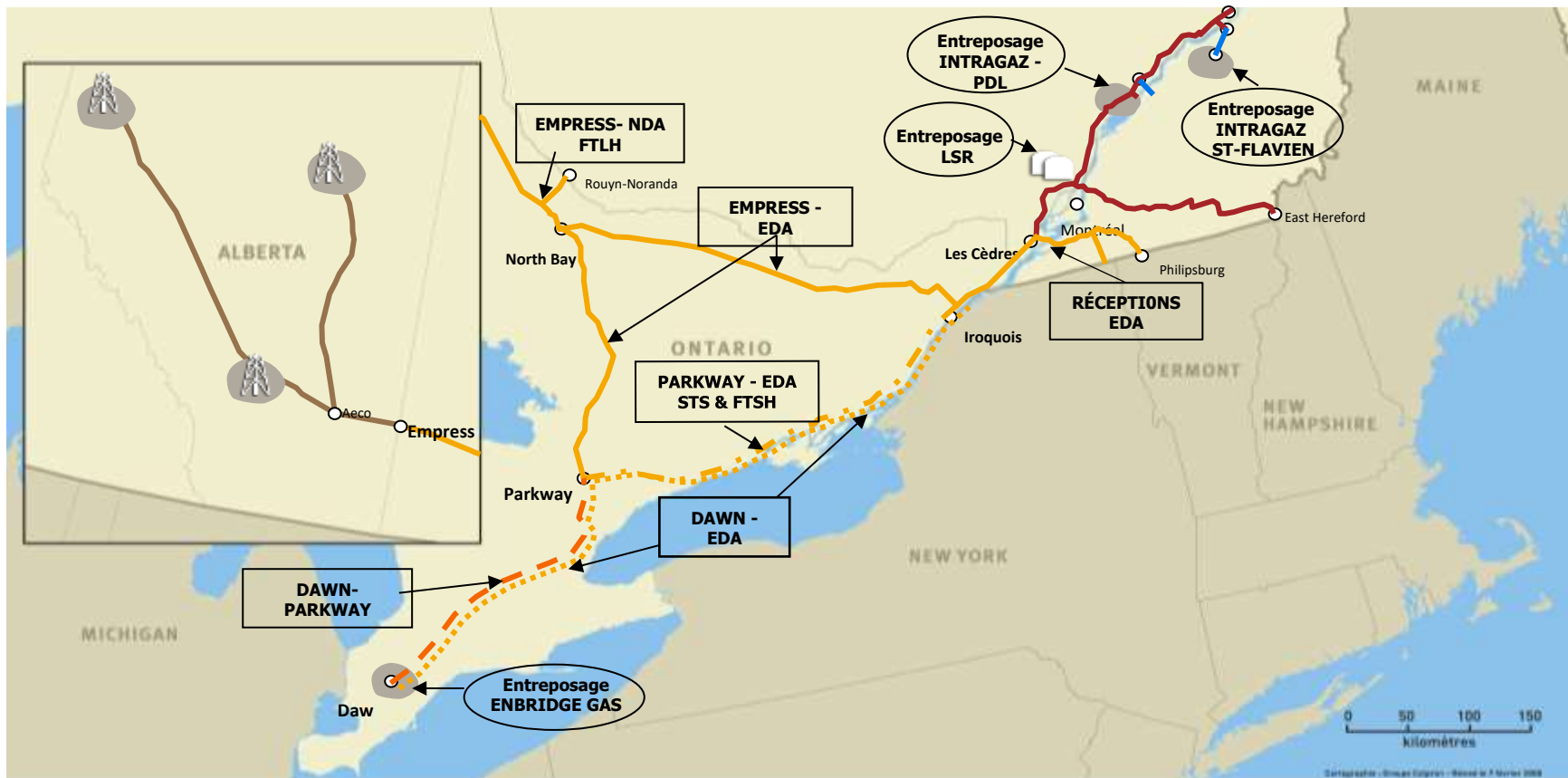
9	Revenus d'optimisation prévus	86
9.1	Transactions opérationnelles	86
9.1.1	Vente de transport <i>a priori</i>	87
9.1.2	Vente de transport non utilisé	87
9.2	Transactions financières	87
	CONCLUSION	88
	ANNEXES	89

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE

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

1	LSR	Liquéfaction Stockage Regazéification; abréviation utilisée pour désigner
2		l'usine de gaz naturel liquéfié d'Énergir
3	Parkway	Point situé dans le sud de l'Ontario, au nord-est de Dawn
4	PIB	Produit intérieur brut; somme des valeurs des biens et services issus de la
5		production à l'intérieur des frontières d'un pays
6	RÉC	Régie de l'énergie du Canada (anciennement l'Office national de l'énergie
7		(ONÉ)
8	SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet
9		de serre du Québec
10	STS	Storage Transportation Service; service de transport ferme entre Parkway
11		et Energir EDA; ce service n'est ferme que du 1 ^{er} novembre au 15 avril,
12		inclusivement
13	TCPL	TransCanada PipeLines Limited
14	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 2020-2021 à 2023-2024 se présente comme suit :

Tableau 1
DEMANDE 2020-2021 À 2023-2024

Catégorie de clientèle	Demande avant interruptions (scénario de base)			
	(10 6m ³)			
	2021	2022	2023	2024
Grandes entreprises	3 157,2	3 225,4	3 388,4	3 387,8
Petit et moyen débits	3 040,3	3 038,7	3 037,1	3 036,4
TOTAL	6 197,5	6 264,2	6 425,4	6 424,2

3 La position concurrentielle actuellement favorable du gaz naturel face aux autres sources
4 d'énergie et le maintien anticipé de cet avantage sur un horizon de moyen terme se traduisent en
5 de nouvelles ventes et en des hausses de consommation chez des clients existants qui
6 permettent d'assurer une croissance des livraisons. Une croissance de 3,66 % de la demande
7 totale en gaz naturel est constatée sur l'horizon du plan, entre 2021 et 2024. Énergir anticipe une
8 hausse des volumes qui s'explique à la fois par des ajouts de charge chez des clients existants,
9 ainsi que 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 2020-2021 à 2023-2024, 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 2021-2022, 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 trois dernières années sont en déficit d'outils
4 d'approvisionnement. Il est à noter que la première l'aurait été également, mais Énergir a déjà
5 sécurisé les outils d'approvisionnement de cette première année. Les déficits (-)/excédents (+)
6 d'approvisionnement projetés sont les suivants :

Tableau 2
EXCÉDENTS ET DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT

Outils d'approvisionnement (10 ³ m ³ /jour) Excédents (+)/Déficits (-) par année	
2020-2021	0
2021-2022	(147)
2022-2023	(1 490)
2023-2024	(1 360)

7 Au moment de produire ce plan, Énergir a déjà contracté un service de pointe de 1 074 10³m³/jour
8 pour l'année 2020-2021. Les caractéristiques de la transaction d'achat de cet outil de pointe
9 permettront à Énergir de réduire sans frais en tout ou en partie la capacité associée lors de la
10 révision des besoins à la suite de l'exercice budgétaire 0/12. Pour les années subséquentes,
11 Énergir a projeté, pour les trois dernières années du présent dossier, une combinaison de recours
12 à des services de pointe et l'ajout de capacités sur l'hiver (transport courte distance).

¹ Dossier R-3867-2013, Phase 2.

INTRODUCTION

1 Ce plan d’approvisionnement, couvrant les années 2020-2021 à 2023-2024, 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 2019-2020 et celle établie lors de l’exercice budgétaire
13 4/8 2019-2020 (4 mois réels / 8 mois projetés) utilisée comme point de départ pour la présente
14 cause.

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 2020-2021 à 2023-2024.

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 2020-2021 à
21 2023-2024 sera présenté, considérant les diverses informations prescrites au Règlement. Les
22 données particulières à la planification de l’année financière 2020-2021 seront également
23 détaillées.

1 VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

- 1 Cette section introduit la vision à long terme d'Énergir en matière d'approvisionnement gazier.
2 Cette vision s'inscrit dans un contexte où, jusqu'à l'horizon 2025 :
- 3 • la faiblesse des prix continentaux ralentit le rythme de croissance de la production
4 canadienne et américaine de gaz naturel;
 - 5 • l'offre continentale de gaz naturel demeure excédentaire malgré une forte croissance de
6 la demande des terminaux d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL); et
 - 7 • les prix du gaz naturel demeureront compétitifs sur l'ensemble du continent.

1.1 MARCHÉ GAZIER AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS

8 La décennie précédente a été marquée par de profonds changements dans les techniques de
9 production de gaz naturel en Amérique du Nord. Avec l'intégration des forages horizontaux et des
10 techniques de fracturation en plusieurs étapes, le marché nord-américain du gaz naturel
11 enregistre une augmentation marquée de ses niveaux de production de gaz naturel, mais
12 également de la productivité des nouveaux puits mis en service. Bien qu'à court terme la faiblesse
13 des prix du gaz naturel soit de nature à ralentir les dépenses d'investissement de certains
14 producteurs, à plus long terme, l'offre de gaz naturel demeure solide et favorise le maintien de
15 prix relativement faibles.

16 En parallèle et stimulée par l'assainissement du bilan environnemental et la compétitivité des prix
17 continentaux, la demande de gaz naturel enregistrera également une certaine croissance au
18 cours des prochaines années, notamment celle associée aux besoins des terminaux de
19 liquéfaction et d'exportations de gaz naturel vers les marchés internationaux. Les États-Unis
20 occupent d'ailleurs l'une des places centrales dans l'effervescence de ce marché du GNL.

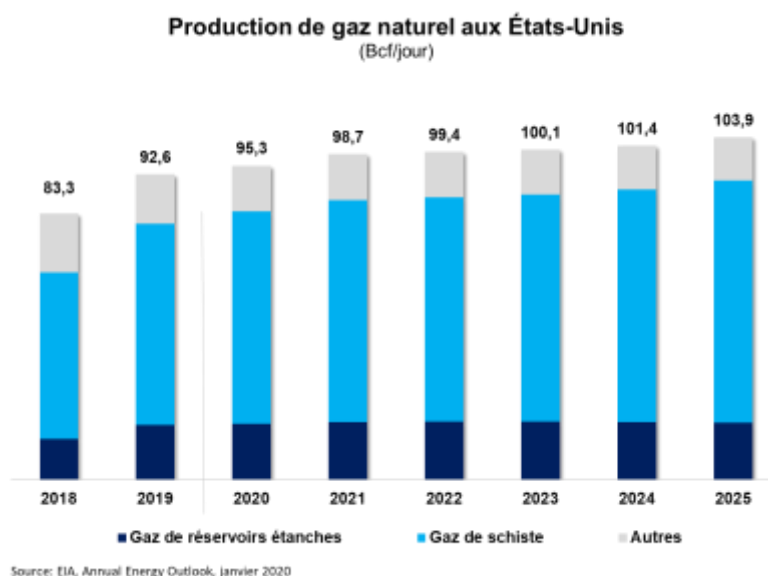
1.1.1 Contexte gazier aux États-Unis

1.1.1.1 La production

1 Dotés d'abondantes réserves de gaz naturel, quelque 2 829 Tcf² au 1^{er} janvier 2018,
2 les États-Unis sont les premiers producteurs de gaz naturel au monde avec des
3 quantités produites équivalentes à près du quart de la production mondiale.

4 En 2019, la production de gaz naturel s'est élevée à 92,6 Bcf/jour, soit une
5 augmentation de 11,2 % par rapport à 2018. À l'horizon 2025, l'American Information
6 Administration (EIA) estime que la production de gaz naturel aux États-Unis devrait
7 croître de 3,3 % en moyenne pour atteindre 103,9 Bcf/jour.

Graphique 1



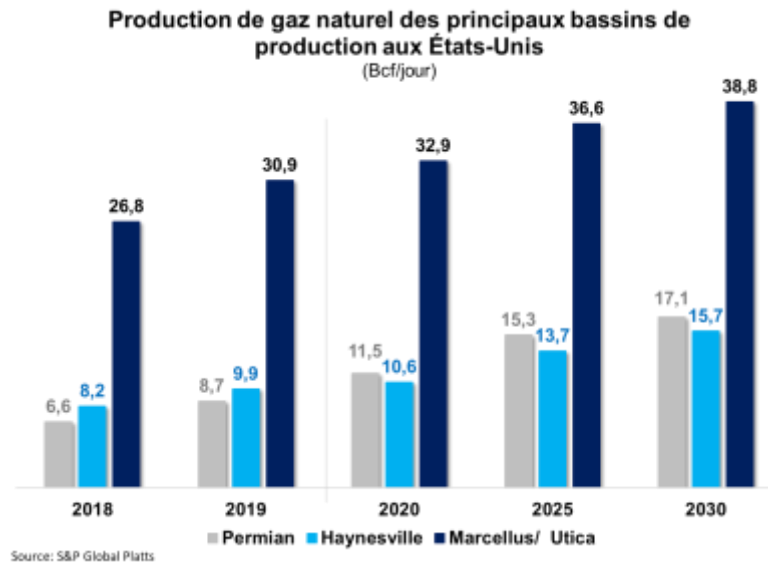
8 Cette croissance de la production sera principalement concentrée dans deux régions,
9 l'une dans le nord-est des États-Unis avec les bassins Marcellus et Utica et l'autre
10 dans le centre sud avec les bassins Permian et Haynesville situés aux frontières du
11 Texas. Entre 2019 et 2025, S&P Global Platts prévoit des croissances de 5,7 Bcf/jour

² U.S Energy Information Administration (EIA). Ces réserves correspondent aux réserves « techniquement récupérables », c'est-à-dire la somme des réserves prouvées et non prouvées.

Tcf : mille milliards de pieds cubes ($10^{12} \times \text{pi}^3$), Tcf = 1000 Bcf.

1 (+18,5 %), 6,6 Bcf/jour (+76,4 %) et 3,8 Bcf/jour (+38,6 %) de la production des
 2 bassins Marcellus/Utica, Permian et Haynesville respectivement.

Graphique 2



3 Ces hausses de production sont notamment le fruit d'une augmentation soutenue de
 4 la productivité des nouveaux puits mis en service. Selon les données les plus récentes
 5 de l'EIA, la productivité des nouveaux puits en 2019 est en moyenne deux fois
 6 supérieure à celle enregistrée en 2015. Elle représente une croissance importante de
 7 la productivité qui devrait être en mesure de compenser le ralentissement observé des
 8 activités de forages provoqué par la faiblesse des prix du gaz naturel.

9 En effet, on observe une diminution du nombre de puits de pétrole et gazier complétés
 10 et mis en service aux États-Unis depuis le milieu de 2019. Cette baisse s'explique par
 11 un ralentissement des activités de forages qui n'est que partiellement compensé par
 12 la mise en service d'un certain nombre de puits DUC (drilled but uncompleted). Cette
 13 diminution des activités de forage amène plusieurs médias spécialisés à évoquer un
 14 essoufflement de la production de gaz naturel au cours des prochaines années. Dans
 15 le marché, plusieurs notent par ailleurs que des producteurs revoient à la baisse leurs
 16 intentions d'investissement, notamment les producteurs les plus fragiles et forcés
 17 d'assainir leur bilan financier. Malgré tout, la grande majorité des producteurs

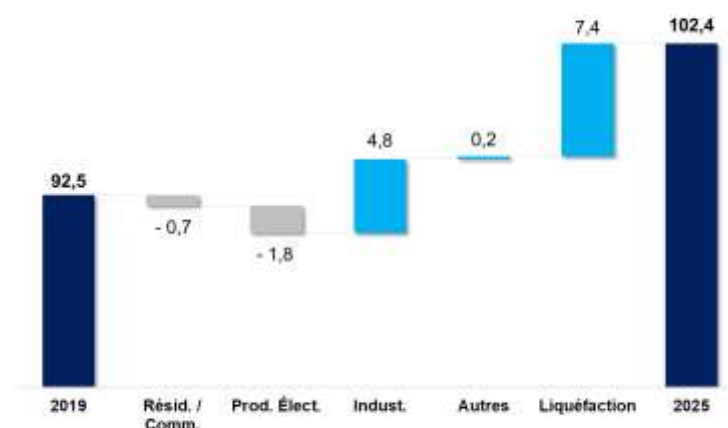
1 envisage tout de même de maintenir ou d'accroître la productivité de leurs opérations.
 2 Dans tous les scénarios, les prévisionnistes prévoient une croissance soutenue de la
 3 production à un rythme toutefois moins important que celui des dernières années.

1.1.1.2 La demande

4 À l'horizon de 2025, la demande domestique de gaz naturel, excluant la liquéfaction à
 5 des fins d'exportations, devrait croître légèrement aux États-Unis. Selon l'EIA, la
 6 croissance de la demande industrielle (+4,8 Bcf/jour) fait plus que compenser la
 7 baisse de la demande des secteurs résidentiel/commercial et de la production
 8 d'électricité (-1,8 Bcf/jour) projetée entre 2019 et 2025. Sur cette période, l'EIA prévoit
 9 une diminution de la consommation totale d'énergie utilisée pour la production
 10 d'électricité. Bien que la quantité de gaz naturel utilisée à cette fin affiche également
 11 une diminution, la part qu'elle occupe parmi les sources d'énergie utilisées demeure
 12 stable à 31 %. Seul l'ensemble des énergies renouvelables voit sa part augmenter sur
 13 la période 2019 à 2025.

Graphique 3

Répartition de la demande de gaz naturel aux États-Unis entre 2019 et 2025 (Bcf/jour)



Source: EIA, Annual Energy Outlook, janvier 2020

14 La croissance de la demande demeurera inférieure à celle de l'offre, permettant ainsi
 15 de libérer des volumes de gaz naturel pouvant être exportés par pipeline vers le

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

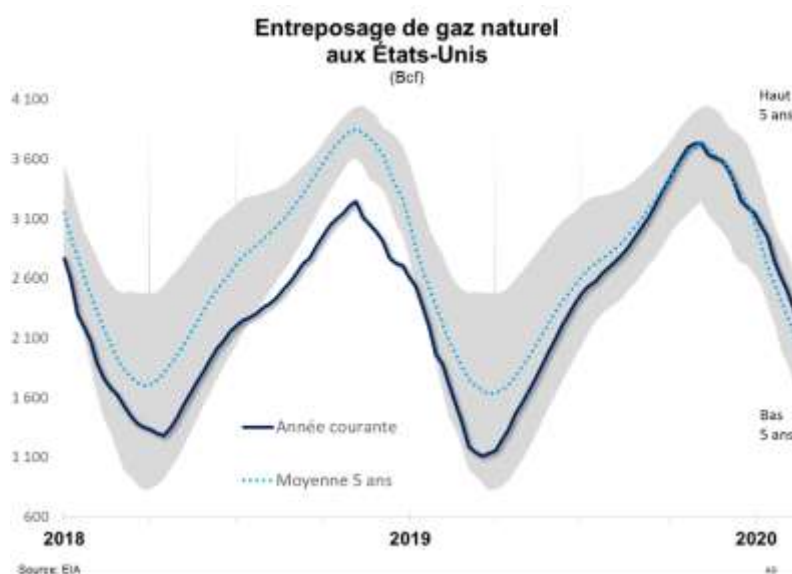
3 Or, ce qui donne un véritable élan à la demande totale de gaz naturel, ce sont les
4 besoins en gaz naturel des terminaux de liquéfaction et d'exportation de GNL
5 actuellement en opération aux États-Unis et de ceux à venir. Alors qu'elle ne
6 représentait que quelques 4,4 Bcf/jour en 2019, la demande de gaz naturel à des fins
7 de liquéfaction devrait atteindre les 11,8 Bcf/jour en 2025, ou 12 % de la demande
8 totale dans le cas où tous les projets de terminaux de liquéfaction étaient mis en
9 service comme prévu.

10 Quant aux échanges par gazoducs, les importations nettes en provenance du Canada
11 devraient demeurer stables à 4,8 Bcf/jour en moyenne d'ici 2025, alors que les
12 exportations nettes vers le Mexique devraient augmenter de 39 % pour atteindre
13 7,2 Bcf/jour en 2025.

1.1.1.3 *Entreposage de gaz naturel*

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

Graphique 4



1 À cet égard, l'été et l'automne 2018 demeurent dignes de mention. Durant cette
2 période, les températures particulièrement chaudes dans le sud des États-Unis
3 avaient contribué à gonfler la demande de gaz naturel et ainsi à réduire la quantité de
4 gaz injecté en entreposage en prévision des besoins pour la période d'hiver. Dès la
5 fin juillet 2018, les niveaux d'entreposage s'établissaient sous le minimum des cinq
6 années précédentes et allaient le demeurer jusqu'au début de janvier 2019. Les
7 niveaux d'entreposage ainsi réduits tout au long de l'automne avaient suscité une
8 certaine inquiétude sur les marchés à terme et propulsé les prix pour la période d'hiver
9 2018-2019 à des niveaux élevés, notamment ceux des carrefours d'échanges situés
10 plus au Nord, comme celui de Dawn.

Tableau 3

PRIX DES CONTRATS À TERME POUR LE GAZ NATUREL À DAWN
(\$/US/MMBtu)

	Au 31 juillet	Au 31 octobre	Écart
Hiver 2017-2018	3,241	2,991	-0,250
Hiver 2018-2019	2,999	3,445	+0,446
Hiver 2019-2020	2,637	2,795	+0,158

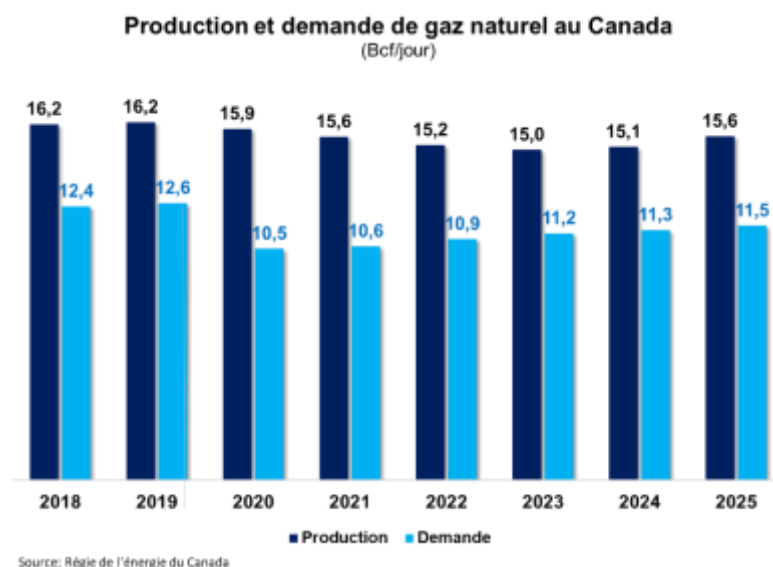
Source : TD Securities, *Energy Daily*.

1 Par la suite, les températures moins froides enregistrées dès le mois de décembre
 2 2018 favorisaient des retraits moins importants qui contribuaient à relever les niveaux
 3 d'entreposage près des moyennes historiques. La faiblesse des prix pour l'hiver
 4 2019-2020 n'est certainement pas étrangère à ce retour à la normale des niveaux
 5 d'entreposage à la fin de l'hiver 2018-2019.

1.1.2 Contexte gazier au Canada

6 La production de gaz naturel au Canada connaît une croissance nettement moins rapide
 7 que celle des États-Unis. La RÉC prévoit une diminution de la production canadienne en
 8 raison de la baisse des dépenses en immobilisation découlant de la faiblesse des prix du
 9 gaz naturel. Vers 2023, la hausse des prix et le démarrage des exportations de GNL
 10 devraient entraîner une remontée des niveaux de production vers les 15,6 Bcf/jour à
 11 l'horizon 2025. Notons que la part de la Colombie-Britannique dans la production
 12 canadienne devrait passer de 32 % en 2018 à quelque 43 % en 2030.

Graphique 5

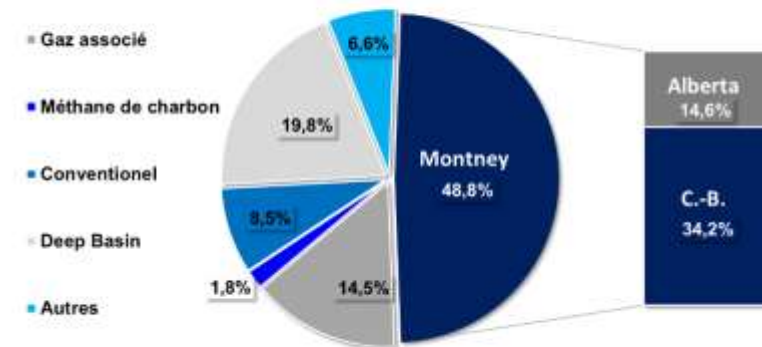


13 En 2018, la formation du bassin de Montney accaparait 37,8 % de la production
 14 canadienne totale. Montney s'étend sur 130 000 kilomètres carrés dans une diagonale du
 15 nord-est de la Colombie-Britannique au nord-ouest de l'Alberta. Ce bassin dispose d'une
 16 quantité estimative de gaz commercialisable de 449 Tcf sur un total canadien de

1 1 225 Tcf³. La RÉC estime que la croissance de la production gazière au Canada
 2 proviendra principalement de ce bassin d'ici 2025 avec 48,8 % de la production totale.

Graphique 6

Sources du gaz naturel au Canada
2025



Source : Régie de l'énergie du Canada

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

9 Même si le potentiel gazier du bassin sédimentaire canadien est énorme, l'accès aux
 10 marchés est difficile. L'industrie du gaz naturel au Canada fait face à une compétition
 11 féroce des producteurs de shale américain. Les ressources à très bas coûts de Marcellus
 12 évincent le gaz canadien des marchés du Nord-Est américain et accaparent une part
 13 importante du gaz naturel présent en Ontario et au Québec, depuis la mise en service des
 14 gazoducs Rover et Nexus notamment.

³ <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlqs/rprt/ltmtpntlmntnyfrmtn2013/ltmtpntlmntnyfrmtn2013-fra.html>

1 Un obstacle important à la compétitivité du gaz canadien sur les marchés de l'Est
2 canadien réside dans les tarifs de transport réguliers sur le réseau principal de TCPL. En
3 effet, la régionalisation des approvisionnements gaziers découlant de l'abondance de la
4 ressource à Dawn s'est traduite, il y a quelques années, par le remplacement des
5 capacités de transport longues distances (LH) par des capacités courtes distances (SH),
6 ainsi qu'à une baisse notable des volumes de gaz naturel en provenance de l'Ouest.

7 À ce contexte s'ajoutait l'augmentation significative des tarifs du réseau principal de TCPL,
8 motivant ainsi davantage certains expéditeurs, dont Énergir, à privilégier un
9 approvisionnement gazier plus près de leur franchise afin d'économiser sur les coûts de
10 transport.

11 Or, en décembre 2019, TCPL et les membres du *TransCanada Tolls Task Force* (TTF)
12 ont convenu d'une entente concernant les tarifs et services sur le réseau principal pour la
13 période du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2026. Soumise pour approbation devant la
14 RÉC⁴, cette entente consent à l'établissement de tarifs justes et raisonnables permettant
15 à TCPL de récupérer son coût de service, ainsi qu'à un mécanisme de partage des
16 variations de coûts et revenus avec les distributeurs concernés. Cette entente est de
17 nature à accroître la compétitivité des approvisionnements de gaz naturel en provenance
18 de l'Ouest.

Exportation canadienne de gaz naturel

19 En raison de la diminution prévue des niveaux de production, les exportations nettes de
20 gaz naturel canadien devraient diminuer au cours des sept prochaines années. La
21 compétitivité des bassins des Marcellus et Utica dans l'Est et celle du bassin Bakken situé
22 dans le Dakota du Nord peuvent également expliquer la diminution anticipée des volumes
23 exportés par gazoducs.

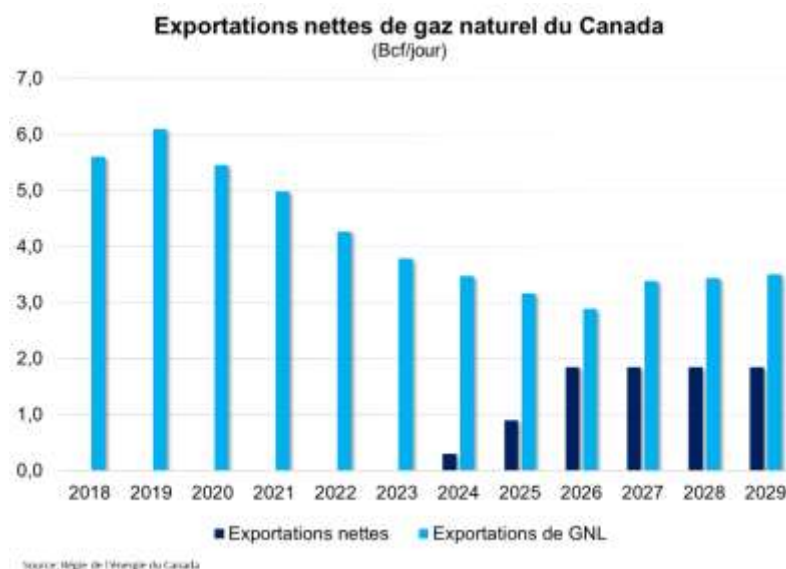
24 En revanche, le Canada devrait enregistrer une croissance des volumes de gaz naturel
25 exportés sous forme liquide. Une partie de la croissance anticipée des volumes de
26 production de gaz naturel au Canada repose en effet sur la mise en service de capacités
27 d'exportations de GNL vers les marchés internationaux.

⁴ [CO3833 – TransCanada Pipelines Limited.](#)

1 Bien que plusieurs projets aient été proposés et aient obtenu leur permis d'exportation à
 2 long terme, aucun terminal d'exportation de GNL n'est actuellement en opération au
 3 Canada. Deux projets sont prévus être mis en service au cours des cinq prochaines
 4 années.

5 La RÉC prévoit que les exportations canadiennes de GNL débiteront en 2023 avec un
 6 volume exporté de 0,3 Bcf/jour, pour se stabiliser ensuite à quelques 1,8 Bcf/jour de 2026
 7 à 2029⁵. Ces exportations seront rendues possibles grâce à la mise en service du terminal
 8 de Woodfibre LNG situé au nord de Vancouver et les deux trains de liquéfaction du
 9 terminal de LNG Canada à Kitimat.

Graphique 7



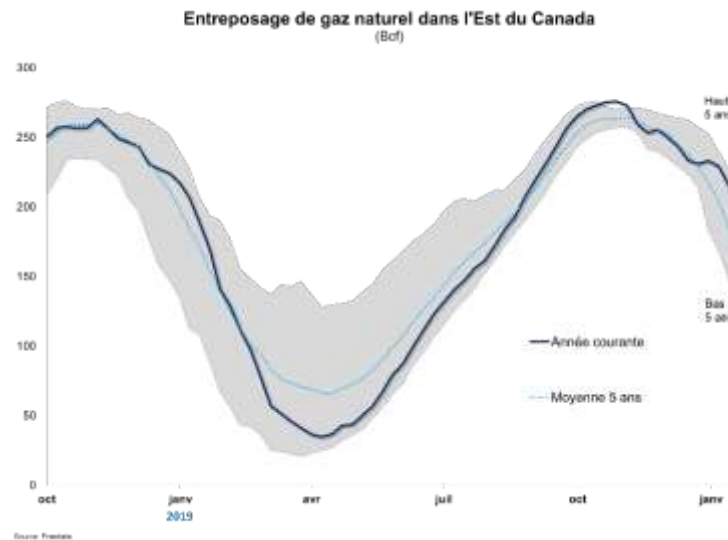
1.1.2.1 Entreposage de gaz naturel

10 Malgré des températures froides en début d'hiver 2019-2020, la forte production
 11 gazière aux États-Unis et des températures plus douces pour le reste de l'hiver auront
 12 favorisé des retraits d'entreposage moins élevés que ceux observés au cours des
 13 dernières années aux États-Unis ainsi que dans l'est du Canada. À la fin de février
 14 2020, le niveau d'entreposage dans l'est du Canada est d'environ 21 % au-dessus de

⁵ Régie de l'énergie du Canada, *L'Avenir énergétique 2019*.

1 la moyenne des cinq dernières années alors qu'il se situait légèrement sous la
 2 moyenne à la mi-novembre 2019.

Graphique 8



3 Le maintien de niveaux d'entreposage au-dessus de la moyenne historique et la
 4 faiblesse de la demande de gaz naturel découlant de températures moins froides, en
 5 janvier 2020 notamment, sont des éléments ayant également contribué à la faiblesse
 6 des prix réels à Dawn et des prix à terme pour l'été 2020 et l'hiver 2020-2021.

7 Compte tenu de la croissance de la demande de gaz naturel au cours des prochaines
 8 années, les niveaux d'entreposage de gaz naturel font l'objet d'une attention
 9 particulière dans l'analyse de l'état du marché gazier au Canada et en Amérique du
 10 Nord, comme le sont d'ailleurs les autres éléments de l'offre et de la demande.

1.1.2.2 Le prix du gaz naturel au Canada

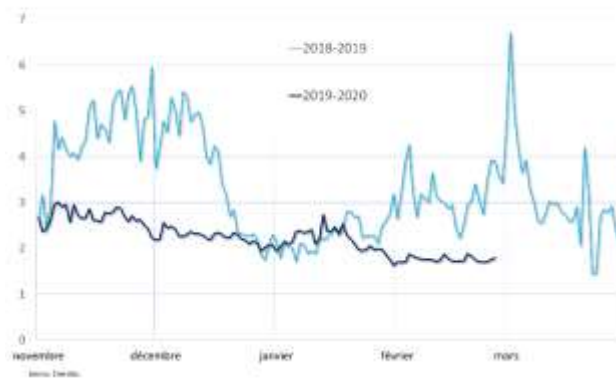
11 Le prix du gaz naturel se veut la résultante d'un équilibre entre l'offre et la demande.
 12 Alors que l'offre de gaz naturel s'appuie notamment sur l'exploitation de puits de
 13 production, la capacité des réseaux de transport et les niveaux d'entreposage, la
 14 demande est essentiellement tributaire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

1 Les Graphique 9, Graphique 10 et Graphique 11 présentent les prix à Empress et à
2 Dawn ainsi que le différentiel de prix pour l'hiver 2019-2020 de même que pour l'hiver
3 2018-2019.

4 Les prix observés durant l'hiver 2019-2020 se distinguent nettement de ceux observés
5 au cours de l'hiver précédent. Dès le début de l'hiver 2019-2020, la forte production
6 américaine de gaz naturel et le niveau élevé des niveaux d'entreposage ont fait en
7 sorte de contenir les prix bien en deçà des valeurs observées pendant l'hiver
8 précédent.

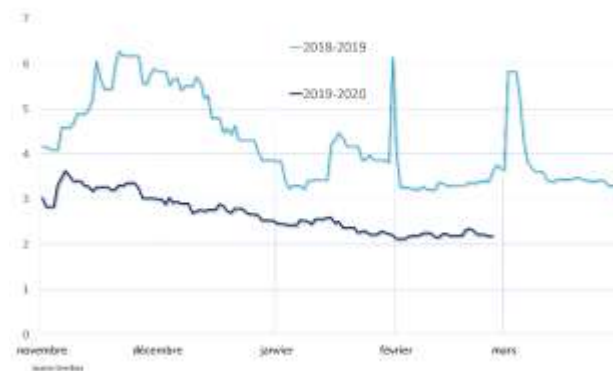
Graphique 9

Prix du gaz naturel à Empress
(\$/GJ)

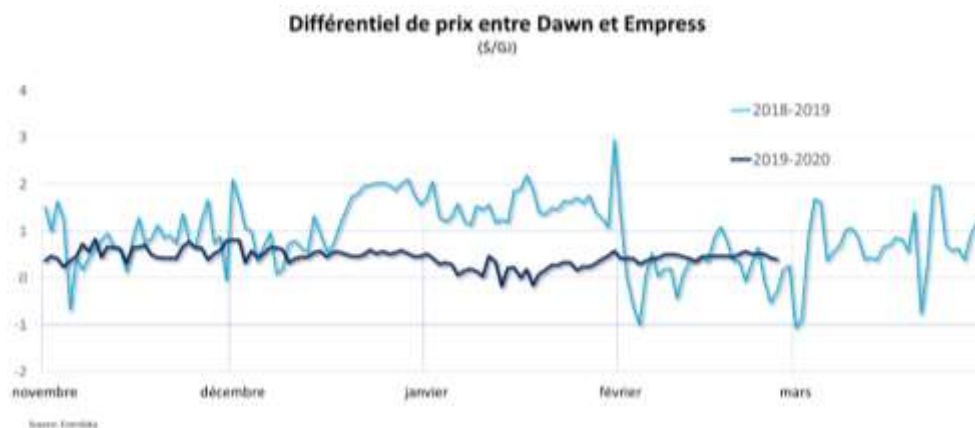


Graphique 10

Prix du gaz naturel à Dawn
(\$/GJ)



Graphique 11



1 En moyenne, du 1^{er} novembre 2018 au 28 février 2019, les prix spot du gaz naturel à
 2 Empress et Dawn ont été de 3,38 \$/GJ et de 4,38 \$/GJ respectivement, soit un
 3 différentiel de 1,00 \$/GJ. Durant l'hiver 2019-2020, sur la même période, les prix
 4 moyens ont été de 2,23 \$/GJ à Empress et de 2,67 \$/GJ à Dawn, soit un différentiel
 5 de 0,44 \$/GJ. La faiblesse des niveaux d'entrepasage dans l'Ouest ainsi qu'une
 6 production canadienne ralentie par la faiblesse des prix continentaux ont contribué à
 7 soutenir le prix du gaz naturel dans l'Ouest canadien et ainsi réduire ce différentiel de
 8 prix.

9 Au cours de l'hiver 2019-2020, les prix du gaz naturel ont évolué dans un contexte où
 10 les niveaux d'entrepasage se sont considérablement relevés par rapport au début de
 11 l'hiver 2018-2019. Les températures moins chaudes aux États-Unis pendant l'été 2019
 12 ont contribué à réduire la demande de gaz naturel et à favoriser les injections en
 13 entrepasage qui se sont élevées au-dessus de la moyenne des cinq ans dans
 14 plusieurs régions.

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

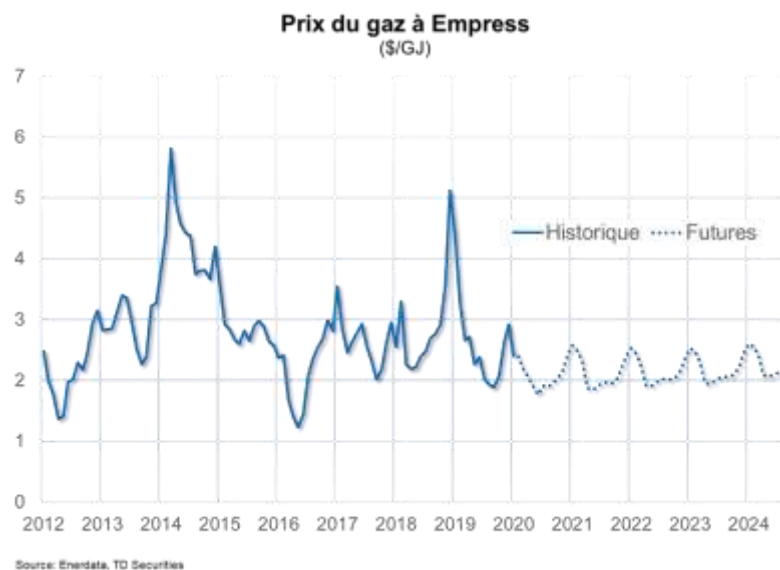
15 Au fil des années, la demande de gaz naturel s'est accrue au fur et à mesure que la forte
 16 croissance de la production rendait la molécule abondante et disponible à un prix

1 davantage concurrentiel. À court et à moyen termes, ce contexte demeure et contribue à
2 maintenir les prix du gaz naturel à des niveaux historiquement faibles.

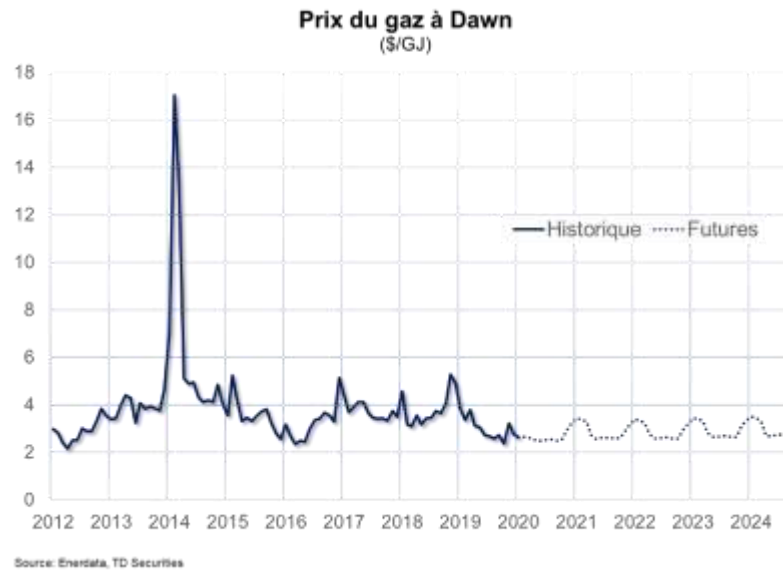
3 L'EIA prévoit un prix moyen du gaz naturel à Henry Hub plus faible en 2020 qu'en 2019,
4 suivi d'une remontée graduelle jusqu'à 2,84 \$US/MMBtu à l'horizon 2025. De quelques
5 2,57 \$US/MMBtu qu'il était en 2019, le prix moyen à Henry Hub devrait se situer aux
6 alentours de 2,44 \$US/MMBtu en 2020 et de 2,49 \$US/MMBtu en 2021. Étant donné le
7 faible écart et la forte corrélation entre le prix à Henry Hub et celui de Dawn, cette
8 perspective de prix peut aisément se transposer à celle pour le prix Dawn et à d'autres
9 importants carrefours de prix.

10 Les Graphique 12, Graphique 13 et Graphique 14 présentent les prix du gaz naturel à
11 Empress et Dawn ainsi que les prix « Futures » basés sur la moyenne des prix publiés
12 par TD Securities en date du 6 janvier 2020.

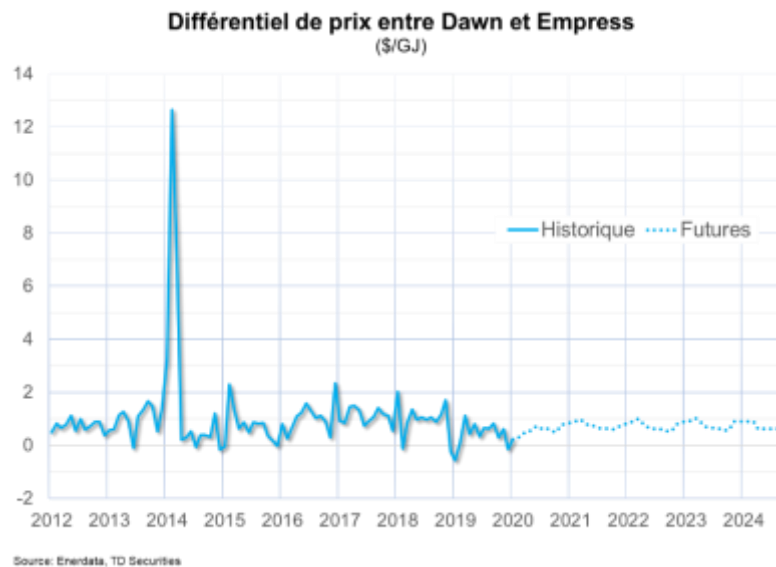
Graphique 12



Graphique 13



Graphique 14



- 1 Les prix « Futures » à Empress et à Dawn se situent sous les moyennes historiques de
 2 2,73 \$/GJ et 3,64 \$/GJ observées au cours des trois dernières années. Quant au
 3 différentiel de prix entre Empress et Dawn, il fluctue autour de 0,68 \$/GJ sur la période de
 4 2020 à 2025.

1 Historiquement, Énergir présentait dans une annexe intitulée « Prix régionaux »,
2 l'évolution historique et la valeur des « Futures » des différentiels de prix par rapport à
3 Henry Hub pour différents points d'échange de gaz naturel. Toutefois, depuis la Cause
4 tarifaire 2018-2019, aucune tierce partie fournissant ces données n'accepte qu'elles
5 soient déposées à la Régie, et ce, même sous pli confidentiel. En conséquence, Énergir
6 n'a pu préparer une telle annexe dans le présent dossier.

1.2 EN RÉSUMÉ

7 La production continentale de gaz naturel assure une abondance de la ressource permettant à la
8 fois de satisfaire la demande domestique et d'accroître les exportations vers les marchés
9 internationaux. Les bassins de production des Appalaches demeurent au premier plan dans
10 l'optique de la production et de l'augmentation de la production de gaz naturel en Amérique du
11 Nord. Alimentée par cette forte production, la faiblesse des prix du gaz naturel influencera
12 négativement les décisions d'investissements à venir et contribuera ainsi à ralentir le rythme de
13 croissance de la production.

14 Au Canada, la production de gaz naturel enregistrera une légère décroissance suivie d'une
15 remontée grâce au développement des réserves de la formation de Montney dans l'ouest du
16 pays, à l'amélioration des capacités de transport vers les marchés de consommation et à la
17 réalisation de projets de liquéfaction et d'exportation de gaz naturel.

18 Au carrefour de Dawn, la mise en service des gazoducs Rover et Nexus a contribué à renforcer
19 le lien entre ce carrefour et la production des bassins Marcellus et Utica. La proximité de ces
20 importants bassins de production et les liens importants qui les relient au Midwest collaborent au
21 bon positionnement du carrefour de Dawn. La faiblesse relative des prix à Dawn sur les marchés
22 spot et à terme le confirme. Le différentiel de prix entre Empress et Dawn devrait se situer autour
23 de 0,68 \$/GJ pour les cinq prochaines années, attestant l'avantage économique de
24 s'approvisionner en grande partie à Dawn plutôt qu'à Empress, à moins d'un service de transport
25 à partir d'Empress à faible coût tel que le NBJ LTFP.

2 CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

2.1 HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES

- 1 Le Tableau 4 présente les hypothèses économiques utilisées dans ce plan d'approvisionnement.

Tableau 4
HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES

Hypothèses économiques				
	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Croissance du PIB québécois	1,56 %	1,49 %	1,47 %	1,46 %
Taux d'inflation québécoise	1,79 %	1,74 %	1,88 %	1,99 %
Taux de change (\$US/\$CAN)	0,77	0,77	0,77	0,76

Sources des prévisions :

2	PIB Québec 2020-2021	Moyenne de prévisions :
3		Desjardins (déc.19)
4		Conference Board du Canada (jan.20)
5		Banque Toronto Dominion (déc.19)
6		Banque Nationale (déc.19)
7		BMO (déc.19)
8		Banque Royale (déc.19)
9	PIB Québec 2021-2022 à 2023-2024	Moyenne de prévisions :
10		Desjardins (déc.19)
11		Conference Board du Canada (jan.20)
12	Inflation Québec 2020-2021	Moyenne de prévisions :
13		Desjardins (déc.19)
14		Conference Board du Canada (jan.20)
15		BMO (déc.19)
16		Banque Nationale (déc.19)
17		Banque Royale (déc.19)
18	Inflation Québec 2020-2021 à 2022-2024	Moyenne de prévisions :
19		Desjardins (déc.19)
20		Conference Board du Canada (jan.20)
21	Taux de change 2020-2021 à 2022-2024	TD Securities – valeur des « Futures »,
22		en date du 6 janvier 2020

2.2 HYPOTHÈSES ÉNERGÉTIQUES

Gaz naturel

- 1 Le Tableau 5 présente les prix des « Futures » offerts sur le marché financier pour les périodes
2 couvertes par le plan d’approvisionnement. Les hypothèses retenues par Énergir sont présentées
3 au Tableau 6.
- 4 Énergir a utilisé les prix des « Futures » sur le marché financier pour arrêter ses hypothèses quant
5 au prix du gaz naturel.
- 6 Considérant le déplacement des livraisons des clients au service de fourniture, avec ou sans
7 transfert de propriété, et des clients ayant convenu d’une entente à prix fixe auprès d’un
8 fournisseur spécifique (achat direct), Énergir établit son prix de fourniture à Dawn depuis le
9 1^{er} novembre 2016. Ce prix sur l’horizon du plan d’approvisionnement est présenté au
10 Tableau 6.

Tableau 5

Marché financier - Moyenne en date du 6 janvier 2020				
Prix du gaz naturel - \$CAN/Gj				
	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
AECO	1,91 \$	1,94 \$	1,97 \$	2,06 \$
Empress	2,12 \$	2,14 \$	2,16 \$	2,25 \$
Dawn	2,87 \$	2,87 \$	2,92 \$	2,98 \$
Nymex - Henry Hub	2,99 \$	2,98 \$	3,02 \$	3,09 \$

Source : TD Securities

Tableau 6

Hypothèses retenues (\$CAN/GJ)				
	octobre	nov.- mars	avr.-sept.	année
2020-2021				
Prix à Empress	2,03 \$	2,39 \$	1,91 \$	2,12 \$
Prix à Dawn	2,52 \$	3,26 \$	2,61 \$	2,87 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	2,45 \$	2,62 \$	2,84 \$	2,71 \$
2021-2022				
Prix à Empress	2,01 \$	2,36 \$	1,97 \$	2,14 \$
Prix à Dawn	2,60 \$	3,21 \$	2,63 \$	2,87 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	2,81 \$	2,88 \$	3,01 \$	2,94 \$
2022-2023				
Prix à Empress	2,04 \$	2,37 \$	2,01 \$	2,16 \$
Prix à Dawn	2,58 \$	3,27 \$	2,69 \$	2,92 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	2,97 \$	3,03 \$	3,10 \$	3,06 \$
2023-2024				
Prix à Empress	2,09 \$	2,45 \$	2,11 \$	2,25 \$
Prix à Dawn	2,66 \$	3,35 \$	2,73 \$	2,98 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,06 \$	3,11 \$	3,16 \$	3,13 \$

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 7 présente les prix « Futures » offerts sur le marché financier pour le pétrole durant
- 6 les périodes couvertes par le plan d'approvisionnement.

Tableau 7

Marché financier - moyenne en date du 6 janvier 2020				
Prix du pétrole (\$US/baril)				
	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Brent	61,70	58,32	56,93	56,84

Source : TD Securities

- 1 Les hypothèses retenues par Énergir sont présentées au Tableau 8. La même méthodologie que
- 2 pour le gaz naturel a été utilisée, soit le prix des « Futures » offerts sur le marché financier.

Tableau 8

Hypothèses retenues	
2020-2021	
Prix du Brent (\$US/baril)	61,70
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	80,44
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,76
2021-2022	
Prix du Brent (\$US/baril)	58,32
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	76,32
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,72
2022-2023	
Prix du Brent (\$US/baril)	56,93
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	74,78
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,71
2023-2024	
Prix du Brent (\$US/baril)	56,84
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	74,91
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,71

Source : TD Securities

Tarifs d'électricité

- 1 Pour ce qui est des tarifs d'électricité, Énergir utilise l'hypothèse que les tarifs en vigueur au
- 2 1^{er} avril 2019 seront reconduits au 1^{er} avril 2020. Par la suite, les prix seront majorés de l'inflation
- 3 au 1^{er} avril de chaque année, de 2021 à 2024.

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 2021-2024 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 ClearBlue⁶. 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 2019 et le prix moyen des cinq ventes aux enchères qui ont eu lieu de novembre 2018 à
20 novembre 2019. 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 2019 à décembre 2019 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 Tableau 9 et Tableau 10 montrent les prix utilisés.

⁶ Voir R-4119-2020, Énergir-J, Document 4, page 13.

Tableau 9

PROJECTION DES PRIX DES DROITS D'ÉMISSION DE 2021 A 2024

Année civile	(\$US/T CO ₂)	Taux de change	(SCAN/T CO ₂)
2021			
2022			
2023			
2024			

Tableau 10

PROJECTION DES TAUX DU SPEDE PAR SOURCE D'ÉNERGIE 2021 A 2024

Année civile	Gaz naturel (¢can/m ³)	Mazout no 2 (¢can/l)	Mazout no 6 (¢can/l)
2021	5,06	7,33	8,43
2022	5,49	7,95	9,15
2023	5,93	8,59	9,88
2024	6,55	9,48	10,91

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 11 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 8. 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 pose comme hypothèse que le
 12 prix du mazout doit être majoré d'environ 1,00 \$/baril afin d'inclure les coûts de transport pour
 13 que le mazout soit acheminé au client puisque dans la composition du prix du gaz naturel, le

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

Tableau 11
SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2021 A 2024
Marché grandes entreprises

(Gaz naturel = 100) Palier tarifaire	Service continu		Service interruptible	
	4.6	4.7	5.5	5.7
1 2020-2021				
2 Mazout n° 6 (1 % soufre)	259	305	263	293
3 2021-2022				
4 Mazout n° 6 (1 % soufre)	236	273	239	265
5 2022-2023				
6 Mazout n° 6 (1 % soufre)	226	260	228	252
7 2023-2024				
8 Mazout n° 6 (1 % soufre)	222	256	223	246

10 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, le gaz naturel maintiendra une situation
 11 concurrentielle favorable. Les prévisions peu élevées des prix du gaz naturel lui permettent de
 12 demeurer concurrentiel, et ce, malgré la baisse des cours des prix du pétrole. Au cours de cette
 13 période, le mazout n° 6 devrait afficher un coût de 122 % à 205 % supérieur à celui du gaz naturel.

14 L'écart de prix moyen projeté entre le mazout n° 6 et le gaz naturel pour les contrats à court terme
 15 est présenté au Tableau 12. L'écart entre les prix est déterminé selon l'hypothèse de
 16 consommation hors hiver afin de refléter la consommation de gaz d'appoint concurrence. Ainsi,
 17 le gaz naturel devrait bénéficier d'un écart favorable allant de 11,82 \$/GJ en 2021 à 11,06 \$/GJ
 18 en 2024.

Tableau 12
ÉCARTS DE PRIX MOYEN PROJETÉ 2021 A 2024
Marché grandes entreprises – Contrats à court terme

(Écart positif favorable gaz naturel)	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
1 <i>Écart de prix en \$/GJ</i>				
2 Mazout n° 6 vs gaz naturel	11,82	11,20	10,99	11,06

3.2 MARCHÉ DES PETIT ET MOYEN DÉBITS

1 Les cas types présentés au Tableau 13 et au Tableau 14 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 18 ¢/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 2018⁷.

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.

⁷ 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 13
SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2021 A 2024
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 2020-2021			
2 Mazout n° 2	176	190	178
3 Électricité	134	151	125
4 2021-2022			
5 Mazout n° 2	163	175	165
6 Électricité	137	154	127
7 2022-2023			
8 Mazout n° 2	156	168	158
9 Électricité	135	151	125
10 2023-2024			
11 Mazout n° 2	153	164	154
12 Électricité	133	150	124

- 1 De 2021 à 2024, 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 53 % à 90 % 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 54 % et 78 %.

3.4 MARCHÉ AFFAIRES

Tableau 14
SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2021 A 2024
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	2020-2021					
2	Mazout n° 2	215	235	253	278	350
3	Électricité	180	201	203	229	235
4	2021-2022					
5	Mazout n° 2	198	216	231	252	310
6	Électricité	181	201	204	229	232
7	2022-2023					
8	Mazout n° 2	189	205	220	240	288
9	Électricité	178	197	200	223	226
10	2023-2024					
11	Mazout n° 2	185	201	215	233	281
12	Électricité	175	194	196	219	221

- 1 La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires demeurera
2 favorable de 2021 à 2024. L'avantage concurrentiel du gaz naturel variera de 85 % à 250 % 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 75 % à 135 % 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 (2019-2020)

1 Lors de la Cause tarifaire 2019-2020, les prévisions pour l'année 2020 avaient été évaluées
2 plusieurs mois avant le début de l'année financière à partir des hypothèses économiques et des
3 informations disponibles pour les différents marchés. Les données utilisées ont varié depuis et, à
4 la lumière des mois réels enregistrés, une révision des prévisions de la demande pour l'année
5 2020 a été effectuée. La présente section explique les écarts entre les volumes prévus lors de la
6 Cause tarifaire 2019-2020⁸ et la plus récente révision volumétrique de l'année en cours, soit la
7 révision 4/8 2020.

4.1 LIVRAISONS 2019-2020 POUR LE MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES

8 Le Tableau 15 présente l'écart entre la prévision des livraisons annuelles établie au moment de
9 la Cause tarifaire 2019-2020 (3 079,9 10⁶m³) et la révision volumétrique 4/8 2020 (3 146,9 10⁶m³).
10 Les volumes associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux
11 volumes de l'année précédente.

⁸ R-4076-2018, B-0184, Énergir-H, Document 1.

Tableau 15

ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES
Cause tarifaire 2019-2020 vs Révision volumétrique 4/8 2020

	DESCRIPTION	Prévision Cause 2020	Révision 4/8 2020
		10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
1	Livraisons au 30 septembre 2019 (après interruptions)	3 138,9*	3 082,6
2	Interruptions	7,4	2,4
3	Continu D ₄	-	-
4	Interruptible D ₅	7,4	2,4
5	Livraisons au 30 septembre 2019 (avant interruptions)	3 146,3	3 085,0
6	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(29,4)	(21,6)
7	Continu D ₄	(26,4)	(18,7)
8	Interruptible D ₅	(3,0)	(2,9)
9	Gains (pertes) face à la concurrence	(28,0)	(9,6)
10	Continu D ₄	(18,1)	(4,0)
11	Interruptible D ₅	(9,9)	(5,6)
12	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	-	(1,9)
13	Continu D ₄	-	(1,9)
14	Interruptible D ₅	-	-
15	Fluctuations de production	(23,8)	80,5
16	Continu D ₄	(1,6)	112,2
17	Interruptible D ₅	(22,2)	(31,8)
18	Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃, D_M et D₄, D₅	-	(2,6)
19	Continu D ₄	-	(3,8)
20	Interruptible D ₅	-	1,2
21	Nouvelles ventes	1,2	-
22	Continu D ₄	1,2	-
23	Interruptible D ₅	-	-
24	Gaz d'appoint concurrence	3,9	7,4
25	Continu D ₄	-	-
26	Interruptible D ₅	3,9	7,4
27	Impact du 29 février	9,7	9,7
28	Continu D ₄	8,5	8,7
29	Interruptible D ₅	1,2	1,0
30	Livraisons anticipées au 30 septembre 2020 (avant interruptions)	3 079,9	3 146,9
31	Interruptions nettes	(8,7)	(4,4)
32	Continu D ₄	-	-
33	Interruptible D ₅	(8,7)	(4,4)
34	Livraisons anticipées au 30 septembre 2020 (après interruptions)	3 071,2	3 142,4

- 1 Note : L'addition des volumes peut occasionner des écarts en raison des arrondis.
2 * Livraisons anticipées 2019, Révision budgétaire 4/8 2019 (R-4076-2018, B-0184, Énergir-H, Document 1, p. 43, ligne 34).
3 ** Livraisons réelles 2019 (R-4114-2019, B-0042, Énergir-9, Document 1, p. 1, lignes 12 et 24, colonne 5) et incluant les volumes
4 de GNL.

- 5 Les livraisons prévues avant interruptions lors de la révision volumétrique 4/8 2020 sont
6 supérieures de 67,0 10⁶m³ aux livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2019-2020
7 (3 079,9 10⁶m³ vs 3 146,9 10⁶m³).

1 La révision à la hausse des volumes de la clientèle grandes entreprises s'explique par une
2 importante augmentation de production. Cette hausse provient principalement de trois clients des
3 secteurs de la production d'énergie, de l'aluminium et de la chimie-pétrochimie. Les deux clients
4 des secteurs de la production d'énergie et de la chimie-pétrochimie connaissent une hausse de
5 leur consommation entre 2019 et 2020 lors de la révision volumétrique 4/8 2020 alors qu'une
6 baisse ou une stabilité de leur consommation était prévue lors de l'établissement de la Cause
7 tarifaire 2019-2020. Concernant le client du secteur de l'aluminium, sa consommation entre 2019
8 et 2020 est en hausse à la suite de la fin d'un conflit de travail prévu lors de la révision
9 volumétrique 4/8 2020.

10 En ce qui a trait aux énergies concurrentes, la substitution du gaz naturel vers l'électricité prévue
11 lors de la Cause tarifaire 2019-2020 pour deux clients du secteur des pâtes et papiers est moins
12 importante que prévu lors de la révision volumétrique 4/8 2020.

13 D'autres éléments expliquent une baisse de volumes, mais à un niveau moindre.

14 L'historique comparatif des livraisons globales entre les prévisions et le réel observé est présenté
15 à l'annexe 1, page 1.

4.2 LIVRAISONS 2019-2020 POUR LE MARCHÉ DES PETIT ET MOYEN DÉBITS

16 Le Tableau 16 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle établie au moment de
17 la Cause tarifaire 2019-2020 ($2\,958,6\ 10^6\text{m}^3$) et la révision volumétrique la plus récente de l'année
18 en cours, soit la révision 4/8 2019 ($3054,9\ 10^6\text{m}^3$). La résultante de chacun des exercices est
19 présentée à la ligne 10. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une
20 variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

Tableau 16

ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ PETIT ET MOYEN DEBITS
Cause tarifaire 2019-2020 vs Révision volumétrique 4/8 2020
 (10⁶m³)

DESCRIPTION	Prévision Cause 2020	Révision 4/8 2020
1 Livraisons au 30 septembre 2019	2 962,8	3 004,0
2 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(14,5)	(15,3)
3 Économie d'énergie hors programmes	(21,9)	(20,7)
4 Énergies nouvelles	(3,0)	(3,0)
5 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(41,6)	16,9
6 Normale climatique	(2,2)	(2,2)
7 Impact du 29 février	2,6	2,8
8 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(0,1)	(1,8)
9 Maturation des nouvelles ventes	76,6	74,2
10 Livraisons anticipées au 30 septembre 2020	2 958,6	3 054,9

* Livraisons anticipées 2019, Révision budgétaire 4/8 2019 (R-4076-2018, B-0184, Energir-H, document 1, p.45)

** Livraisons réelles 2019 (R-4114-2019, Energir-9, document 1)

1 Pour l'année 2020, une hausse de la demande de 96,3 10⁶m³ (3 054,9 10⁶m³ vs 2 958,6 10⁶m³)
 2 est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la Cause tarifaire 2019-2020.
 3 Comme présenté au Tableau 16, cette hausse des livraisons est associée en grande partie à la
 4 variable « pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique » (-41,6 10⁶m³ vs
 5 +16,9 10⁶m³), qui s'explique à la fois par la hausse des prévisions de la croissance du PIB entre
 6 les deux exercices, par les livraisons réelles particulièrement élevées des quatre premiers mois
 7 de 2020, ainsi que, dans une moindre mesure, par l'augmentation plus grande qu'anticipée des
 8 livraisons prévues de la clientèle grandes entreprises au tarif D₁.

4.3 NOMBRE DE CLIENTS ANTICIPÉS 4/8 2019-2020

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

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

1 Par ailleurs, dans sa décision D-2017-094 (paragr. 58) la Régie indiquait que selon la pratique
2 réglementaire usuelle, l'étude budgétaire d'un dossier tarifaire doit comporter une preuve basée
3 sur des résultats 5/7 ou 4/8 de l'année en cours. Ainsi, en soutien à l'utilisation de la formule
4 paramétrique d'établissement des dépenses d'exploitation, le Tableau 17 présente le nombre de
5 clients anticipés lors de la révision volumétrique 4/8 2019-2020 ainsi que dans la Cause tarifaire
6 2020-2021.

Tableau 17**NOMBRE DE CLIENTS ANTICIPÉS**
Révision volumétrique 4/8 2019-2020 et Cause tarifaire 2020-2021

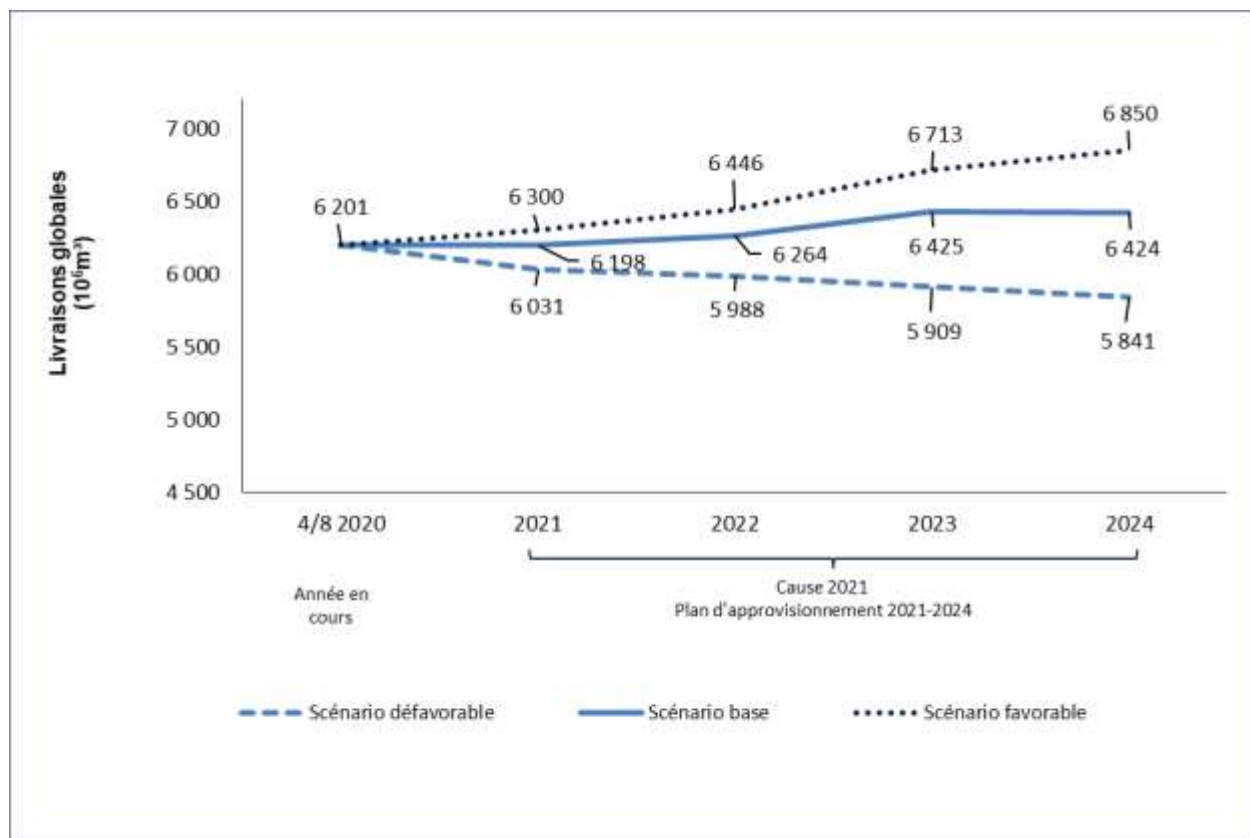
Nombre de clients	Total
4/8 2019-2020	209 575
CT 2020-2021	211 916

5 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2021-2024

- 1 La section qui suit présente les livraisons prévues pour les quatre années du plan
- 2 d'approvisionnement 2021-2024, et ce, pour les scénarios de base, favorable et défavorable. La
- 3 résultante de chacun des scénarios est illustrée dans le Graphique 15.

Graphique 15

SCÉNARIOS DE BASE, FAVORABLE ET DÉFAVORABLE Livraisons globales 2021-2024 (avant interruptions)



5.1 SCÉNARIO DE BASE 2021-2024

5.1.1 Livraisons 2021-2024 pour le marché grandes entreprises

- 4 La prévision des volumes pour le marché grandes entreprises est effectuée client par
- 5 client et n'utilise pas de modèle économique spécifique. Ce sont près de 400 clients,

1 consommant environ 55 % des volumes globaux d'Énergir, qui ont été contactés par les
2 représentants d'Énergir afin de produire des prévisions de livraisons propres à la réalité
3 de chacun. Énergir discute avec chacun de ces clients dans le but d'établir des prévisions
4 sur l'horizon du plan d'approvisionnement et de tenir compte des facteurs économiques
5 et contextuels qui pourraient influencer la consommation des clients. Que ce soit par le
6 contexte de marché dans lequel évolue le client, des variations de production anticipées,
7 des dynamiques de prix des énergies alternatives, de l'efficacité énergétique ou autres,
8 les représentants d'Énergir s'informent sur les différents paramètres pouvant modifier les
9 habitudes de consommation de leurs clients.

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

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

23 Par exemple, la ligne 4 du Tableau 18, « Pertes liées à l'efficacité énergétique »,
24 correspond à la réduction des volumes attribuables au Plan global en efficacité
25 énergétique (PGEÉ). L'impact du PGEÉ sur les volumes livrés est déterminé par rapport
26 à l'historique des gains en efficacité énergétique réalisés par le plan, ainsi que par les
27 prévisions d'économies des participants qui y sont actuellement engagés.

Tableau 18
LIVRAISONS DE GAZ NATUREL 2021-2024
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 2020 (après interruptions)	2 805,7	336,7	3 142,4
2 Interruptions nettes	0,0	4,4	4,4
3 Livraisons anticipées au 30 septembre 2020 (avant interruptions)	2 805,7	341,2	3 146,9
4 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(25,0)	(6,5)	(31,5)
5 Gains (pertes) face à la concurrence	(39,5)	(8,2)	(47,7)
6 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(0,8)	(0,9)	(1,7)
7 Fluctuations de production	107,0	(6,7)	100,3
8 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	3,2	0,2	3,4
9 Nouvelles ventes	17,9	0,0	17,9
10 Gaz d'appoint concurrence	0,0	(20,5)	(20,5)
11 Impact du 29 février 2020	(8,7)	(1,0)	(9,7)
12 Livraisons anticipées au 30 septembre 2021 (avant interruptions)	2 859,6	297,6	3 157,2
13 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(25,3)	(5,2)	(30,5)
14 Gains (pertes) face à la concurrence	(1,0)	0,0	(1,0)
15 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(3,4)	(2,0)	(5,4)
16 Fluctuations de production	47,8	9,6	57,4
17 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	2,0	0,0	2,0
18 Nouvelles ventes	45,7	0,0	45,7
19 Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
20 Impact du 29 février 2020	0,0	0,0	0,0
21 Livraisons anticipées au 30 septembre 2022 (avant interruptions)	2 925,5	299,9	3 225,4
22 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(24,3)	(3,2)	(27,6)
23 Gains (pertes) face à la concurrence	(2,2)	0,0	(2,2)
24 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(1,0)	0,0	(1,0)
25 Fluctuations de production	25,5	1,5	26,9
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	166,8	0,0	166,8
28 Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
29 Livraisons anticipées au 30 septembre 2023 (avant interruptions)	3 090,2	298,1	3 388,4
30 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(22,8)	(2,8)	(25,6)
31 Gains (pertes) face à la concurrence	(0,2)	0,0	(0,2)
32 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
33 Fluctuations de production	23,0	2,2	25,2
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 Livraisons anticipées au 30 septembre 2024 (avant interruptions)	3 090,2	297,6	3 387,8

- 1 Les livraisons totales pour le marché des grandes entreprises augmenteront sur la durée
2 du plan d'approvisionnement, passant de 3 146,9 10⁶m³ en 2020 à 3 387,8,3 10⁶m³ en
3 2024.

1 La hausse globale des volumes au tarif D₄ de 53,9 10⁶m³ entre 2020 et 2021 est
2 essentiellement attribuable aux fluctuations de production, bien que compensées en
3 partie par les pertes face aux énergies concurrentes. Deux clients du secteur de la
4 métallurgie et de la production d'énergie prévoient connaître une fluctuation de production
5 totalisant 60,3 10⁶m³ entre 2020 et 2021. La fluctuation de production du client du secteur
6 de la métallurgie s'explique par une réduction temporaire de sa capacité de production en
7 2020 alors que la fluctuation de production du client du secteur de l'énergie s'explique par
8 une plus grande consommation de la part de ses clients. Concernant les pertes de
9 volumes face aux énergies concurrentes, deux clients du secteur des pâtes et papiers et
10 un client du secteur de l'aluminium expliquent majoritairement la baisse de volumes de
11 39,5 10⁶m³ entre 2020 et 2021. Le client du secteur de l'aluminium a relancé ses
12 chaudières électriques ce qui implique une réduction de consommation de 13,0 10⁶m³
13 entre 2020 et 2021. Deux clients du secteur des pâtes et papiers ont consommé plus de
14 gaz naturel en 2020 à la suite de bris de chaudières à la biomasse, ce qui implique une
15 réduction de consommation de 15,1 10⁶m³ entre 2020 et 2021. Au tarif D₅, la baisse
16 globale des volumes de 43,6 10⁶m³ entre 2020 et 2021 s'explique principalement par la
17 réduction des volumes de consommation de gaz d'appoint concurrence ainsi que par le
18 remplacement du gaz naturel par d'autres sources d'énergie. Cette substitution d'énergie
19 a principalement concerné deux clients du secteur des pâtes et papiers à la suite de
20 l'installation d'une chaudière à biomasse pour 4,8 10⁶m³ pour l'un, ainsi que par la
21 réparation d'une chaudière à biomasse pour l'autre, impliquant une baisse de
22 consommation de gaz naturel de 3,4 10⁶m³.

23 Pour les années 2022 et 2023, l'augmentation des volumes provient de fluctuations de
24 production chez certains clients et de maturation des nouvelles ventes, et ce, malgré une
25 baisse des volumes attribuable à l'efficacité énergétique pour l'ensemble du plan.
26 Concernant la fluctuation de production, elle provient de plusieurs clients, mais un client
27 du secteur de la production d'énergie explique principalement cette fluctuation de volumes
28 en 2022 puisqu'il prévoit augmenter sa consommation de 14,2 10⁶m³ cette année-là. La
29 maturation des nouvelles ventes explique, quant à elle, une grande partie de la variation
30 des volumes en 2022 et 2023 avec une augmentation de 45,7 10⁶m³ et de 166,8 10⁶m³
31 respectivement. Cette variation de volumes s'explique principalement par l'arrivée prévue
32 d'un nouveau client du secteur de la métallurgie en 2022. Ce dernier prévoit une

1 augmentation de sa consommation de 32,2 10⁶m³ en 2022 et de 163,8 10⁶m³ en 2023.
2 N'eût été ce client, la consommation des grandes entreprises aurait été stable entre 2020
3 et 2024. En effet, la consommation serait passée de 3 146,9 10⁶m³ en 2020 à
4 3 191,8 10⁶m³ en 2024, soit une augmentation totale de 1,4 %.

5.1.2 Livraisons 2021-2024 pour le marché des petit et moyen débits

5 La prévision des volumes pour le marché des petit et moyen débits est faite de façon
6 globale pour l'ensemble des clients. Les facteurs pouvant influencer la demande (situation
7 et conjoncture économique, position concurrentielle, efficacité énergétique, etc.) sont
8 analysés distinctement de façon à quantifier le plus précisément possible l'impact de
9 chacun sur les livraisons. Le Tableau 19 présente la prévision de la demande de gaz
10 naturel pour le marché des petit et moyen débits au scénario de base.

Tableau 19
LIVRAISONS DE GAZ NATUREL 2021-2024
MARCHÉ PETIT ET MOYEN DEBITS

	DESCRIPTION	10 ⁶ m ³
1	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2020</i>	3 054,9
2	Économie d'énergie hors programmes	(21,1)
3	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,8)
4	Énergies nouvelles	(3,0)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(32,1)
6	Normale climatique	0,6
7	Impact du 29 février	(2,8)
8	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	(7,5)
9	Maturation des nouvelles ventes	67,2
10	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2021</i>	3 040,3
11	Économie d'énergie hors programmes	(21,0)
12	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(16,5)
13	Énergies nouvelles	(3,0)
14	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(29,0)
15	Normale climatique	(2,4)
16	Impact du 29 février	-
17	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
18	Maturation des nouvelles ventes	70,3
18	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2022</i>	3 038,7
19	Économie d'énergie hors programmes	(21,0)
20	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(17,3)
21	Énergies nouvelles	(3,0)
22	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(25,5)
23	Impact du 29 février	-
24	Normale climatique	(3,3)
25	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
26	Maturation des nouvelles ventes	68,4
27	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2023</i>	3 037,1
28	Économie d'énergie hors programmes	(21,0)
29	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(17,3)
30	Énergies nouvelles	(3,0)
31	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(26,1)
32	Normale climatique	(3,3)
33	Impact du 29 février	2,8
34	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
35	Maturation des nouvelles ventes	67,2
36	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2024</i>	3 036,4

1 Les livraisons pour le marché des petit et moyen débits seront en baisse de 14,6 10⁶m³ la
2 première année du plan d'approvisionnement (passant de 3 054,9 10⁶m³ à
3 3 040,3 10⁶m³). L'augmentation des livraisons causée par la maturation des nouvelles
4 ventes au tarif D₁ et D₃ est contrebalancée par les mesures d'efficacité énergétique du
5 PGEÉ et celles réalisées hors des programmes d'Énergir, ainsi que par l'effet à la baisse

1 sur les livraisons de la faiblesse de la croissance prévue du PIB en 2021. Les volumes de
2 livraisons diminueront ensuite de 1,6 10⁶m³ à la deuxième et à la troisième année du plan.
3 Enfin, une baisse de 0,5 10⁶m³ est prévue pour la quatrième année du plan.

4 Les principales raisons expliquant les variations de livraisons sont détaillées ci-dessous.

5 **Mesures d'économies d'énergie** : Les économies d'énergie réalisées grâce au PGEÉ
6 (15,8 10⁶m³ en 2021) affecteront à la baisse les livraisons prévues. Ces économies
7 d'énergie sont évaluées à partir des économies brutes associées aux différents
8 programmes et excluent les économies d'énergie attribuables à des mesures d'efficacité
9 énergétique conçues pour les nouvelles constructions, ces dernières étant intégrées
10 directement à la maturation des nouvelles ventes. La mise en place de mesures
11 d'efficacité énergétique provenant d'initiatives autonomes des clients, qualifiées de « hors
12 programmes » aura également un effet important à la baisse sur les livraisons (21,1 10⁶m³
13 en 2021).

14 **Énergies nouvelles** : Le volet « énergies nouvelles » concerne l'impact des projets en
15 géothermie et en biomasse sur les volumes. La perte de volumes de gaz naturel relative
16 à ces deux formes d'énergie a été évaluée à 3,0 10⁶m³ par rapport à 2020. Ces volumes
17 sont évalués en fonction des consommations historiques de clients qui ont signifié leur
18 intention de transférer leur consommation vers ces énergies alternatives.

19 **Pertes et variations** : Il existe un lien significatif entre la croissance économique et le
20 niveau de pertes et variations de consommation générées par la clientèle d'Énergir.
21 Chaque année, les volumes sont réduits d'une portion plus ou moins grande en raison de
22 faillites ou de réductions de production par exemple. Les prévisions de pertes et variations
23 sont notamment établies à l'aide d'une régression linéaire en fonction du PIB. Toutes
24 choses étant égales par ailleurs, plus la croissance économique est élevée, moins les
25 pertes subies sont importantes. La croissance du PIB prévue pour 2021 est de 1,56 %,
26 amenant des pertes estimées à 32,1 10⁶m³.

27 **Normale climatique** : La normale climatique utilisée pour l'année 2021 a été mise à jour
28 à l'aide d'une année réelle supplémentaire, celle de 2019. À la suite de l'hiver 2018-2019
29 qui a été particulièrement froid, les volumes prévus en 2021 ont été corrigés à la hausse
30 de 0,6 10⁶m³ (ligne 6 du Tableau 19) en raison de l'ajustement de la normale climatique.

1 De 2022 à 2024, la baisse des volumes liés à la normalisation des températures pour les
2 années 2022, 2023 et 2024 vient essentiellement du réchauffement climatique tendanciel
3 prévu.

4 **Impact du 29 février** : Le retour à une année normale de 365 jours en 2021 génère une
5 baisse de 2,8 10⁶m³. De plus, l'effet sur les livraisons en 2024 d'une année bissextile est
6 de 2,8 10⁶m³.

7 **Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃ et D₄, D₅** : La migration des clients consiste
8 en un transfert de volumes entre les tarifs D₄ et D₅ et les tarifs D₁ et D₃. Deux clients
9 migreront du tarif D₁ vers le tarif D₄, ce qui impactera à la baisse les livraisons en 2021 de
10 7,5 10⁶m³ aux tarifs D₁ et D₃. Aucune autre migration tarifaire n'est prévue pour les années
11 subséquentes.

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

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

23 Une fois les prévisions des nouvelles ventes établies, elles sont transposées en volumes
24 de livraisons. Les volumes de livraison correspondant aux ventes signées d'une année ne
25 sont pas totalement consommés l'année suivante. Des analyses portant sur la
26 consommation réelle des clients suivant la signature de la vente démontrent que les
27 volumes des nouvelles ventes atteignent leur pleine maturation après trois ans. À titre
28 d'exemple, les volumes des ventes signées en 2019 atteindront donc leur pleine
29 maturation en 2021. L'analyse permet de déterminer un ratio annuel qui est utilisé afin de
30 répartir les volumes entre les années suivant la vente. Afin de déterminer les volumes

1 provenant de la maturation des nouvelles ventes qui influencent les livraisons de 2021,
 2 Énergir utilise d'une part, les volumes réellement signés en 2019 et d'autre part, des
 3 volumes prévisionnels de 2020 et 2021 et affecte le ratio aux volumes annuels.

5.1.3 Livraisons globales (scénario de base)

4 Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement 2021-2024 sont présentées
 5 Tableau 20.

Tableau 20
SCÉNARIO DE BASE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2021-2024
 (10⁶m³)

LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2020-2024					
PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES					
DESCRIPTION	Année en cours	Plan d'approvisionnement 2021-2024			
	4 /08 2020*	2021	2022	2023	2024
Service continu	5 860,6	5 899,9	5 964,3	6 127,3	6 126,6
Grandes entreprises	2 805,7	2 859,6	2 925,5	3 090,2	3 090,2
Petit et moyen débits	3 054,9	3 040,3	3 038,7	3 037,1	3 036,4
Service interruptible	340,5	297,6	299,9	298,1	297,6
Contrat régulier	268,5	247,6	249,9	248,1	247,6
Contrat gaz d'appoint	72,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Total	6 201,1	6 197,5	6 264,2	6 425,4	6 424,2
*Volumes après interruptions pour les mois réels					

6 Les résultats montrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2021, une
 7 baisse de 0,06 % des livraisons totales est anticipée. Une hausse de 3,66 % est ensuite
 8 constatée sur l'horizon du plan, entre 2021 et 2024.

5.2 SCÉNARIO FAVORABLE

9 Un scénario favorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2021 à 2024 pour évaluer
 10 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 2,56 % en 2021 à 2,46 % en 2024, 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 du
5 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 2021 et 2024, 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 2021-2024.

17 Le Tableau 21 présente la prévision des livraisons dans un scénario favorable pour l'ensemble
18 des marchés.

Tableau 21
SCÉNARIO FAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2021-2024
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Plan d'approvisionnement 2021-2024			
	2021	2022	2023	2024
Service continu	5 995,0	6 132,7	6 389,6	6 459,9
Grandes entreprises	2 896,2	2 970,4	3 162,2	3 166,6
Petit et moyen débits	3 098,7	3 162,3	3 227,4	3 293,4
Service interruptible	305,4	313,1	323,6	389,9
Contrat régulier	255,4	263,1	273,6	339,9
Contrat gaz d'appoint	50,0	50,0	50,0	50,0
Total	6 300,3	6 445,8	6 713,2	6 849,9

- 1 Le Tableau 22 présente l'écart entre le scénario favorable du Tableau 21 et le scénario de base
- 2 du Tableau 20.

Tableau 22
ÉCARTS DES SCÉNARIOS DE BASE ET FAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2021-2024
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Plan d'approvisionnement 2021-2024			
	2021	2022	2023	2024
Service continu	95,0	168,4	262,3	333,4
Grandes entreprises	36,6	44,9	72,0	76,4
Petit et moyen débits	58,4	123,5	190,3	257,0
Service interruptible	7,8	13,2	25,5	92,3
Contrat régulier	7,8	13,2	25,5	92,3
Contrat gaz d'appoint	-	-	-	-
Total	102,8	181,6	287,8	425,7

- 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

1 du gaz naturel à un niveau très bas, combiné avec une croissance économique encore importante
2 et des conditions de marché avantageuses.

3 Au service continu, la hausse des volumes est principalement due à plusieurs hausses de
4 production chez les clients. En 2024, ces fluctuations de production pourraient ajouter 76,4 10⁶m³.

5 Du côté du service interruptible, l'augmentation de consommation provient principalement d'un
6 client du secteur de la production d'énergie qui pourrait connaître une hausse de consommation
7 à la suite d'une augmentation de production. En 2024, ce client pourrait ajouter 74,6 10⁶m³.

8 Pour le marché des petit et moyen débits, la demande serait en hausse de 58,4 10⁶m³ en 2021
9 dans un contexte favorable par rapport au scénario de base. Cette augmentation des volumes
10 est d'abord due à la croissance économique plus optimiste prévue au scénario favorable, qui
11 aurait un impact à la hausse sur les nouvelles ventes et les livraisons chez les clients existants.
12 La position concurrentielle très favorable du gaz naturel et la hausse des mises en chantier et
13 des permis de bâtir auraient aussi un impact positif sur les nouvelles ventes. Dans un contexte
14 favorable, les pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique seraient également moins
15 grandes.

5.3 SCÉNARIO DÉFAVORABLE

16 Un scénario défavorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2021 à 2024 pour
17 évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

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

- 19 • une croissance économique plus faible, variant de 0,56 % en 2020 à 0,46 % en 2024, soit
20 1 % de moins par année qu'au scénario de base;
- 21 • une position concurrentielle du gaz naturel moins favorable en raison d'une hausse du
22 prix du gaz naturel par rapport à ce qui était prévu au scénario de base et d'une baisse
23 des prix du mazout;
- 24 • une baisse des mises en chantier résidentielles de 10 % et une baisse du nombre des
25 permis de bâtir du marché affaires en fonction de la baisse d'un point de pourcentage de
26 la croissance du PIB.

- 1 De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont
 2 réajustés à la baisse afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun et pouvant
 3 influencer négativement leur consommation, voire entraîner des fermetures. Le scénario
 4 défavorable exclut également les volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2021
 5 et 2024, mais dont la probabilité de réalisation est en dessous de 75 %.
- 6 Le Tableau 23 présente la prévision des livraisons dans un scénario défavorable pour l'ensemble
 7 des marchés.

Tableau 23
SCENARIO DEFAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2021-2024
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Plan d'approvisionnement 2021-2024			
	2021	2022	2023	2024
Service continu	5 790,4	5 749,1	5 672,1	5 604,8
Grandes entreprises	2 811,1	2 836,3	2 827,4	2 826,1
Petit et moyen débits	2 979,3	2 912,8	2 844,7	2 778,6
Service interruptible	240,5	238,9	236,8	236,1
Contrat régulier	240,5	238,9	236,8	236,1
Contrat gaz d'appoint	-	-	-	-
Total	6 030,9	5 987,9	5 908,8	5 840,9

- 8 Le Tableau 24 présente l'écart entre le scénario défavorable du Tableau 23 et le scénario de base
 9 du Tableau 20.

Tableau 24
ÉCARTS DES SCÉNARIOS DE BASE ET DÉFAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2021-2024
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Plan d'approvisionnement 2021-2024			
	2021	2022	2023	2024
Service continu	(109,5)	(215,2)	(455,2)	(521,8)
Grandes entreprises	(48,5)	(89,3)	(262,9)	(264,1)
Petit et moyen débits	(61,0)	(125,9)	(192,4)	(257,7)
Service interruptible	(57,1)	(61,0)	(61,3)	(61,5)
Contrat régulier	(7,1)	(11,0)	(11,3)	(11,5)
Contrat gaz d'appoint	(50,0)	(50,0)	(50,0)	(50,0)
Total	(166,6)	(276,2)	(516,6)	(583,4)

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

3 Dans le cas du service continu, une nouvelle vente ne se réaliserait pas, ce qui induirait une
4 réduction de la consommation de 45,7 10⁶m³ pour l'année 2022, pour atteindre 196,0 10⁶m³ en
5 2023.

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

9 Pour le marché des petit et moyen débits, la demande serait en baisse de 61,0 10⁶m³ en 2021
10 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord due à la croissance
11 économique plus faible qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes et amènerait une
12 pression à la baisse sur les livraisons des clients existants. La détérioration de la situation
13 concurrentielle du gaz naturel et la diminution des mises en chantier et des permis de bâtir
14 auraient aussi un impact négatif sur les nouvelles ventes. L'augmentation des volumes liée à
15 l'efficacité énergétique aurait également un impact à la baisse sur la demande de gaz naturel.

5.4 COMPARAISON DES PLANS D'APPROVISIONNEMENT 2021-2024 ET 2020-2023

- 1 Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente cause
- 2 tarifaire et celles établies lors de la Cause tarifaire 2019-2020⁹. Le Tableau 25 présente une
- 3 comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au Tableau 26.
- 4 Les volumes de l'année 2020 associés au plan d'approvisionnement 2021-2024 correspondent
- 5 aux prévisions effectuées lors de la révision volumétrique 4/8 2019-2020.

Tableau 25
COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR MARCHÉ
Plan 2021-2024 vs Plan 2020-2023
(avant interruptions)

	2020	2021	2022	2023	2024
	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 2021-2024	3 054,9	3 040,3	3 038,7	3 037,1	3 036,4
2 Plan 2020-2023	2 958,6	2 970,1	2 972,9	2 982,8	s/o
3 Écart	96,2	70,2	65,9	54,3	s/o
Grandes entreprises					
4 Plan 2021-2024	3 146,2	3 157,2	3 225,4	3 388,4	3 387,8
5 Plan 2020-2023	3 079,9	3 114,2	3 167,3	3 167,3	s/o
6 Écart	66,3	43,0	58,1	221,1	s/o
Total					
7 Plan 2021-2024	6 201,1	6 197,5	6 264,2	6 425,4	6 424,2
8 Plan 2020-2023	6 038,6	6 084,3	6 140,2	6 150,1	s/o
9 Écart	162,5	113,3	124,0	275,4	s/o

⁹ R-4076-2018, B-0184, Énergir-H, Document 1.

Tableau 26
COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR SERVICE
Plan 2021-2024 vs Plan 2020-2023
(avant interruptions)

	2020	2021	2022	2023	2024
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
Service continu					
1 Plan 2021-2024	5 860,6	5 899,9	5 964,3	6 127,3	6 126,6
2 Plan 2020-2023	5 696,2	5 743,3	5 788,7	5 799,6	s/o
3 Écart	164,4	156,7	175,5	327,7	s/o
Service interruptible					
4 Plan 2021-2024	340,5	297,6	299,9	298,1	297,6
5 Plan 2020-2023	342,4	341,0	351,5	350,4	s/o
6 Écart	(1,9)	(43,4)	(51,5)	(52,3)	s/o
Total					
7 Plan 2021-2024	6 201,1	6 197,5	6 264,2	6 425,4	6 424,2
8 Plan 2020-2023	6 038,6	6 084,3	6 140,2	6 150,1	s/o
9 Écart	162,5	113,3	124,0	275,4	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 LA DÉCISION D-2019-141

- 4 Dans sa décision D-2019-141, la Régie demandait à Énergir le dépôt de deux suivis¹⁰.
- 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.

¹⁰ Décision D-2019-141, paragr. 194 et 282.

- 1 Le deuxième suivi, déposé à l'annexe 4, présente les volumes issus de la maturation des
- 2 nouvelles ventes prévues sur l'horizon de la cause tarifaire, par catégorie tarifaire.

6 CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2021-2024

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 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 2021-2024.

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 de capacité de transport; celle-ci pouvant représenter
21 jusqu'à 10 % des livraisons annuelles d'Énergir. En fonction des livraisons totales projetées pour
22 l'année 2020-2021 de 6 198 10⁶m³¹¹, la marge excédentaire de 10 % représenterait alors
23 1 698 10³m³/jour (soit 6 198/365 x 10 %). Pour l'année 2020-2021 et les suivantes, Énergir ne

¹¹ Section 5.1.3, Tableau 20.

1 planifie pas, pour l'instant, l'ajout de capacité de transport pour répondre à la marge excédentaire
 2 autorisée. En effet, au moment de la rédaction du plan d'approvisionnement, aucun projet
 3 industriel ne répond aux critères présentés lors de la Cause tarifaire 2019-2020 et dont la Régie
 4 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 27 présente la répartition des contrats par durée, excluant les contrats de
 7 Enbridge Gas (auparavant Union Gas).

Tableau 27

Date de fin de contrat	Contrats en vigueur au				
	2020-10-01 (%)	2021-01-01 (%)	2021-11-01 (%)	2022-11-01 (%)	2023-11-01 (%)
2020-12-31	9	0	0	0	0
2022-10-31	3	3	2	0	0
2024-10-31	8	8	7	8	8
2026-10-31	37	34	33	34	34
2030-12-31	0	16	15	16	16
2031-10-31	40	37	36	37	37
2032-10-31	4	3	3	3	3
2041-10-31	0	0	2	2	2
Total	100	100	100	100	100

8 Pour l'année 2020-2021, un peu plus de la moitié des contrats ont une durée de 6 ans ou moins
 9 et l'autre moitié de près de 11 ans.

10 Pour l'année 2020-2021, les besoins de capacité supplémentaire seront comblés par un outil de
 11 pointe contracté auprès d'une tierce partie dans le marché secondaire. Les détails relatifs à cet
 12 outil sont présentés à la section 8. Pour les années subséquentes, Énergir est présentement en
 13 discussion avec TCPL afin d'explorer les possibilités pour combler ces déficits. Les actions
 14 projetées sur l'horizon du plan sont présentées à la section 8.

15 Il est à noter que la refonte du service interruptible (R-3867-2013, phase 2) pourrait également
 16 modifier les besoins d'approvisionnement, mais l'impact précis sur le plan d'approvisionnement

1 ne peut être projeté tant que le nouveau service interruptible ne sera pas développé. Dans
2 l'intérim, pour établir le plan d'approvisionnement 2021-2024, une hypothèse d'ajout de
3 528 10³m³/jour pour la clientèle au service interruptible découlant de la refonte est toutefois
4 utilisée à compter de l'année 2021-2022¹².

5 Aussi, les livraisons en franchise de GNR sont considérées en partie en remplacement de
6 capacités de transport.

7 En terminant, comme mentionné dans la section 1.1.2, de nouveaux tarifs de transport sur le
8 réseau de TCPL sont présentement sous étude par la RÉC. Puisque ce dossier devant la RÉC a
9 été supporté de façon unanime par les membres du TTF, Énergir propose d'utiliser les tarifs de
10 transport à partir du 1^{er} janvier 2021 de ladite entente comme prévision au plan
11 d'approvisionnement.

6.2 FOURNITURE DE GAZ NATUREL

12 La stratégie d'acquisition de fourniture d'Énergir pour les années financières 2020-2021 à
13 2023-2024 est adaptée pour refléter les mouvements de la structure d'approvisionnement.

14 Pour l'année 2020-2021, Énergir procédera par appels d'offres pour les achats contractés
15 d'avance à Dawn, Empress ou Parkway. Comme par le passé, elle sélectionnera les fournisseurs
16 en fonction des critères suivants : la prime demandée, la notation de crédit et l'expérience passée.

17 En ce qui concerne l'initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel (l'Initiative), la
18 Régie ayant pris acte dans la décision D-2019-141 (paragr. 224) de la volonté d'Énergir de
19 s'approvisionner en achats responsables, le premier contrat de ce type a été signé le 30 janvier
20 2020. Cette entente représente approximativement 15 % du total d'approvisionnements en gaz
21 de réseau pour 2019-2020, moins de 10 % pour 2020-2021 et moins de 5 % pour 2021-2022.
22 Les transactions d'achat des années 2 et 3 seront sujettes à l'approbation des plans
23 d'approvisionnement par la Régie lors des dossiers tarifaires à venir. Une annonce a été faite
24 dans les médias le 10 février 2020 et un webinaire a été tenu le 21 février 2020.

¹² Hypothèse retenue au plan d'approvisionnement pour la période 2020-2023 (R-4076-2018, B-0184, Énergir-H, Document 1, pages 64 et 65).

1 L'expérience vécue, bien que positive, permet à Énergir d'apporter une précision au processus
2 de certification EO100 permettant d'obtenir le statut de producteur éligible. Equitable Origins
3 (EO), l'organisme retenu pour effectuer la certification des producteurs, a octroyé la certification
4 EO100 à un producteur gazier. Il est à noter que EO a octroyé la certification alors que le
5 producteur a atteint, entièrement ou en partie, tous les objectifs de performance de niveau 1
6 applicables, tel qu'exigé par la structure de l'Initiative. Le producteur a adopté un processus
7 d'amélioration continue et a établi des plans pour combler les lacunes existantes relevées à
8 l'évaluation. Suite à l'obtention de la certification EO100 par ce producteur, Énergir lui a octroyé
9 le statut de producteur éligible à l'Initiative.

10 Énergir souhaite reconduire l'Initiative pour l'année 2020-2021 selon les mêmes modalités que
11 celles présentées lors du dossier tarifaire 2019-2020¹³ et en conservant la même prime maximale
12 pour les coûts associés à l'Initiative. Cependant, Énergir tient à préciser que le pourcentage du
13 volume de 20 % du gaz de réseau est une cible et non pas une limite. Si la prime maximale
14 permet d'acquérir un volume de gaz plus important, par le versement d'une prime unitaire plus
15 basse qu'estimée, Énergir le fera tout en assurant une diversité d'approvisionnement. En effet,
16 Énergir s'assurera de maintenir une diversité de fournisseurs. Ainsi, pour l'année 2020-2021,
17 Énergir poursuivra ses efforts afin d'attirer de nouveaux fournisseurs et augmenter la proportion
18 du gaz de réseau achetée sous cette initiative.

19 Finalement, et tel que mentionné dans la Cause tarifaire 2019-2020, Énergir s'engage à effectuer
20 une reddition de compte dans le cadre du rapport annuel à l'égard des achats effectués en vertu
21 de l'Initiative.

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

25 La section 7.1 décrit plus amplement les contrats existants, ainsi que les volumes d'achat de gaz
26 naturel qu'Énergir prévoit contracter d'avance pour l'année 2020-2021.

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

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

6.3 AUTRES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT

1 Depuis 2018, Énergir planifie des réceptions de GNR dans son plan d'approvisionnement. Énergir
2 planifie que de nouveaux approvisionnements en GNR deviendront disponibles sur l'horizon du
3 plan. L'annexe 5 résume les injections en GNR faites par la Ville de Saint-Hyacinthe depuis le
4 début de l'année 2019-2020, soit du 1^{er} octobre 2019 au 31 janvier 2020.

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

6.4 ÉQUILIBRAGE

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

14 L'usine LSR est un outil d'approvisionnement de pointe. Elle est donc utilisée comme l'un des
15 derniers outils d'approvisionnement.

16 Les caractéristiques physiques du site de Saint-Flavien impliquent un profil de retrait spécifique
17 défini à l'avance. Une utilisation complète du gaz naturel entreposé à ce site est prévue sur la
18 période de l'hiver. Les dates de début et de fin des retraits, ainsi que la période d'interruption pour
19 la période des Fêtes, peuvent être légèrement modifiées par Énergir en fonction des besoins des
20 clients découlant principalement des prévisions de température.

21 Les caractéristiques du site d'entreposage de Pointe-du-Lac permettent une modulation des
22 injections et des retraits en cours de journée, sur la période de l'hiver, avec une dernière fenêtre
23 de nominations, trois heures avant la fin de la journée gazière, qui peut être utilisée dans certaines
24 conditions. De plus, ce site peut être cyclé en présence d'excédents de capacité de transport.
25 C'est-à-dire que le gaz peut être retiré et réinjecté par la suite, permettant de maintenir un débit
26 élevé de retrait et offrant un volume total de gaz sur la période de l'hiver supérieur à la capacité
27 physique du site. Il est le dernier outil utilisé avant l'interruption, en partie ou en totalité, de la

1 clientèle au service interruptible. Il est donc partiellement utilisé pour répondre à la demande de
2 pointe.

3 Les besoins d'équilibrage sont également comblés en utilisant le site d'entreposage souterrain de
4 Enbridge Gas, situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est un outil très flexible
5 en termes de débit de gaz journalier. Il permet une modulation des besoins de gaz en cours de
6 journée gazière par ses diverses fenêtres de nominations, notamment les fenêtres STS, et est le
7 seul outil qui permet de les utiliser. Ainsi, les capacités de retrait ou d'injection de ce site
8 permettent de répondre aux fluctuations de la demande de la clientèle tout au long de l'année.
9 Le plan d'approvisionnement tient compte du nouveau contrat d'entreposage qui a été conclu à
10 l'hiver 2020 avec Enbridge Gas¹⁴.

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

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

21 Énergir a établi son plan d'approvisionnement 2021-2024 en supposant le maintien de l'ensemble
22 de ses capacités d'entreposage.

6.5 CONCLUSION

23 Sur l'horizon du plan 2021-2024, la structure d'approvisionnement est principalement composée
24 de capacités de transport en provenance de Dawn (via Parkway). La clientèle d'Énergir est en
25 déficit d'approvisionnement pour toutes les années du plan si les hypothèses prévues se
26 réalisent.

¹⁴ Énergir-H, Document 2.

- 1 Les sections 7 et 8 ci-après présentent plus spécifiquement les orientations prises dans la
- 2 planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2021-2024.

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. La date d'échéance, le point de livraison, la période d'achat, ainsi
11 que les volumes quotidiens et annuels reliés à chacun de ces contrats pour le plan
12 d'approvisionnement 2021-2024 y sont spécifiés. Le tableau présente également les
13 totaux visés au plan d'approvisionnement de l'année 2020-2021 et le ratio qui est
14 contracté à ce jour par rapport à ces totaux. Comme présenté à l'annexe 6, à ce jour, il y
15 a quatre contrats de fourniture existants. Énergir projette sécuriser près de 50 % des
16 achats totaux au service de fourniture de gaz naturel avant le début de l'année financière
17 2020-2021.

18 La page 2 de l'annexe 6 présente, selon la structure d'approvisionnement projetée pour
19 l'année 2020-2021, la répartition mensuelle des achats prévus de fourniture de gaz naturel
20 par point d'achat, ainsi que les quantités qu'Énergir prévoit contracter d'avance avant le
21 début de l'année financière 2020-2021.

22 La majeure partie des achats de fourniture de gaz naturel à contracter par Énergir (65,5 %)
23 serait effectuée à Dawn ou Parkway et principalement en hiver. L'autre portion du gaz

1 naturel serait contractée au point Empress (34,2 %). Finalement, des achats de gaz
2 naturel seraient effectués dans le territoire d'Énergir (0,4 %).

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

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

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

21 Énergir pourrait attendre la fin de l'hiver 2020-2021 avant de contracter des achats en
22 bloc à Empress pour les mois de mai à septembre afin de conserver une certaine flexibilité
23 pour moduler les achats en fonction des résultats de l'hiver et de la projection de la
24 demande. De plus, selon les quantités requises, une plus grande partie des achats des
25 mois d'août et septembre pourra être réalisée sur une base « spot » afin de moduler les
26 achats en fonction des besoins d'injection au site d'entreposage d'Enbridge Gas. En effet,
27 la capacité d'injection chez Enbridge Gas est réduite pour cette période et le niveau
28 d'inventaire est presque à 100 %, ce qui entraîne une gestion plus précise des injections
29 à planifier sur cette période et par le fait même, sur les achats de gaz naturel.

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

Volume de fourniture requis pour l'année 2020-2021

4 Pour l'année 2020-2021, le volume total de la fourniture de gaz naturel à acheter par
5 Énergir est estimé à 2 693 10⁶m³. De cette quantité, 2 527 10⁶m³ sont attribués
6 spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de la clientèle. La différence
7 est requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu, usage de la compagnie), la
8 variation nette des retraits et injections d'inventaires, ainsi que le gaz de compression¹⁵
9 requis pour transporter la fourniture jusqu'au territoire d'Énergir et pour injecter aux sites
10 d'entreposage.

11 Il est à noter qu'au volume total mentionné ci-dessus, vient s'ajouter le volume contracté
12 pour les clients engagés auprès d'Énergir dans une entente de fourniture à prix fixe,
13 approvisionnés par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2020-2021, le volume annuel
14 est estimé à 207 10⁶m³.

Prix du service de fourniture

15 Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel pour l'année 2020-2021 est
16 de 10,268 ¢/m³ (2,71 \$/GJ). La section 2.2 « Hypothèses énergétiques » du présent
17 document présente le détail de l'évaluation des prix de fourniture.

Sécurité d'approvisionnement de la fourniture de gaz naturel

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

¹⁵ Les pourcentages de gaz de compression projetés sont indiqués à l'annexe 7, page 3.

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

1 Les clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété, incluant les clients
2 qui fournissent leur propre service de transport, s'approvisionnent directement auprès de
3 leur fournisseur. De son côté, le client en biogaz, desservi par un réseau dédié,
4 s'approvisionne directement dans le territoire d'Énergir.

5 Pour l'année 2020-2021, le volume annuel de tous ces clients est estimé à 3 372 10⁶m³,
6 dont 50 10⁶m³ proviennent des volumes projetés pour les clients au service de gaz
7 d'appoint concurrence.

7.2 TRANSPORT

8 Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans les
9 différents contrats avec les transporteurs TCPL, Enbridge Gas et les tierces parties sont
10 présentées à l'annexe 7, page 1. Ce document détaille les débits au 1^{er} octobre 2020, au
11 1^{er} janvier 2021 et au 1^{er} novembre de chacune des quatre années du plan d'approvisionnement,
12 ainsi que les échéances des différents contrats de transport. Les modalités de renouvellement y
13 sont également indiquées.

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

7.2.1 Services de transport du distributeur

17 Les capacités de transport FTLH totalisent 2 243 10³m³/jour (85 000 GJ/jour) au
18 1^{er} octobre 2020. Comme autorisé par la Régie dans sa décision D-2018-182, toute la
19 capacité de transport FTLH sera convertie en transport PFLD-NBJ au 1^{er} janvier 2021.

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

20 Pour l'année 2020-2021, 10 clients, excluant le client en biogaz, détiendront une capacité
21 journalière moyenne de 143 10³m³/jour. Le volume annuel total de la clientèle qui fournit
22 son service de transport s'élève à 52 10⁶m³ (excluant le client en biogaz).

1 L'hypothèse que ce nombre de clients sera stable pour toute la durée du plan
2 d'approvisionnement est utilisée. Les modalités prévues aux *Conditions de service et Tarif*
3 pour les clients désirant contracter leur propre transport (cession ou préavis de sortie) font
4 en sorte que les autres clients d'Énergir seront tenus indemnes des choix des clients.

5 L'apport des livraisons des clients ayant leur propre service de transport (incluant le client
6 en biogaz) aux outils d'approvisionnement de pointe passe de 251 10³m³/jour en
7 2019-2020 à 236 10³m³/jour en 2020-2021, représentant globalement une baisse de
8 15 10³m³/jour.

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

7.2.3 Gaz d'appoint

12 Une demande de 50 10⁶m³ au service de gaz d'appoint concurrence est projetée à l'année
13 2020-2021, exception faite des mois de décembre à mars où aucun volume n'est projeté.
14 Ainsi, la capacité de transport additionnelle requise pour desservir cette clientèle a été
15 intégrée au plan d'approvisionnement. Toutefois, aucune capacité n'est contractée à cet
16 effet. Énergir concrétisera l'achat de la capacité au besoin, lorsque les contrats de gaz
17 d'appoint seront réalisés en cours d'année.

7.2.4 Coûts de transport

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

Gaz d'appoint concurrence

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

7.3 ENTREPOSAGE

22 Le portefeuille d'outils d'entreposage des clients d'Énergir est constitué de quatre sites : les deux
23 sites d'Intragaz (Pointe-du-Lac et Saint-Flavien), le site d'Enbridge Gas et une usine de

1 liquéfaction, stockage et regazéification (LSR) dont Énergir est propriétaire. La Carte 1 du présent
2 document illustre les différents sites d'entreposage (items encerclés).

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

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

7 Conformément à la décision D-2019-141 (paragr. 316), Énergir a contracté une capacité
8 d'entreposage auprès d'Enbridge Gas lui permettant d'atteindre la capacité d'injection
9 nécessaire à la flexibilité opérationnelle requise. Les détails de ce nouveau contrat ainsi
10 que les analyses associées sont déposés à la pièce Énergir-H, Document 2.

7.3.2 Coûts d'entreposage

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

8 PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS

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

Tableau 28

Outils d'approvisionnement (10 ³ m ³ /jour) Excédents (+)/Déficits (-) par année	
2020-2021	0
2021-2022	(147)
2022-2023	(1 490)
2023-2024	(1 360)

8.1 PLANIFICATION POUR L'ANNÉE 2020-2021

8.1.1 Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2021

Établissement du débit quotidien d'approvisionnement requis

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

9 Dans sa décision D-2009-156, la Régie approuvait que le débit quotidien des outils
10 d'approvisionnement pour sécuriser le plan d'approvisionnement soit fixé à la valeur
11 maximale entre les outils requis pour répondre à la demande continue en journée de
12 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 2020-2021.

Tableau 29

	10 ³ m ³ /jour
Demande continue en journée de pointe	36 723
Débit quotidien hiver extrême	36 029
Maximum [demande pointe; hiver extrême]	36 723

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 2020-2021, une capacité d'entreposage de 5,0 Mm³ est réservée par le client
8 GM GNL.

9 Cette capacité réservée ne limite aucunement la capacité maximale de retrait de
10 5 806 10³m³/jour disponible à l'usine LSR au bénéfice de la daQ.

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

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

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

5 Le tableau suivant présente les résultats des deux scénarios.

Tableau 30

	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)
Année 2020-2021				
Demande continue en journée de pointe		36 723	36 723	
Besoins pour hiver extrême		35 916	36 029	
Outil d'approvisionnement requis	5,0	36 723	36 723	0

6 Ainsi, aucun outil de maintien de fiabilité n'est requis pour l'année 2020-2021.

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

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

1 totalité les coûts d'entreposage de l'usine LSR et le client GM GNL assume en
2 totalité le coût de l'équivalence du besoin d'entreposage (outil de maintien de
3 fiabilité); et

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

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

Outils d'approvisionnement pour répondre aux besoins d'approvisionnement

14 Le Tableau 31 répertorie les différents outils d'approvisionnement disponibles, leur débit
15 journalier maximal respectif, ainsi que la capacité d'approvisionnement déficitaire établie
16 en considérant le débit quotidien maximal de chaque outil. Cette capacité déficitaire
17 correspond aux achats d'un outil de pointe requis à court terme, soit l'option la moins
18 coûteuse selon les hypothèses retenues.

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

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

25 Par ailleurs, lors du dossier tarifaire 2019-2020, Énergir a informé la Régie qu'elle avait
26 révisé à la baisse la capacité de vaporisation garantie quotidienne de l'usine LSR en
27 tenant compte de la philosophie de redondance dite « N+1 ». Énergir a alors expliqué
28 qu'elle contracterait un outil d'approvisionnement de pointe afin de pallier cette réduction

1 de capacité ferme. Dans le cadre du dépôt prévu le ou vers le 30 avril 2020, Énergir
 2 reviendra sur la poursuite des analyses effectuées durant les derniers mois pour tenter de
 3 trouver une solution à long terme et répondre au suivi demandé par la Régie à sa décision
 4 D-2019-141 (paragr. 246).

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

Tableau 31

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	8
Transport fourni par les clients	236
FTSH (Dawn-Energir EDA)	2 192
Transport par échange (Dawn-Energir)	2 875
FTSH (Parkway-Energir EDA & NDA)	13 174
STS (Parkway-Energir EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	1 600
Saint-Flavien	1 512
Volet C	0
Usine LSR (Vaporisation)	5 806
Interruption de liquéfaction GM GNL	297
Sous-total approvisionnements	35 649
Option service de pointe	1 074
Total approvisionnements après option service de pointe	36 723

Stratégie d'approvisionnement retenue

1 Le total des approvisionnements requis pour l'année 2020-2021 s'élève à
 2 36 723 10³m³/jour alors que le débit des approvisionnements actuel est de
 3 35 649 10³m³/jour. Le déficit d'outils à combler est donc de de 1 074 10³m³/jour.

4 Afin de combler ce déficit, Énergir a contracté une option sur un « service de pointe »
 5 auprès d'un fournisseur sur le marché secondaire. Cet outil de pointe correspondrait à un
 6 approvisionnement ponctuel de 1 074 10³m³/jour de fourniture directement dans le
 7 territoire d'Énergir. Cet outil de pointe serait disponible pour 5 journées pendant l'hiver
 8 2020-2021. Son coût de base sera de [REDACTED]. Si Énergir devait l'utiliser, elle devra
 9 alors payer [REDACTED]
 10 [REDACTED]. Avant d'utiliser cet outil, Énergir tentera d'utiliser tout autre
 11 service ou option qui serait disponible et moins onéreux au moment présent.

12 Énergir a jusqu'au [REDACTED] afin de lever l'option, en tout ou en partie, à l'égard de
 13 ce service de pointe. Le cas échéant, l'option n'aurait entraîné aucun coût pour la clientèle.

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

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

Tableau 32

Provision additionnelle à la journée de pointe (10 ³ m ³ /jour)	
Total approvisionnements avant achat/vente	36 723
Achat (+)/Vente (-) de transport	0
Total approvisionnements après achat/vente	36 723
Débit quotidien requis 2020-2021	36 723
Provision additionnelle	0
% du total des approvisionnements	0,00 %

8.1.2 Demande et sources d'approvisionnement gazier

1 L'annexe 10 présente la planification mensuelle pour l'année 2020-2021.

2 La demande totale s'élève à 3 631 10⁶m³ pour la période de l'hiver 2020-2021.
3 L'approvisionnement disponible pour répondre à la demande totale avant interruption se
4 chiffre à 3 620 10⁶m³, incluant les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption
5 de 11 10⁶m³ est requis pour répondre à la demande d'hiver.

6 Durant l'été 2021, la demande totale prévue s'élève à 3 163 10⁶m³, incluant les besoins
7 d'injection aux sites d'entreposage.

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

8.1.3 Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité

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

14 L'annexe 11 présente un plan d'approvisionnement et une analyse de rentabilité pour la
15 première année du plan en fonction de la structure retenue pour l'année 2020-2021
16 (scénario 3) et des scénarios alternatifs (scénarios 1 et 2) :

- 17 1. Achat d'une capacité de transport FTLH de 1 074 10³m³/jour du mois de décembre
18 au mois de mars à un prix de 2,85 \$/GJ.
- 19 2. Achat d'une capacité de transport FTSH de 1 074 10³m³/jour du mois de décembre
20 au mois de mars à un prix de 1,68 \$/GJ.
- 21 3. Achat d'un outil de pointe auprès d'un fournisseur dans le marché secondaire. La
22 capacité quotidienne de cet outil est de 1 074 10³m³/jour et est disponible cinq
23 jours pendant l'hiver 2020-2021. La prime fixe de cet outil est de [REDACTED] et la
24 prime variable est établie comme suit : [REDACTED]
25 [REDACTED].

1 Les prix présentés ci-haut pour les options 1 et 2 sont une moyenne des prix obtenus de
2 la part de trois fournisseurs pour la période visée. Cette analyse consiste en une
3 comparaison des plans d'approvisionnement sous chacun des scénarios ainsi qu'en une
4 comparaison des coûts de ceux-ci.

Impact sur le plan d'approvisionnement

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

Impact sur les coûts d'approvisionnement

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

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

17 Il est à noter que cette évaluation est sommaire et ne peut se comparer directement au
18 coût de service de la Cause tarifaire 2020-2021 qui inclut des éléments additionnels, tels
19 que l'amortissement de différents comptes de frais reportés, les mouvements de trésorerie
20 et les impôts. L'analyse fait également abstraction du prix des achats de fourniture entre
21 les différents services de fourniture d'Énergir et du client. Cette simplification n'a pas
22 d'impact sur le résultat de l'analyse puisque c'est la variation et non le niveau du coût
23 global qui est pertinent.

24 Le scénario 3 est sensiblement moins dispendieux que les scénarios 1 et 2, les économies
25 étant d'un peu plus de 9 M\$. Énergir a donc retenu le scénario 3 pour le plan
26 d'approvisionnement de l'année 2020-2021.

8.1.4 Coefficient d'utilisation FTLH

1 Le coefficient d'utilisation du transport FTLH/NBJ anticipé pour l'année 2020-2021 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 produit,
 4 Énergir agira 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 2020-2021 qui sera intégré à la section « Interruptions » du « Service de
 7 distribution D₅; Interruptible » des *Conditions de service et Tarif*.

Tableau 33

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	59	20
5.6	10 000	30 000	59	20
5.7	30 000	100 000	60	30
5.8	100 000	300 000	63	30
5.9	300 000	et plus	68	30

8.2 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021-2024 – 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 trois 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 2020-2021, aucun outil de
8 maintien de fiabilité ne serait requis de la part du client GM GNL sur l'horizon du plan.

Tableau 34

	Capacité réservée d'entreposage 10^6m^3	Sans réservation à LSR 10^6m^3	Avec réservation à LSR 10^6m^3	Outil de maintien de fiabilité $10^3\text{m}^3/\text{jour}$
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (4) - (3)
Année 2020-2021				
Demande continue en journée de pointe		36 723	36 723	
Besoins pour hiver extrême		35 916	36 029	
Outil d'approvisionnement requis	5,0	36 723	36 723	0
Année 2021-2022				
Demande continue en journée de pointe		36 927	36 927	
Besoins pour hiver extrême		35 922	36 027	
Outil d'approvisionnement requis	5,0	36 927	36 927	0
Année 2022-2023				
Demande continue en journée de pointe		37 569	37 569	
Besoins pour hiver extrême		37 340	37 461	
Outil d'approvisionnement requis	5,0	37 569	37 569	0
Année 2023-2024				
Demande continue en journée de pointe		37 504	37 504	
Besoins pour hiver extrême		35 989	36 029	
Outil d'approvisionnement requis	5,0	37 504	37 504	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

11 Énergir prévoit maintenir les capacités d'entreposage sur l'horizon du plan
12 d'approvisionnement. Le détail des capacités, pour les périodes concernées, se retrouve
13 à l'annexe 13, lignes 30 à 33. Un contrat d'entreposage avec Enbridge Gas (LST109)

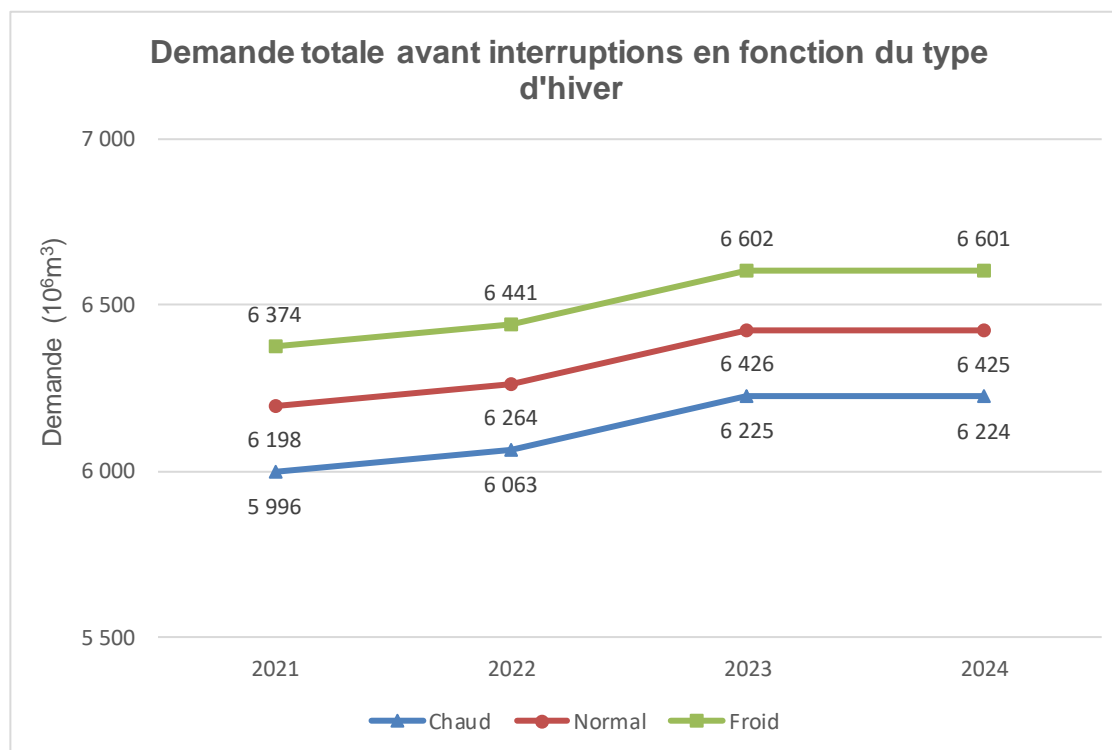
1 viendra à échéance le 31 mars 2021 et Énergir présente à la pièce Énergir-H, Document 3
2 les caractéristiques qu'elle désire faire approuver pour son remplacement.

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

8.2.4 Impact de la température

5 Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, Énergir utilise l'écart annuel total
6 maximal bas et haut observé entre les degrés-jours réels réchauffés depuis 30 ans et les
7 degrés-jours normaux pour l'année tarifaire 2021, évalués en base 13. Ces écarts sont
8 de -15,4 % pour une année chaude et +13,5 % pour une année froide. Les variations
9 potentielles de demande engendrées par ces écarts de température sont illustrées au
10 graphique suivant :

Graphique 16



11 Les impacts de ces variations sur les structures d'approvisionnement des scénarios de
12 base pour les quatre années du plan sont présentés à l'annexe 14. La majorité des

1 variations de la demande dues à la température se répercute par une variation des
2 interruptions et des achats à Dawn (GR et AD) résultant de la modulation de la demande.

8.2.5 Scénario favorable

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

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

8.2.6 Scénario défavorable

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

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

8.3 RISQUE DÉCOULANT DES DIFFÉRENTES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT

15 Dans l'éventualité où un fournisseur ferait défaut de livrer le gaz qu'il s'était engagé à livrer,
16 Énergir devrait se procurer du gaz de remplacement auprès d'autres fournisseurs actifs dans le
17 marché. Ce gaz de remplacement pourrait cependant devoir être acheté à un prix supérieur au
18 prix convenu avec le fournisseur initial. Les ententes en place prévoient toutefois que le
19 fournisseur en défaut de livraison doive indemniser Énergir pour les coûts additionnels encourus
20 pour l'acquisition de gaz de remplacement, le cas échéant.

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

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

- 3 Le risque est donc essentiellement de nature financière et est lié à la solvabilité financière des
- 4 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 afin
8 de ne pas détenir de capacités de transport excédentaires à la
9 demande continue en journée de pointe et à la demande
10 saisonnière de l'hiver extrême. Les ventes sont reliées soit au
11 transport FTLH, soit au transport FTSH à partir de Dawn ou
12 Parkway. Lorsqu'une vente est réalisée à partir de Parkway, cela
13 implique généralement la vente de la capacité de transport M12
14 associée entre Dawn et Parkway. Ces ventes seront généralement
15 réalisées avant le début de l'année financière ou au plus tard avant
16 le début de l'hiver.

17 Vente de transport non utilisé : Vente de capacités de transport non utilisées lorsque ces
18 capacités ne sont pas requises pour répondre à la demande totale
19 (incluant les besoins d'injection). Les ventes sont reliées soit au
20 transport FTLH, soit au transport FTSH à partir de Dawn ou
21 Parkway. Lorsqu'une vente est réalisée à partir de Parkway, cela
22 implique généralement la vente de la capacité de transport M12
23 associée entre Dawn et Parkway. Ces ventes se retrouvent
24 principalement, mais non exclusivement, hors de la période d'hiver.

25 Les revenus d'optimisation résultant des différentes transactions opérationnelles prévues à la
26 Cause tarifaire 2020-2021 sont présentés dans les sous-sections ci-dessous.

9.1.1 Vente de transport *a priori*

1 L'année 2020-2021 du plan d'approvisionnement ne prévoit pas de vente de transport
2 *a priori* puisque cette année est en déficit d'approvisionnement.

9.1.2 Vente de transport non utilisé

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

9.2 TRANSACTIONS FINANCIÈRES

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

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

CONCLUSION

- 1 Énergir a présenté son plan d’approvisionnement, couvrant les années 2021 à 2024
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 2021-2024, 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 2021-2024;**
10 • **de prendre acte du fait qu’aucun outil de maintien par le client GM GNL n’est**
11 **nécessaire pour l’année 2020-2021; et**
12 • **d’interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées**
13 **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 2020-2021
- 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 2020-2021
- Annexe 11 : Plan d'approvisionnement 2020-2021 – Stratégie alternative et analyse de rentabilité
- Annexe 12 : Plan d'approvisionnement 2021-2024
- Annexe 13 : Plan d'approvisionnement 2021-2024 – Comparaison de scénarios sans ou avec réservation à l'usine LSR par le client GM GNL
- Annexe 14 : Plan d'approvisionnement 2021-2024 – Impact potentiel de température
- Annexe 15 : Plan d'approvisionnement 2021-2024 – Scénario favorable
- Annexe 16 : Plan d'approvisionnement 2021-2024 – Scénario défavorable

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

Dossier tarifaire (1)	Livraisons globales (avant interruptions)									
	Livraisons prévues			Livraisons réelles			Variation			
	Service continu 10 ⁶ m ³	Service interruptible 10 ⁶ m ³	Total 10 ⁶ m ³	Service continu 10 ⁶ m ³	Service interruptible 10 ⁶ m ³	Total 10 ⁶ m ³	Service continu 10 ⁶ m ³	Service interruptible 10 ⁶ m ³	Total	
	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	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*	5 677	361	6 039	5 839	318	6 157	162	-43	119	1,97

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

* Les livraisons réelles sont déterminées selon la révision volumétrique 4/8 2020 (avant interruptions).

Original : 2020.04.01

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					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			

(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 2020-2021 à 2023-2024	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 2021-2024.

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 2019. 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 (10 ⁶ m ³)	Prévision 1 an (10 ⁶ m ³)	Écart absolu (10 ⁶ m 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%

1 À partir de cet échantillon de 29 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
5 connaissance du marché dont dispose Énergir au moment de l'établissement des prévisions
6 ou de situations particulières pouvant affecter la prévision d'une année donnée.

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

1.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2020-2021 à 2023-2024

11 Sur la base des données historiques disponibles, Énergir a calculé que la probabilité d'écart
12 de prévision par rapport au scénario de base suit une normale centrée à zéro et de variance
13 égale à 0,19 % (ou d'écart type égal à 4,4 %).

14 Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de
15 base pour 2020-2021 à 2023-2024, tel que présenté au Tableau 2. Les probabilités de
16 réalisation des scénarios favorables sont légèrement plus élevées que les probabilités
17 présentées dans le cadre de la Cause tarifaire 2019-2020 pour les années 2020-2021
18 (R-4076-2018, B-0184, Énergir-H, Document 1). L'écart provient principalement de la faible
19 différenciation des volumes du scénario favorable et du scénario de base au tarif continu par
20 rapport à ceux présentés à la Cause tarifaire 2019-2020. En diminuant les volumes du
21 scénario favorable, l'écart avec les volumes au scénario de base diminue. D'autre part, la
22 probabilité de réalisation du scénario défavorable en 2020-2021 est similaire à la probabilité
23 de réalisation présentée dans le cadre de la Cause tarifaire 2019-2020 pour chacune des
24 années comparables. Les hypothèses de pertes de volumes potentiels sont dans le même
25 ordre de grandeur entre les deux exercices.

Tableau 2
PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS
Service continu

	Réalisation	Probabilité
1	2020-2021	
2	Volume réel au-dessus du scénario favorable	35,62%
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	30,83%
4	Volume réel en dessous du scénario défavorable	33,55%
5	2021-2022	
6	Volume réel au-dessus du scénario favorable	25,91%
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	53,65%
8	Volume réel en dessous du scénario défavorable	20,45%
9	2022-2023	
10	Volume réel au-dessus du scénario favorable	16,36%
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	79,18%
12	Volume réel en dessous du scénario défavorable	4,45%
13	2023-2024	
14	Volume réel au-dessus du scénario favorable	10,65%
15	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	86,78%
16	Volume réel en dessous du scénario défavorable	2,56%

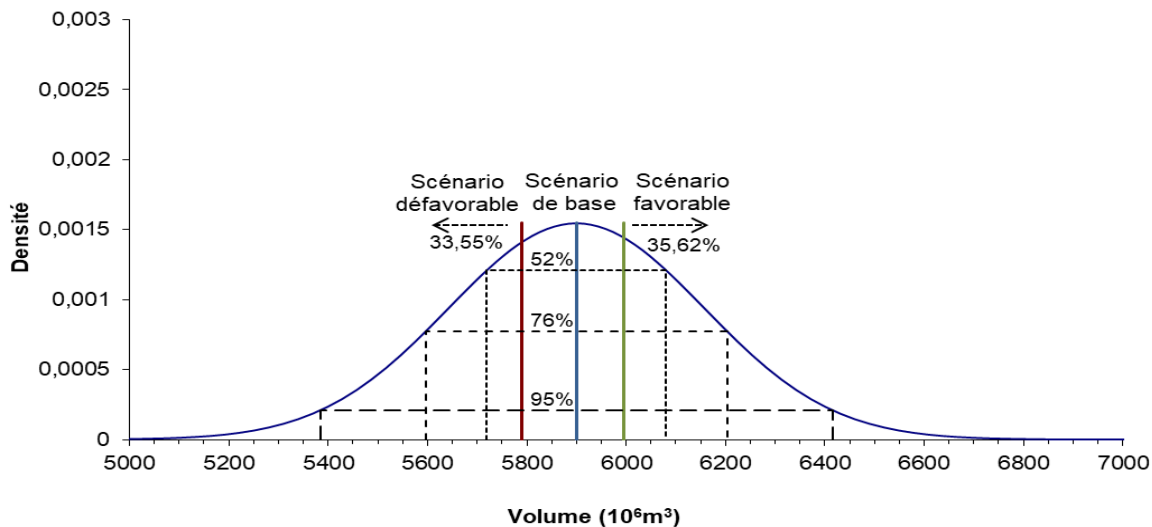
1 Les graphiques suivants présentent la distribution de probabilités de réalisation du volume
 2 livré pour 2020-2021 à 2023-2024, ainsi que le positionnement des trois scénarios et la
 3 probabilité de se situer dans différents intervalles autour de la prévision du scénario de base.

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, pour l'année prévisionnelle 2020-2021, il y a une probabilité de 35,62 %
 13 que le volume prévisionnel soit plus élevé que le scénario favorable. Inversement, il y a une
 14 probabilité de 33,55 % que le volume prévisionnel soit moins élevé que le scénario
 15 défavorable.

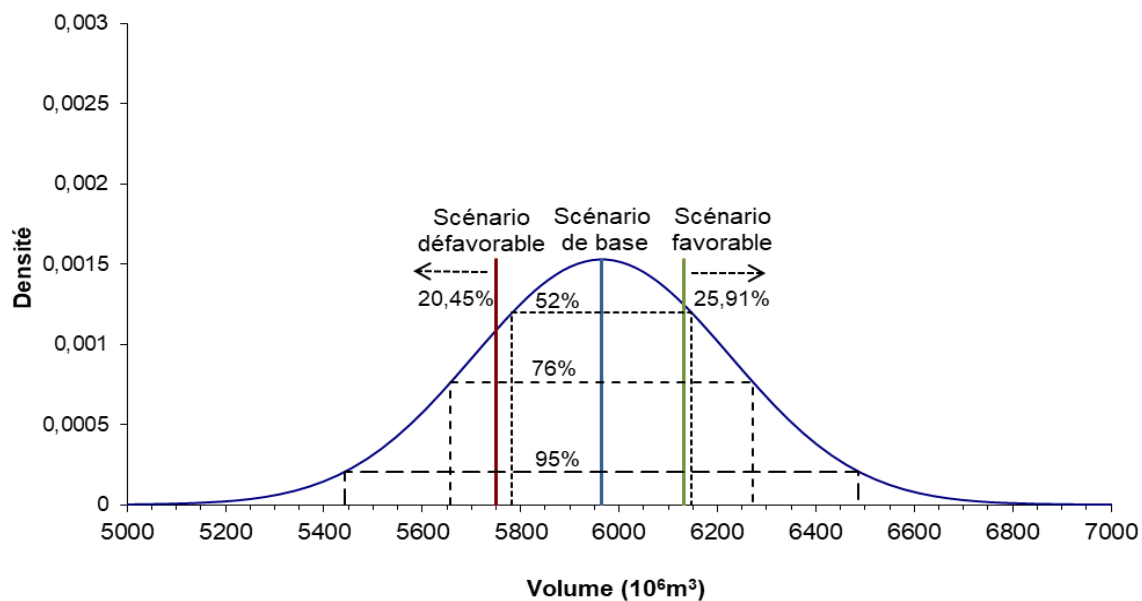
Graphique 1

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2020-2021
(service continu)



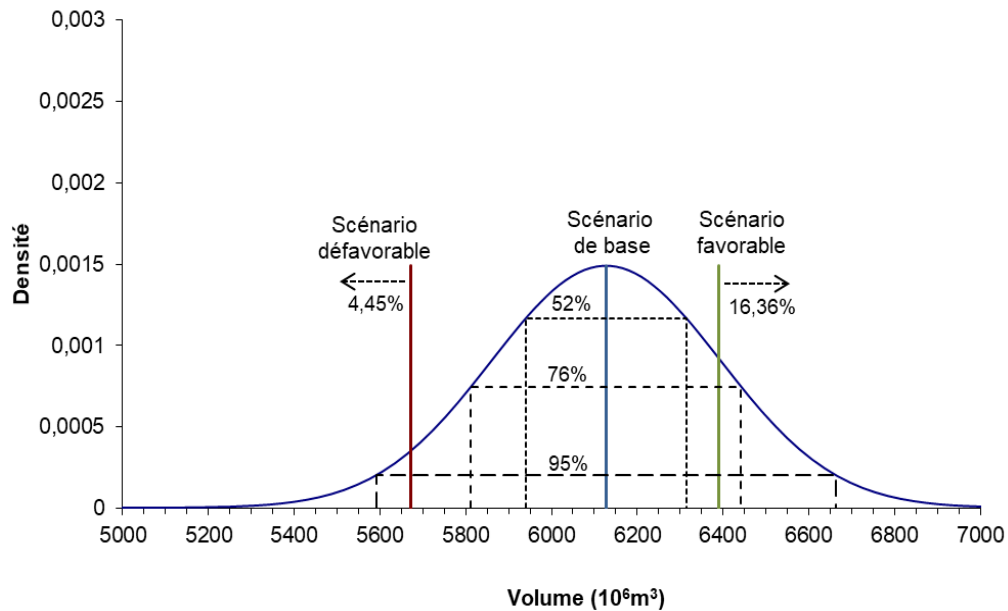
Graphique 2

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



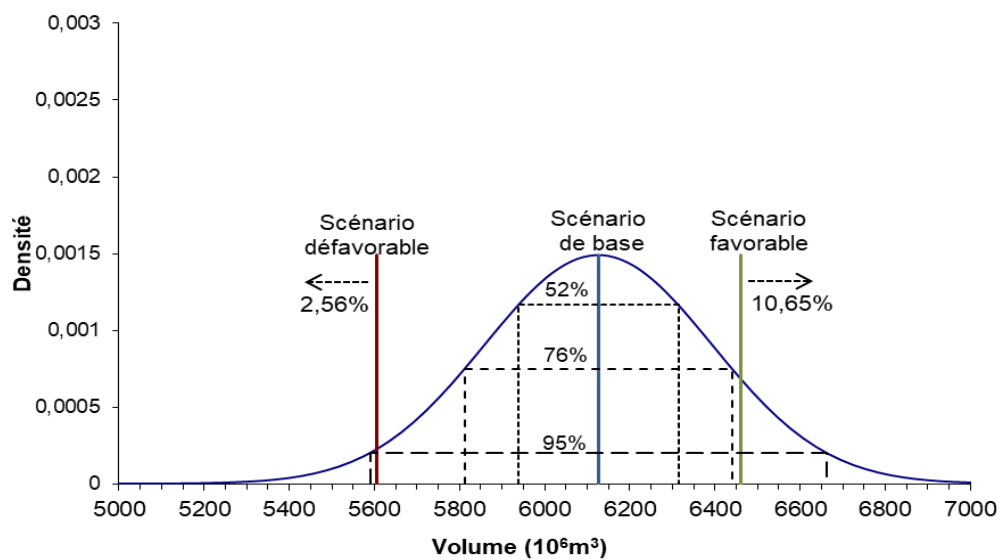
Graphique 3

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



Graphique 4

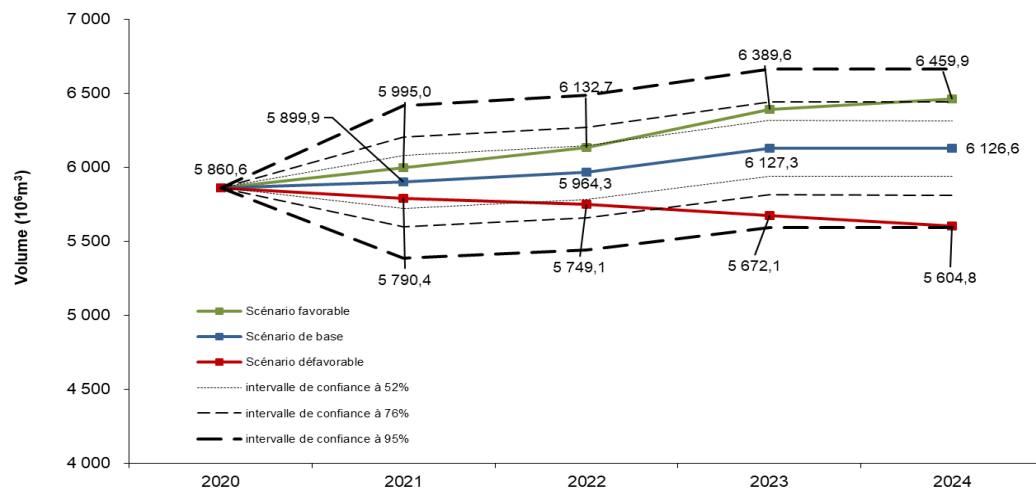
Distribution de probabilités basée sur la prévision 2023-2024
(service continu)



1.3. Aperçu sur quatre ans

1 En combinant les probabilités calculées sur les quatre années, soit de 2020-2021 à
 2 2023-2024, 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

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

2 « [282] La Régie estime qu'il est nécessaire de bien comprendre l'évolution des nouvelles ventes prévues, pour toutes les
3 catégories tarifaires. Pour cette raison, la Régie demande à Énergir de présenter, lors du prochain dossier tarifaire,
4 les nouvelles ventes prévues afin d'en permettre la comparaison. »

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

Tarif	Volume maturé de nouvelles ventes (10 ⁶ m ³)
1 2020-2021	
2 D ₁	66,2
3 D ₃	5,0
4 D ₄	17,9
5 D ₅	-
6 Total	89,1
7 2021-2022	
8 D ₁	65,9
9 D ₃	4,8
10 D ₄	63,6
11 D ₅	-
12 Total	134,3
13 2022-2023	
14 D ₁	63,7
15 D ₃	4,7
16 D ₄	230,4
17 D ₅	-
18 Total	298,8
19 2023-2024	
20 D ₁	62,6
21 D ₃	4,6
22 D ₄	230,4
23 D ₅	-
24 Total	297,6

Énergir, s.e.c.
Cause tarifaire 2020-2021, R-4119-2020

Achats en gaz naturel renouvelable - Ville de Saint-Hyacinthe
du 1^{er} octobre 2019 au 31 janvier 2020

Date de transaction	Date de début	Date de fin	Nomination d'injection m ³	Injection réelle m ³	Surplus / déficit d'injection m ³	Volume quotidien m ³	Coût achat molécule ¢/m ³	Coût achat transport ¢/m ³	Coût achat compression ¢/m ³	Coût achat tonne CO2 ¢/m ³	Coût total GNR livré en franchise \$
2019-09-30	2019-10-01	2019-10-01	12774	12 774	0	12 774	8,626	2,101	0,123	4,311	1 937
2019-10-01	2019-10-02	2019-10-02	12272	12 272	0	12 272	8,635	2,101	0,123	4,311	1 862
2019-10-02	2019-10-03	2019-10-03	14463	14 463	0	14 463	9,006	2,101	0,129	4,311	2 248
2019-10-03	2019-10-04	2019-10-04	11718	11 718	0	11 718	8,863	2,101	0,127	4,311	1 805
2019-10-04	2019-10-05	2019-10-05	8419	8 419	0	8 419	7,813	2,101	0,112	4,311	1 207
2019-10-05	2019-10-06	2019-10-06	10900	10 900	0	10 900	7,813	2,101	0,112	4,311	1 563
2019-10-06	2019-10-07	2019-10-07	9950	9 950	0	9 950	7,813	2,101	0,112	4,311	1 426
2019-10-07	2019-10-08	2019-10-08	13249	13 249	0	13 249	7,798	2,101	0,112	4,311	1 897
2019-10-08	2019-10-09	2019-10-09	13618	13 618	0	13 618	8,266	2,101	0,118	4,311	2 015
2019-10-09	2019-10-10	2019-10-10	12695	12 695	0	12 695	8,373	2,101	0,120	4,311	1 892
2019-10-10	2019-10-11	2019-10-11	12721	12 721	0	12 721	8,272	2,101	0,118	4,311	1 883
2019-10-11	2019-10-12	2019-10-12	13011	13 011	0	13 011	7,771	2,101	0,111	4,311	1 860
2019-10-12	2019-10-13	2019-10-13	3800	3 800	0	3 800	7,771	2,101	0,111	4,311	543
2019-10-13	2019-10-14	2019-10-14	3193	3 193	0	3 193	7,771	2,101	0,111	4,311	456
2019-10-14	2019-10-15	2019-10-15	581	581	0	581	8,507	2,101	0,122	4,311	87
2019-10-15	2019-10-16	2019-10-16	3484	3 484	0	3 484	9,020	2,101	0,129	4,311	542
2019-10-16	2019-10-17	2019-10-17	12167	12 167	0	12 167	9,771	2,101	0,140	4,311	1 986
2019-10-17	2019-10-18	2019-10-18	11797	11 797	0	11 797	9,481	2,101	0,136	4,311	1 891
2019-10-18	2019-10-19	2019-10-19	4803	4 803	0	4 803	8,145	2,101	0,116	4,311	705
2019-10-19	2019-10-20	2019-10-20	3721	3 721	0	3 721	8,145	2,101	0,116	4,311	546
2019-10-20	2019-10-21	2019-10-21	12774	12 774	0	12 774	8,145	2,101	0,116	4,311	1 874
2019-10-21	2019-10-22	2019-10-22	11243	11 243	0	11 243	9,016	2,101	0,129	4,311	1 749
2019-10-22	2019-10-23	2019-10-23	13091	13 091	0	13 091	9,887	2,101	0,141	4,311	2 152
2019-10-23	2019-10-24	2019-10-24	8947	8 947	0	8 947	10,446	2,101	0,149	4,311	1 522
2019-10-24	2019-10-25	2019-10-25	11481	11 481	0	11 481	10,362	2,101	0,148	4,311	1 943
2019-10-25	2019-10-26	2019-10-26	13011	13 011	0	13 011	9,618	2,101	0,138	4,311	2 104
2019-10-26	2019-10-27	2019-10-27	10979	10 979	0	10 979	9,618	2,101	0,138	4,311	1 775
2019-10-27	2019-10-28	2019-10-28	11349	11 349	0	11 349	9,618	2,101	0,138	4,311	1 835
2019-10-28	2019-10-29	2019-10-29	13249	13 249	0	13 249	11,386	2,101	0,163	4,311	2 380
2019-10-29	2019-10-30	2019-10-30	12536	12 536	0	12 536	11,811	2,101	0,169	4,311	2 306
2019-10-30	2019-10-31	2019-10-31	13275	13 275	0	13 275	12,081	2,101	0,173	4,311	2 478
2019-10-31	2019-11-01	2019-11-01	290	290	0	290	11,508	2,101	0,153	4,311	52
2019-11-01	2019-11-02	2019-11-02	0	0	0	0	10,737	2,101	0,143	4,311	0
2019-11-02	2019-11-03	2019-11-03	0	0	0	0	10,737	2,101	0,143	4,311	0
2019-11-03	2019-11-04	2019-11-04	0	0	0	0	10,737	2,101	0,143	4,311	0
2019-11-04	2019-11-05	2019-11-05	1188	1 188	0	1 188	12,607	2,101	0,168	4,311	228
2019-11-05	2019-11-06	2019-11-06	12431	12 431	0	12 431	13,163	2,101	0,175	4,311	2 455
2019-11-06	2019-11-07	2019-11-07	12563	12 563	0	12 563	13,747	2,101	0,183	4,311	2 555
2019-11-07	2019-11-08	2019-11-08	12246	12 246	0	12 246	13,347	2,101	0,178	4,311	2 441
2019-11-08	2019-11-09	2019-11-09	11613	11 613	0	11 613	12,882	2,101	0,171	4,311	2 260
2019-11-09	2019-11-10	2019-11-10	9633	9 633	0	9 633	12,882	2,101	0,171	4,311	1 875
2019-11-10	2019-11-11	2019-11-11	11401	11 401	0	11 401	12,882	2,101	0,171	4,311	2 219
2019-11-11	2019-11-12	2019-11-12	5041	5 041	0	5 041	12,502	2,101	0,166	4,311	962
2019-11-12	2019-11-13	2019-11-13	12721	12 721	0	12 721	12,475	2,101	0,166	4,311	2 424
2019-11-13	2019-11-14	2019-11-14	9528	9 528	0	9 528	12,044	2,101	0,160	4,311	1 774
2019-11-14	2019-11-15	2019-11-15	11903	11 903	0	11 903	12,351	2,101	0,164	4,311	2 253
2019-11-15	2019-11-16	2019-11-16	5727	5 727	0	5 727	12,413	2,101	0,165	4,311	1 088
2019-11-16	2019-11-17	2019-11-17	11269	11 269	0	11 269	12,413	2,101	0,165	4,311	2 140
2019-11-17	2019-11-18	2019-11-18	4381	4 381	0	4 381	12,413	2,101	0,165	4,311	832
2019-11-18	2019-11-19	2019-11-19	1161	1 161	0	1 161	12,105	2,101	0,161	4,311	217
2019-11-19	2019-11-20	2019-11-20	10478	10 478	0	10 478	12,207	2,101	0,162	4,311	1 968
2019-11-20	2019-11-21	2019-11-21	11243	11 243	0	11 243	12,581	2,101	0,167	4,311	2 154
2019-11-21	2019-11-22	2019-11-22	11296	11 296	0	11 296	12,489	2,101	0,166	4,311	2 154
2019-11-22	2019-11-23	2019-11-23	10847	10 847	0	10 847	12,729	2,101	0,169	4,311	2 095
2019-11-23	2019-11-24	2019-11-24	8709	8 709	0	8 709	12,729	2,101	0,169	4,311	1 682
2019-11-24	2019-11-25	2019-11-25	7707	7 707	0	7 707	12,729	2,101	0,169	4,311	1 488
2019-11-25	2019-11-26	2019-11-26	9818	9 818	0	9 818	12,321	2,101	0,164	4,311	1 855
2019-11-26	2019-11-27	2019-11-27	10293	10 293	0	10 293	11,441	2,101	0,152	4,311	1 853
2019-11-27	2019-11-28	2019-11-28	10689	10 689	0	10 689	11,441	2,101	0,152	4,311	1 924
2019-11-28	2019-11-29	2019-11-29	10610	10 610	0	10 610	11,441	2,101	0,152	4,311	1 910
2019-11-29	2019-11-30	2019-11-30	10346	10 346	0	10 346	11,441	2,101	0,152	4,311	1 863
2019-11-30	2019-12-01	2019-12-01	9422	9 422	0	9 422	11,379	2,101	0,181	4,243	1 687
2019-12-01	2019-12-02	2019-12-02	8234	8 234	0	8 234	11,379	2,101	0,181	4,243	1 474
2019-12-02	2019-12-03	2019-12-03	9712	9 712	0	9 712	10,932	2,101	0,174	4,243	1 695
2019-12-03	2019-12-04	2019-12-04	10161	10 161	0	10 161	11,488	2,101	0,183	4,243	1 830
2019-12-04	2019-12-05	2019-12-05	10874	10 874	0	10 874	11,053	2,101	0,176	4,243	1 911
2019-12-05	2019-12-06	2019-12-06	9765	9 765	0	9 765	11,189	2,101	0,178	4,243	1 729
2019-12-06	2019-12-07	2019-12-07	8551	8 551	0	8 551	11,006	2,101	0,175	4,243	1 499
2019-12-07	2019-12-08	2019-12-08	3484	3 484	0	3 484	11,006	2,101	0,175	4,243	611

Énergir, s.e.c.
Cause tarifaire 2020-2021, R-4119-2020

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 achat molécule ¢/m³	Coût achat transport ¢/m³	Coût achat compression ¢/m³	Coût achat tonne CO2 ¢/m³	Coût total GNR livré en franchise \$
2019-12-08	2019-12-09	2019-12-09	5622	5 622	0	5 622	11,006	2,101	0,175	4,243	985
2019-12-09	2019-12-10	2019-12-10	5410	5 410	0	5 410	10,211	2,101	0,162	4,243	904
2019-12-10	2019-12-11	2019-12-11	8155	8 155	0	8 155	10,376	2,101	0,165	4,243	1 377
2019-12-11	2019-12-12	2019-12-12	11375	11 375	0	11 375	10,472	2,101	0,166	4,243	1 932
2019-12-12	2019-12-13	2019-12-13	11111	11 111	0	11 111	10,365	2,101	0,165	4,243	1 875
2019-12-13	2019-12-14	2019-12-14	9923	9 923	0	9 923	10,462	2,101	0,166	4,243	1 684
2019-12-14	2019-12-15	2019-12-15	2613	2 613	0	2 613	10,462	2,101	0,166	4,243	443
2019-12-15	2019-12-16	2019-12-16	9000	9 000	0	9 000	10,462	2,101	0,166	4,243	1 527
2019-12-16	2019-12-17	2019-12-17	10187	10 187	0	10 187	10,961	2,101	0,174	4,243	1 781
2019-12-17	2019-12-18	2019-12-18	9316	9 316	0	9 316	10,848	2,101	0,172	4,243	1 618
2019-12-18	2019-12-19	2019-12-19	3985	3 985	0	3 985	10,381	2,101	0,165	4,243	673
2019-12-19	2019-12-20	2019-12-20	3748	3 748	0	3 748	10,239	2,101	0,163	4,243	628
2019-12-20	2019-12-21	2019-12-21	5041	5 041	0	5 041	10,604	2,101	0,169	4,243	863
2019-12-21	2019-12-22	2019-12-22	3193	3 193	0	3 193	10,604	2,101	0,169	4,243	547
2019-12-22	2019-12-23	2019-12-23	0	0	0	0	10,604	2,101	0,169	4,243	0
2019-12-23	2019-12-24	2019-12-24	0	0	0	0	10,226	2,101	0,163	4,243	0
2019-12-24	2019-12-25	2019-12-25	0	0	0	0	10,107	2,101	0,161	4,243	0
2019-12-25	2019-12-26	2019-12-26	0	0	0	0	10,107	2,101	0,161	4,243	0
2019-12-26	2019-12-27	2019-12-27	11032	11 032	0	11 032	10,049	2,101	0,160	4,243	1 826
2019-12-27	2019-12-28	2019-12-28	10135	10 135	0	10 135	9,590	2,101	0,152	4,243	1 630
2019-12-28	2019-12-29	2019-12-29	10662	10 662	0	10 662	9,590	2,101	0,152	4,243	1 715
2019-12-29	2019-12-30	2019-12-30	11269	11 269	0	11 269	9,590	2,101	0,152	4,243	1 813
2019-12-30	2019-12-31	2019-12-31	0	0	0	0	9,581	2,101	0,152	4,243	0
2019-12-31	2020-01-01	2020-01-01	1135	1 135	0	1 135	9,317	2,092	0,131	4,243	179
2020-01-01	2020-01-02	2020-01-02	11269	11 269	0	11 269	9,317	2,092	0,131	4,243	1 779
2020-01-02	2020-01-03	2020-01-03	10425	10 425	0	10 425	9,286	2,092	0,131	4,243	1 642
2020-01-03	2020-01-04	2020-01-04	10926	10 926	0	10 926	9,186	2,092	0,130	4,243	1 710
2020-01-04	2020-01-05	2020-01-05	10135	10 135	0	10 135	9,186	2,092	0,130	4,243	1 586
2020-01-05	2020-01-06	2020-01-06	9792	9 792	0	9 792	9,186	2,092	0,130	4,243	1 532
2020-01-06	2020-01-07	2020-01-07	10794	10 794	0	10 794	9,613	2,092	0,136	4,243	1 736
2020-01-07	2020-01-08	2020-01-08	12035	12 035	0	12 035	9,601	2,092	0,135	4,243	1 934
2020-01-08	2020-01-09	2020-01-09	11639	11 639	0	11 639	9,486	2,092	0,134	4,243	1 857
2020-01-09	2020-01-10	2020-01-10	11111	11 111	0	11 111	9,263	2,092	0,131	4,243	1 748
2020-01-10	2020-01-11	2020-01-11	11454	11 454	0	11 454	9,683	2,092	0,137	4,243	1 850
2020-01-11	2020-01-12	2020-01-12	11058	11 058	0	11 058	9,683	2,092	0,137	4,243	1 786
2020-01-12	2020-01-13	2020-01-13	11190	11 190	0	11 190	9,683	2,092	0,137	4,243	1 808
2020-01-13	2020-01-14	2020-01-14	11718	11 718	0	11 718	9,823	2,092	0,139	4,243	1 910
2020-01-14	2020-01-15	2020-01-15	6334	6 334	0	6 334	9,858	2,092	0,139	4,243	1 035
2020-01-15	2020-01-16	2020-01-16	0	3 721	3 721	3 721	9,352	2,092	0,132	4,243	589
2020-01-16	2020-01-17	2020-01-17	2560	2 560	0	2 560	9,494	2,092	0,134	4,243	409
2020-01-17	2020-01-18	2020-01-18	0	0	0	0	9,007	2,092	0,127	4,243	0
2020-01-18	2020-01-19	2020-01-19	0	0	0	0	9,007	2,092	0,127	4,243	0
2020-01-19	2020-01-20	2020-01-20	0	0	0	0	9,007	2,092	0,127	4,243	0
2020-01-20	2020-01-21	2020-01-21	0	0	0	0	9,007	2,092	0,127	4,243	0
2020-01-21	2020-01-22	2020-01-22	317	317	0	317	8,533	2,092	0,120	4,243	47
2020-01-22	2020-01-23	2020-01-23	15783	15 783	0	15 783	8,662	2,092	0,122	4,243	2 386
2020-01-23	2020-01-24	2020-01-24	14041	14 041	0	14 041	8,686	2,092	0,122	4,243	2 126
2020-01-24	2020-01-25	2020-01-25	16231	16 231	0	16 231	8,414	2,092	0,119	4,243	2 413
2020-01-25	2020-01-26	2020-01-26	13882	13 882	0	13 882	8,414	2,092	0,119	4,243	2 064
2020-01-26	2020-01-27	2020-01-27	14542	14 542	0	14 542	8,414	2,092	0,119	4,243	2 162
2020-01-27	2020-01-28	2020-01-28	16337	16 337	0	16 337	8,661	2,092	0,122	4,243	2 470
2020-01-28	2020-01-29	2020-01-29	13724	13 724	0	13 724	8,589	2,092	0,121	4,243	2 065
2020-01-29	2020-01-30	2020-01-30	16627	16 627	0	16 627	8,465	2,092	0,119	4,243	2 481
2020-01-30	2020-01-31	2020-01-31	14938	14 938	0	14 938	8,379	2,092	0,118	4,243	2 216

**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)			(2)	(3)					Début
1	Empress	2020-10-31	1 584	2020-10-01	2020-10-31	Aeco	49	6%	855	
2							TOTAL - Empress			6%
3	Dawn	2021-02-28 2021-03-31	4 1 056	2020-10-01	2021-02-28 2021-03-31	Prix négocié Dawn	1	0,0%	1 545	
4							128	8,3%		
5							TOTAL - Dawn			8,3%
6	Territoire d'Énergir	VSH 2037-03-31 GNR (autres) à venir	14 3	2020-10-01	2021-09-30 2021-09-30	Dawn Prix négocié	5,0	53,5%	9	
7							4,0	42,8%		
8							TOTAL - Territoire Énergir			100,0%
9										
10										
12	Volume total annuel (10⁶m³) :							186,5	2 406	
13								7,75%		

ACHATS DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL PROJETÉS - ANNÉE 2020-2021*

	Dawn			Empress			Territoire d'Énergir			Achats totaux			
	À contracter d'avance	En attente	Total	À contracter d'avance	En attente	Total	À contracter d'avance	En attente	Total	À contracter d'avance	En attente	Total	% à contracter d'avance
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	
oct-20	0	73	73	49	24	73	0,6	0,0	0,6	50	97	146	5,8%
nov-20	94	94	188	32	39	70	0,5	0,0	0,5	126	132	258	10,3%
déc-20	166	55	222	33	40	73	0,6	0,0	0,6	200	95	295	11,8%
janv-21	185	62	247	33	40	73	0,6	0,0	0,6	219	102	321	12,8%
févr-21	192	64	256	30	36	66	0,5	0,0	0,5	222	100	323	12,9%
mars-21	192	64	256	33	40	73	0,6	0,0	0,6	225	104	329	13,2%
avr-21	58	108	166	25	46	70	0,5	0,0	0,5	83	154	237	9,5%
mai-21	0	64	64	25	47	72	0,6	0,0	0,6	26	111	137	5,5%
juin-21	0	40	40	24	45	70	0,9	0,0	0,9	25	86	111	4,4%
juil-21	0	43	43	25	47	73	0,9	0,0	0,9	26	91	117	4,7%
août-21	0	39	39	25	47	72	1,6	0,0	1,6	27	86	113	4,5%
sept-21	0	44	44	25	46	70	1,6	0,0	1,6	26	89	116	4,6%
Total	983	562	1 638	358	497	855	9	0	9	1 255	1 248	2 503	
Prorata du total			65,5%			34,2%			0,4%	50,2%	49,8%		

* Basé sur le plan d'hiver chaud

**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
TRANSPORT**

	Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Échéance (3)	Débit total Année 2021 (10 ⁶ m ³ /an) (4)	Débit quotidien					Modalité contractuelle (11)	Note (12)
					2020-10-01 (10 ³ m ³ /jour) (5)	2021-01-01 (10 ³ m ³ /jour) (6)	2021-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (7)	2022-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (8)	2023-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (10)		
1	Empress-Energir EDA	TCPL (FTLH)	2020-12-31	177	1 927	0	0	0	0		1
2			<i>sous-tot.</i>	177	1 927	0	0	0	0		
3	Empress-Energir NDA	TCPL (FTLH)	2020-12-31	24	264	0	0	0	0		1
4			2020-12-31	5	53	0	0	0	0		1
5			<i>sous-tot.</i>	29	317	0	0	0	0		
5	Empress-NBJ	TCPL (LTFP)	2030-12-31	526	0	1 927	1 927	1 927	1 927	2	
6			2030-12-31	72	0	264	264	264	264	2	
7			2030-12-31	14	0	53	53	53	53	2	
8			<i>sous-tot.</i>	612	0	2 243	2 243	2 243	2 243		
9	NBJ-Energir EDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	526	0	1 927	1 927	1 927	1 927	2	
10			<i>sous-tot.</i>	526	0	1 927	1 927	1 927	1 927		
11	NBJ-Energir NDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	72	0	264	264	264	264	2	
12			2030-12-31	14	0	53	53	53	53	2	
13			<i>sous-tot.</i>	86	0	317	317	317	317		
14	Dawn-Energir EDA	TCPL (FTSH)	2026-10-31	482	1 320	1 320	1 320	1 320	1 320	1	
15			2026-10-31	318	872	872	872	872	872	1	
16			<i>Sous-total</i>	800	2 192	2 192	2 192	2 192	2 192		
17		Tierce partie	2022-10-31	260	711	711	711	0	0	3	
18			2024-10-31	790	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164	4	
19	<i>Sous-total</i>	1 050	2 875	2 875	2 875	2 164	2 164				
20	Parkway-Energir EDA	TCPL (STS)	2026-10-31	1 209	3 313	3 313	3 313	3 313	3 313	1	
21			2026-10-31	247	676	676	676	676	676	1	
22			2026-10-31	433	1 188	1 188	1 188	1 188	1 188	1	
23			2026-10-31	193	528	528	528	528	528	1	
24		<i>Sous-total</i>	2 082	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705			
25		TCPL (FTSH)	2026-10-31	626	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1	
26			2031-10-31	2 304	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	1	
27	2031-10-31		376	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1		
28	TCPL (FTSH)	2031-10-31	188	515	515	515	515	515	1		
29		2031-10-31	819	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	1		
30		2032-10-31	349	955	955	955	955	955	1		
31	<i>Sous-total</i>	4 661	12 770	12 770	13 372	13 372	13 372				
32	Parkway-Energir NDA	TCPL (FTSH)	2031-10-31	148	405	405	405	405	1		
33			<i>Sous-total</i>	148	405	405	405	405	405		
34	Dawn-Parkway	Enbridge Gas (M12)	2022-03-31	501	1 381	1 381	1 381	1 381	1 381	5	3
35			2022-03-31	219	605	605	605	605	605	5	
36			2021-03-31	849	2 342	2 342	0	0	0	5	
37			2027-10-31	622	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	5	
38			2025-10-31	2 466	6 803	6 803	6 803	6 803	6 803	5	
39			2031-10-31	378	1 043	1 043	1 043	1 043	1 043	5	
40			2031-10-31	189	521	521	521	521	521	5	
41			2031-10-31	820	2 261	2 261	2 261	2 261	2 261	5	
42			2032-10-31	351	968	968	968	968	968	5	
45		<i>Sous-total</i>	6 393	17 640	17 640	15 298	15 298	15 298			
46	Tierce partie	2023-10-31	250	686	686	686	686	686		2	
47		2023-10-31	289	792	792	792	792	792		2	
48		2024-03-31	0	0	0	2 342	2 342	2 342		3	
	<i>Sous-total</i>	540	1 479	1 479	3 821	3 820	3 820				

MODALITÉ CONTRACTUELLE

1. Droit de renouvellement annuel avec préavis de 2 ans
2. Pas de modalité de renouvellement
3. Possibilité de prolongation avec préavis avant le 30/04/2019 ou suite à une demande de prolongation de contrat de TCPL. Non renouvelé
4. Possibilité de prolongation d'un an avec préavis avant le 28/02/2023
5. Préavis de 2 ans pour ne pas renouveler, sinon renouvellement automatique pour 1 an

NOTE

1. Au 1^{er} janvier 2021, ces contrats seront convertis en NBJ LTFP (TCPL LTFP)
2. Contrats non renouvelés. Remplacés par des contrats du marché secondaire (tierce partie)
3. Contrat non renouvelé. Remplacé par un contrat du marché secondaire (tierce partie)

TARIFS DE TRANSPORT : TCPL ET ENBRIDGE GAS

			<i>Au 1^{er} janvier 2020</i>			<i>Au 1^{er} janvier 2021</i>		
			\$/GJ/mois (1)	\$/GJ (2)	¢/m ³ (3)	\$/GJ/mois (4)	\$/GJ (5)	¢/m ³ (6)
1	FTLH Empress - Energir EDA²	Prime fixe	50,9242	1,6742	6,344	45,0353	1,4806	5,610
2	FTLH Empress - Energir NDA²	Prime fixe	39,2171	1,2893	4,885	31,9964	1,0519	3,986
3	FTSH Dawn - Energir EDA	Prime fixe	16,6474	0,5473	2,074	21,7053	0,7136	2,704
4		<i>Surcharge point de réception Union Dawn</i>	0,1459	0,0048	0,018	0,1314	0,0043	0,016
5		Total	16,7932	0,5521	2,092	21,8367	0,7179	2,720
6	FTSH Parkway - Energir EDA	Prime fixe	12,9402	0,4254	1,612	16,8065	0,5525	2,094
7	FTSH Parkway - Energir NDA	Prime fixe	10,6906	0,3515	1,332	14,6068	0,4802	1,820
8	STS Parkway - Energir EDA/NDA	Prime fixe	12,9402	0,4254	1,612	16,8065	0,5525	2,094
			<i>Au 1^{er} janvier 2020</i>			<i>Au 1^{er} janvier 2021</i>		
			\$/GJ/mois (1)	\$/GJ (2)	¢/m ³ (3)	\$/GJ/mois (4)	\$/GJ (5)	¢/m ³ (6)
9	M12 Dawn à Parkway	Prime fixe	3,632	0,1194	0,452	3,632	0,1194	0,452
10		Prime variable		0,0020	0,008		0,0020	0,008
11		Prime variable pour excédent		0,119	0,451		0,119	0,451

¹ Tous les taux à 100 % CU

² À partir du 1^{er} janvier 2021, le prix reflète le tarif du tronçon Empress - North Bay Junction - EDA/NDA

RATIOS PROJÉTÉS DE GAZ DE COMPRESSION

TCPL

		Projection 2021
1	FTLH Empress-Energir EDA	4,48%
2	FTLH Empress-Energir NDA	3,48%
3	FTLH Empress-Dawn	3,87%
4	FTSH Dawn-Energir EDA	1,35%
5	FTSH Parkway-Energir EDA	1,05%
6	FTSH Parkway-Energir NDA	0,86%
7	STS Parkway-Energir EDA	1,05%

Enbridge Gas

Tarif M12 Dawn à Parkway

8	Octobre	0,768%
9	Novembre	0,915%
10	Décembre	1,036%
11	Janvier	1,193%
12	Février	1,133%
13	Mars	1,057%
14	Avril	0,899%
15	Mai	0,640%
16	Juin	0,535%
17	Juillet	0,519%
18	Août	0,414%
19	Septembre	0,410%

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 2	Enbridge Gas LST 116	31/03/2023	Note 1	56 083			673
							449
3 4	LST 114	31/03/2022					2 447 1 631
5 6	LST 109	31/03/2021					697 465
7	ASN 004	n/a	Note 2	0			871
8 9		Total					871
			318 026	> 79 506 < 79 506	3 816 2 544	> 238 519 < 238 519	4 770 4 770
10 11 12 13 14 15 16 17 18 19	Intragaz PdL*	30/04/2023		[entre ; et]		[entre ; et]	
				[33 500 ; 36 600]	1 600	[0 ; 14 400]	2 400
				[30 500 ; 33 500]	1 500	[14 400 ; 21 960]	2 300
				[27 500 ; 30 500]	1 400	[21 960 ; 27 300]	1 500
				[25 200 ; 27 500]	1 300	[27 300 ; 29 280]	1 000
				[23 000 ; 25 200]	1 200	[29 280 ; 31 110]	800
				[20 800 ; 23 000]	1 100	[31 110 ; 32 940]	500
				[17 950 ; 20 800]	1 000	[32 940 ; 36 600]	150
				[15 100 ; 17 950]	800		
	[10 100 ; 15 100]	500					
		[0 ; 10 100]					
20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38	Intragaz St-Flavien*	30/04/2023		entre ; et		entre ; et / # jours	
				2019-12-02 et 2019-12-23	1 193	2019-10-01 et 2019-10-09 / 9	520
				2019-12-24 et 2020-01-01	0	2019-10-11 et 2019-10-23 / 13	430
				2020-01-02 et 2020-01-30	1 512	2019-10-24 et 2019-11-07 / 15	423
				2020-01-31 et 2020-02-13	1 193	2019-11-08 et 2020-04-29 / 170	0
				2020-02-14 et 2020-02-20	1 044	2020-04-30 et 2020-05-14 / 15	899
				2020-02-21 et 2020-02-27	935	2020-05-15 et 2020-05-15 / 1	0
				2020-02-28 et 2020-03-06	796	2020-05-16 et 2020-06-04 / 20	850
				2020-03-07 et 2020-03-27	625	2020-06-05 et 2020-06-06 / 2	0
						2020-06-07 et 2020-06-25 / 19	800
						2020-06-26 et 2020-06-26 / 1	0
						2020-06-27 et 2020-07-16 / 20	730
						2020-07-17 et 2020-07-17 / 1	0
						2020-07-18 et 2020-08-06 / 20	670
						2020-08-07 et 2020-08-07 / 1	0
						2020-08-08 et 2020-08-27 / 20	610
						2020-08-28 et 2020-08-28 / 1	0
			2020-08-29 et 2020-09-17 / 20	563			
			2020-09-18 et 2020-09-18 / 1	0			
			2020-09-19 et 2020-09-30 / 12	520			
39 40 41 42	LSR*	Capacité totale		n/a	5 806	Liquéfaction brute	330
		Capacité utile	59 400		en vaporisation	Liquéfaction nette	297
		Activité réglementée	58 600				
		Client GM GNL	53 600 5 000				

* Pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m³.

NOTE :

1. Énergir-H, Document 2.
2. Contrat de regroupement des capacités de retrait et d'injection sous un seul contrat "Aggregated Storage Nomination Agreement - ASN". Anciennement ASN 003.

**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 109		37,511
4	ASN 004	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	992,191
		\$/année	
11	Cavalier tarifaire	-984 000	
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	-251 500	
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 2020-2021;
- 5 • l'évolution de la demande continue en journée de pointe entre la Cause tarifaire
6 2019-2020 et la Cause tarifaire 2020-2021;
- 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 2020-2021; et
- 17 • l'évolution des besoins en hiver extrême entre la Cause tarifaire 2019-2020 et la Cause
18 tarifaire 2020-2021.

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
2 en combinaison tarifaire, les clients aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en
3 combinaison tarifaire et le client biogaz en réseau dédié (clients visés par la
4 régression), en fonction 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
7 identifiée ci-dessus sont additionnées. La demande totale maximale définit la demande en
8 journée de pointe de l'ensemble de la clientèle continue.

Demande de la journée de pointe pour l'année 2020-2021 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 2018 au 31 mars 2019), pour
13 les clients au service continu excluant les clients en combinaison tarifaire et les clients
14 aux 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 :
16 les paramètres D_{Jt} , D_{Jt-1} et $D_{Jt} \times V_t$ de la régression linéaire, établie au point 1, sont
17 appliqués aux différentes combinaisons des variables climatiques réchauffées pour
18 chaque journée des 30 dernières années. La combinaison D_{Jt} , D_{Jt-1} et $D_{Jt} \times V_t$, générant
19 le volume maximal sur cette période, définit la journée de pointe ainsi que les
20 paramètres d'évaluation de cette journée;
- 21 3. Évaluation de la demande de la journée de pointe pour les clients visés par la
22 régression : le produit des paramètres de la régression linéaire établis au point 1, et
23 des paramètres de la journée de pointe établis au point 2, augmenté du facteur de
24 base « Constante et Jour de semaine » résultant de la régression; et
- 25 4. Évaluation de la demande de la journée de pointe de l'année 2020-2021, pour les
26 clients visés par la régression : un facteur d'ajustement est appliqué au calcul effectué
27 au point 3 pour refléter la demande prévue à la Cause tarifaire 2020-2021. Cet
28 ajustement est évalué en comparant la demande des mois d'hiver prévue à la cause

1 à la demande découlant de l'application de la régression linéaire aux variables
2 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
5 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire, observés et ajustés pour refléter la
6 projection à 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
10 pointe. **La journée du 15 janvier 2004 est identifiée comme la journée de pointe**
11 **historique des 30 dernières années, avec un volume projeté de 36 723 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	1994-01-16
Base (10 ³ m ³ /jour)	14 217,90					
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	391,93	36,53	39,50	36,96	36,71	37,08
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	109,91	39,43	26,02	36,14	33,13	39,50
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ / DJxkm/h)	3,09	1 246,64	1 098,20	853,02	964,75	557,58
Volume projeté (10 ³ m ³)		36 723	35 955	35 312	35 231	34 817

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 2019-2020 ET LA CAUSE TARIFAIRE 2020-2021

1 Le Tableau 2 présente le calcul détaillé de la demande continue en journée de pointe ainsi
2 que l'évolution de celle-ci entre la Cause tarifaire 2019-2020 et la Cause tarifaire 2020-2021.
3 L'explication des écarts entre la projection de la demande continue en journée de pointe de
4 la Cause tarifaire 2019-2020 et celle de la Cause tarifaire 2020-2021 est également
5 présentée.

6 Comme le paramètre « mois » n'est plus utilisé, et comme mentionné dans la Cause tarifaire
7 2019-2020¹, l'information pour la journée de pointe est présentée pour l'ensemble de l'hiver
8 plutôt que par mois.

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

Tableau 2

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PROJÉTÉE EN JOURNÉE DE POINTE
POUR LA CAUSE TARIFAIRE 2020-2021

1 - Cause 2019-2020		Décembre à Mars	Commentaires
Demande normale projetée (10³m³)			
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 123 586	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	280 847	
3	Clients 4.9 et 4.10	288 335	
4	Client biogaz en réseau dédié	10 243	
5	Autres	16 708	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

6	Année de régression	2017-2018	Année utilisée à la Cause 2019-2020
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)		
8	Base	7 953	
9	DJt	385	
10	DJt-1	133	
11	DJtxDVt	2	
12	Paramètres journée de pointe		
13	DJt	36,59	Paramètres utilisés à la Cause 2019-2020 réchauffés
14	DJt-1	39,51	
15	DJtxDVt	1 245,85	
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)			
16	Pointe selon formule de régression	30 168	
17	Ajustement pour la demande 2019-2020	1,007	
18	Pointe clients continus purs et Autres	30 392	
19	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 534	
20	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	2 753	
21	Client biogaz en réseau dédié	93	
22	Journée de pointe = maximum	35 771	

2 - Cause 2019-2020 - Changement de l'année de référence pour la régression			
23	Année de régression	2018-2019	Année utilisée à la Cause 2020-2021
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)		
25	Base	8 456	
26	DJt	382	
27	DJt-1	107	
28	DJtxDVt	3	
29	Paramètres journée de pointe		
30	DJt	36,59	Paramètres utilisés à la Cause 2019-2020 réchauffés
31	DJt-1	39,51	
32	DJtxDVt	1 245,85	
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)			
33	Pointe selon formule de régression	30 419	
34	Ajustement pour la demande 2019-2020	1,007	
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 645	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 534	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	2 753	
38	Client biogaz en réseau dédié	93	
39	Journée de pointe = maximum	36 024	
40	Variation de la pointe - Paramètres de la régression	253	Impact des paramètres de la régression 2020-2021 (l.39 - l.22)

Tableau 2 – suite

3 - Cause 2019-2020 - Changement de l'année de référence pour les paramètres de la journée de pointe		
41	Année de régression	2018-2019 Année utilisée à la Cause 2020-2021
42	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	
43	Base	8 456
44	DJt	382
45	DJt-1	107
46	DJtxDVt	3
47	Paramètres journée de pointe	
48	DJt	36,53
49	DJt-1	39,43
50	DJtxDVt	1 246,64
		Paramètres utilisés à la Cause 2020-2021 réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)		
51	Pointe selon formule de régression	30 391
52	Ajustement pour la demande 2019-2020	1,007
53	Pointe clients continus purs et Autres	30 616
54	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 534
55	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	2 753
56	Client biogaz en réseau dédié	93
57	Journée de pointe = maximum	35 996
58	Variation de la pointe - Paramètres de la journée de pointe	-28 Impact des paramètres de la journée de pointe 2020-2021 (I.57 - I.39)
4 - Cause Tarifaire 2020-2021		
		Décembre à Mars
Demande normale projetée (10³m³)		
59	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 214 289
60	Clients continus en combinaison tarifaire	395 631
61	Clients 4.9 et 4.10	204 353
62	Client biogaz en réseau dédié	10 115
63	Autres	15 170
		Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
<hr/>		
64	Année de régression	2018-2019 Année utilisée à la Cause 2020-2021
65	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	
66	Base	8 456
67	DJt	382
68	DJt-1	107
69	DJtxDVt	3
70	Paramètres journée de pointe	
71	DJt	36,53
72	DJt-1	39,43
73	DJtxDVt	1 246,64
		Paramètres utilisés à la Cause 2020-2021 réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)		
74	Pointe selon formule de régression	30 391
75	Ajustement pour la demande 2020-2021	1,026
76	Pointe clients continus purs et Autres	31 181
77	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 528
78	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922
79	Client biogaz en réseau dédié	93
80	Journée de pointe = maximum	36 723
81	Variation de la pointe - Demande 2020-2021	727 Impact de la variation de la demande 2020-2021 (I.80 - I.57)
82	Sommaire des variations	
83	Impact du changement de l'année de régression	253 ligne 40
84	Impact du changement des paramètres de la journée de pointe	-28 ligne 58
85	Impact de la variation de la demande du service continu	727 ligne 81
86	Variation totale de la pointe vs Cause Tarifaire 2019-2020	952

1.3 DETAIL 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 2020-2021, soit l'année 2018-2019, et les trois
 4 années de référence précédentes.

Tableau 3

(10 ³ m ³)	Année de référence de la régression			
	CT 2021 2018-2019 Froide	2017-2018 Froide	2016-2017 Chaude	2015-2016 Chaude
Calcul du facteur d'ajustement				
1 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 556 433	2 518 541	2 463 015	2 363 907
2 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 622 884	2 537 207	2 537 207	2 537 207
3 Ajustement pour la demande (C=B/A)	1,0260	1,0074	1,0301	1,0733
<hr/>				
4 Demande pointe selon régression (D)	30 391	30 168	29 700	27 858
5 Demande pointe année témoin (E=DxC) (Clients visés par la régression)	31 181	30 392	30 595	29 901
6 <i>Comparaison vs</i>		-2,53%	-1,88%	-4,11%

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
 6 comportant 39 DJ, 37 DJ pour le jour précédent et un vent moyen de 15 km/h sur la base
 7 des paramètres de 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)	14 217,90		14 218
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	391,93	39	15 285
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	109,91	37	4 067
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	3,09	585	1 809
Volume projeté (10³m³)			35 379

2 DEBIT QUOTIDIEN POUR RÉPONDRE A 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, telles que :

- 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
- 4 continue²;
- 5 • aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffés observés au cours des
- 6 30 dernières années, évalués en base 13°C.

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

Tableau 5

Année	Volumes projetés (10 ³ m ³)
2014-2015	1 639 720
2013-2014	1 634 960
1993-1994	1 584 865
2002-2003	1 554 093
1995-1996	1 534 840

2.2 ÉTABLISSEMENT DE LA DEMANDE POUR L'HIVER EXTREME

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

² 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.

Clientèle au service continu

- 1 • L'application des paramètres de la régression linéaire utilisée au plan
2 d'approvisionnement pour répartir la demande annuelle en demande quotidienne –
3 considérant les facteurs calorifiques (DJ_t et DJ_{t-1}), le facteur croisé de la température
4 et du vent ($DJ_t \times V_t$) – aux combinaisons quotidiennes « degrés-jours et vent »
5 réchauffées de l'hiver extrême identifié, soit l'hiver 2014-2015;
- 6 • À cette demande est additionnée la portion continue de la demande des clients en
7 combinaison tarifaire et les clients aux paliers 4.9 et 4.10 sans combinaison tarifaire,
8 ces clients ayant été exclus de la régression. Le volume moyen de cette clientèle,
9 pour chacun des mois, est utilisé.

Clientèle au service interruptible

- 10 • L'application des paramètres d'une régression linéaire basée sur la demande
11 mensuelle projetée avant interruption, comme utilisée au plan d'approvisionnement
12 pour répartir la demande annuelle en demande quotidienne – considérant les
13 facteurs calorifiques (DJ_t) – aux degrés-jours réchauffés de l'hiver extrême identifié,
14 soit l'hiver 2014-2015³.

15 Considérant les degrés-jours réchauffés de l'hiver 2014-2015, la demande saisonnière de
16 l'ensemble de la clientèle avant interruption, excluant les volumes de gaz d'appoint
17 concurrence, s'élève à 3 721 10⁶m³.

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

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

³ 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 Pour l'usine LSR, la capacité utilisée est réduite de la capacité réservée par GM GNL. Le plan
2 d'hiver extrême est par ailleurs optimisé en considérant la liquéfaction en hiver. De plus, le
3 concept d'inventaire minimum a été modifié; aucun retrait à l'usine LSR n'est permis lorsque
4 la valeur d'inventaire est inférieure au plus grand de l'utilisation maximale historique pour le
5 reste de l'hiver et de la capacité maximale de vaporisation pour une journée.

6 **Pour la Cause tarifaire 2020-2021, le débit quotidien requis pour répondre à la demande**
7 **en hiver extrême est de 34 660 10³m³/jour.**

2.4 ÉVOLUTION DES BESOINS EN HIVER EXTRÊME ENTRE LA CAUSE TARIFAIRE 2019-2020 ET LA CAUSE TARIFAIRE 2020-2021

8 Le Tableau 6 présente et explique la variation des besoins en hiver extrême entre la Cause
9 tarifaire 2019-2020 et la Cause tarifaire 2020-2021.

Tableau 6

Données de l'hiver extrême	2019-2020	2020-2021	
	Volume (1)	Volume (2)	Écart (3) = (2) - (1)
1 Année référence de l'hiver extrême	2014-2015	2014-2015	
Demande totale avant interruption (10⁶m³)			
2 Continue	3 464	3 566	102
3 Interruptible volet A	100	81	-19
4 Interruptible volet B	77	74	-3
5 Total	3 641	3 721	80
Demande moyenne (10³m³/jour)			
6 Continue	22 786	23 613	826
7 Interruptible volet A	660	538	-122
8 Interruptible volet B	508	493	-14
9 Total	23 954	24 644	690
Demande maximale (10³m³/jour)			
10 Continue	31 341	31 621	280
11 Interruptible volet A	977	934	-43
12 Interruptible volet B	747	693	-54
13 Total	33 065	33 249	183
14 Total	33 065	33 249	183
15 Besoins d'approvisionnement (10 ³ m ³ /jour)	34 790	34 660	-130

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNÉE 2020-2021

	oct-20 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-20 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-20 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-21 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-21 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-21 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-21 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-21 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-21 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-21 (10 ⁶ m ³) (10)	août-21 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-21 (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 D1	175	275	405	461	409	360	224	131	87	72	73	86	1 910	848	2 757
2	Tarif D3	23	26	28	25	25	26	24	24	21	20	20	21	131	153	283
3	Tarif D4	214	243	264	275	256	266	241	226	203	217	215	210	1 303	1 526	2 829
4	Total Continue	412	544	697	760	690	652	489	382	311	308	308	316	3 343	2 526	5 870
5	Interruptible	17	29	30	32	33	26	21	15	14	10	10	11	150	97	248
6	Client biogaz en réseau dédié	3	3	3	2	3	3	3	2	2	2	2	3	13	17	30
7	Gaz d'appoint concurrence	6	5	0	0	0	0	6	6	6	7	7	7	5	45	50
8	Sous-Total Demande	438	581	730	794	726	681	519	405	333	327	327	336	3 511	2 686	6 198
9	Gaz de la compagnie et autres comp.	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3	2	5
10	Gaz perdu	2	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	15	12	27
11	Compression - transport	10	12	14	16	14	14	8	7	7	7	7	7	71	56	127
12	Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	1	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	0
14	Sous-total avant injections	450	596	749	815	745	699	533	415	342	337	337	345	3 604	2 760	6 363
INVENTAIRES injections																
15	Enbridge Gas	0	0	0	0	0	0	7	10	51	73	73	59	0	273	273
16	LSR (DaQ)	9	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	9	14
17	Pointe-du-Lac	4	0	1	7	11	0	0	0	0	0	0	0	19	4	24
18	Saint-Flavien	14	3	0	0	0	0	1	26	22	21	18	16	3	117	120
19	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Sous-total injections et échanges	27	8	1	7	11	0	8	36	72	94	91	75	27	403	431
21	TOTAL DEMANDE	478	604	750	822	756	699	541	451	415	431	428	420	3 631	3 163	6 794
APPROVISIONNEMENT																
22	FTLH Emp - Energir - avant vente	70	67	70	70	63	70	67	70	67	70	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	0
24	Transport fourni par les clients	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	22	30	52
25	Gaz d'appoint - Transport client	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	5
26	FTLH non utilisé	0	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	0
28	Sous-Total Transports	74	76	74	74	67	74	72	74	72	74	74	72	365	511	875
29	Achats dans le territoire	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	7	9
30	Achats à Empress (GR)	4	3	3	3	3	4	3	3	2	3	3	3	16	21	37
31	Achats à Dawn (GR)	73	213	264	295	296	290	166	64	40	43	39	44	1 359	470	1 829
32	Livraisons à Dawn (AD)	306	290	300	300	271	300	296	306	296	307	307	297	1 460	2 114	3 574
33	Biogaz	3	3	3	2	3	3	3	2	2	2	2	3	13	17	30
34	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Sous-total réceptions, achats & livraisons	386	510	570	601	573	597	469	376	342	356	353	348	2 850	2 629	5 479
INVENTAIRES retraits																
36	Enbridge Gas	17	17	75	88	67	7	0	0	0	0	0	0	254	17	271
37	LSR (DaQ)	1	1	1	2	3	1	1	1	1	1	1	1	9	7	15
38	Pointe-du-Lac	0	0	4	9	9	2	0	0	0	0	0	0	23	0	23
39	Saint-Flavien	0	0	26	45	30	18	0	0	0	0	0	0	119	0	119
40	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Sous-total retraits et échanges	18	18	106	144	109	28	1	1	1	1	1	1	405	24	429
42	TOTAL APPROVISIONNEMENT	478	604	750	819	749	698	541	451	415	431	428	420	3 620	3 163	6 783
43	INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	-1	-4	-6	0	0	0	0	0	0	0	-11	0	-11

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2021

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	5 870	5 870
2	Interruptible	248	248
3	Gaz d'appoint	50	50
4	Client biogaz en réseau dédié	30	30
5	<i>Sous-total</i>	6198	6198
6	Interruptions	-5	-11
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	32	32
8	Compression (transport et entreposage)	134	134
9	Écart de mesurage	0	0
10	TOTAL DEMANDE	6 358	6 361
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>			
11	Transport		
12	FT LH (primaire & secondaire)	819	819
13	Transport par échange (EMP - Energir)	0	130
14	Transport fourni par les clients	52	52
15	Transport gaz d'appoint	5	5
16	FTLH non utilisé	0	0
17	<i>Transport Emp-Energir</i>	875	1 005
18	Achats dans le territoire	9	9
19	Achat à Empress pour compression	37	42
20	Achats à Dawn (GR)	1 839	1 706
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 574	3 574
22	Biogaz	0	0
23	Écart de mesurage	30	30
24	Retraits - injections	-6	-2
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 358	6 361
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)</u>			
26	Journée de pointe - continue	36 723	36 723
27	Besoins hiver extrême	34 989	36 029
28	Maximum	36 723	36 723
<u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u>			
Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	51 807	66 340
31	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	157 932	149 597
32	STS	43 853	43 999
33	M12 / C1	28 400	28 391
34	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0
Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur			
35	Transport	-35 186	-48 787
36	Crédit de compression	0	0
37	Service de pointe	0	0
38	Total - coûts de transport	246 806	239 541
39	Coûts d'entreposage	37 361	37 403
40	Sous-total transport et équilibrage	284 167	276 015
41	Fourniture	682 700	689 848
42	Maintien des inventaires	1 345	1 326
43	TOTAL DES COÛTS	968 212	958 744

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021-2024

		2021			2022			2023			2024		
		<i>Hiver</i>	<i>Été</i>	<i>Total</i>	<i>Hiver</i>	<i>Été</i>	<i>Total</i>	<i>Hiver</i>	<i>Été</i>	<i>Total</i>	<i>Hiver</i>	<i>Été</i>	<i>Total</i>
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
<u>DEMANDE (10⁹ m³)</u>													
1	Continue	3 343	2 526	5 870	3 276	2 480	5 756	3 359	2 562	5 922	3 364	2 557	5 921
2	Interruptible	150	97	248	233	195	428	230	194	423	231	193	424
3	Gaz d'appoint	5	45	50	5	45	50	5	45	50	5	45	50
4	Client biogaz en réseau dédié	13	17	30	13	17	30	13	17	30	13	17	30
5	<i>Sous-total</i>	<i>3 511</i>	<i>2 686</i>	<i>6 198</i>	<i>3 527</i>	<i>2 737</i>	<i>6 264</i>	<i>3 607</i>	<i>2 819</i>	<i>6 426</i>	<i>3 612</i>	<i>2 813</i>	<i>6 425</i>
6	Interruptions	-11	0	-11	-9	0	-9	-13	0	-13	-7	0	-7
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	18	14	32	18	14	32	19	14	33	19	14	33
8	Compression (transport et entreposage)	74	60	134	75	60	135	79	64	142	79	63	142
9	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	TOTAL DEMANDE	3 593	2 760	6 353	3 611	2 811	6 422	3 692	2 897	6 588	3 702	2 891	6 593
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>				6186,730									
11	Transport												
12	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	339	480	819	339	480	819	339	480	819	341	480	821
13	Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	22	30	52	22	30	52	22	30	52	22	30	52
15	Transport gaz d'appoint	5	0	5	5	0	5	5	0	5	5	0	5
16	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	<i>Transport Emp-Energir</i>	<i>365</i>	<i>511</i>	<i>875</i>	<i>365</i>	<i>511</i>	<i>875</i>	<i>365</i>	<i>511</i>	<i>875</i>	<i>367</i>	<i>511</i>	<i>878</i>
18	Achats dans le territoire	3	7	9	12	18	29	13	18	31	30	43	73
19	Achat à Empress pour compression	16	21	37	17	20	37	17	20	37	17	20	37
20	Achats à Dawn (GR)	1 359	470	1 829	1 357	488	1 844	1 395	520	1 915	1 388	489	1 877
21	Livraisons à Dawn (AD)	1 460	2 114	3 574	1 475	2 135	3 610	1 510	2 186	3 697	1 520	2 186	3 706
22	Biogaz	13	17	30	13	17	30	13	17	30	13	17	30
23	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Retraits - injections	378	-379	-2	374	-378	-4	379	-376	3	367	-375	-8
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	3 593	2 760	6 353	3 611	2 811	6 422	3 692	2 897	6 588	3 702	2 891	6 593
<u>ENTREPOSAGE (Capacité)</u>			(PJ)	(10⁶m³)		(PJ)	(10⁶m³)		(PJ)	(10⁶m³)		(PJ)	(10⁶m³)
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	36,6		1,4	36,6
28	Saint-Flavien		4,5	120,0		4,5	120,0		4,5	120,0		4,5	120,0
29	Enbridge Gas		12,1	318,0		12,1	318,0		12,1	318,0		12,1	318,0
30	TOTAL		20,0	528,2		20,0	528,2		20,0	528,2		20,0	528,2
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</u>			(TJ/j)	(10³m³/j)		(TJ/j)	(10³m³/j)		(TJ/j)	(10³m³/j)		(TJ/j)	(10³m³/j)
31	Journée de pointe - continue		1 391	36 723		1 399	36 927		1 424	37 569		1 421	37 504
32	Besoins hiver extrême		1 365	36 029		1 365	36 027		1 419	37 458		1 364	36 005
33	Maximum		1 391	36 723		1 399	36 927		1 424	37 569		1 421	37 504

Approvisionnementnements									
34	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - Énergir)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire - GNR	0	8	0	9	1	18	3	84
37	Transport clients & biogaz	9	236	9	236	9	238	9	236
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	109	2 875	82	2 164	82	2 164
40	FTSH (Parkway - Énergir)	499	13 174	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	61	1 600	61	1 600
43	Saint-Flavien	57	1 512	57	1 512	57	1 512	57	1 512
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	1 074	6	147	41	1 074	0	0
47	Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
48	Sous-total approvisionnementnements	1 391	36 723	1 379	36 399	1 388	36 626	1 349	35 616
49	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
50	TOTAL approvisionnementnements avant achat / (vente)	1 391	36 723	1 399	36 927	1 408	37 154	1 369	36 144
51	Provision additionnelle avant achat / (vente)	0	0	0	0	-16	-415	-52	-1 360
52	% du total approvisionnementnements avant achat / (vente) (1.50/1.47)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-1,1%	-1,1%	-3,6%	-3,6%
53	Achat / (vente) de transport a priori	0	0	0	0	16	415	52	1 360
54	TOTAL approvisionnementnements après achat / (vente)	1 391	36 723	1 399	36 927	1 424	37 569	1 421	37 504
55	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	0	0	0	0	0
56	% du total approvisionnementnements après achat / (vente) (1.54/1.53)		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%

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

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021-2024
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	5 870	5 756	5 922	5 921	5 870	5 756	5 922	5 921	0	0	0	0
2 Interruptible	248	428	423	424	248	428	423	424	0	0	0	0
3 Client biogaz en réseau dédié	50	50	50	50	50	50	50	50	0	0	0	0
4 Gaz d'appoint concurrence	30	30	30	30	30	30	30	30	0	0	0	0
5 <i>Sous-Total Demande</i>	6 198	6 264	6 426	6 425	6 198	6 264	6 426	6 425	0	0	0	0
6 Gaz perdu et usage de la compagnie	32	32	33	33	32	32	33	33	0	0	0	0
7 Compression (transport et entreposage)	134	135	142	142	134	135	142	142	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	6 363	6 431	6 601	6 600	6 364	6 431	6 601	6 600	0	0	0	0
INVENTAIRES INJECTIONS												
10 Enbridge Gas	273	273	273	273	273	273	273	273	0	0	0	0
11 LSR (DaQ)	14	15	14	17	18	17	14	18	-4	-1	0	-1
12 Pointe-du-Lac	24	18	28	17	24	18	28	17	0	0	0	0
13 Saint-Flavien	120	118	116	115	120	118	116	115	0	0	0	0
14 SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	431	424	432	421	434	425	432	422	-4	-2	0	-1
15 TOTAL DE LA DEMANDE	6 794	6 855	7 033	7 020	6 798	6 857	7 033	7 022	-4	-2	0	-2
APPROVISIONNEMENT												
16 FTLH Empress / NBJ - Energir	819	819	819	821	819	819	819	821	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	52	52	52	52	52	52	52	52	0	0	0	0
19 Gaz d'appoint	5	5	5	5	5	5	5	5	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>	875	875	875	878	875	875	875	878	0	0	0	0
23 Achats dans le territoire	9	29	31	73	9	29	31	73	0	0	0	0
24 Achats à Empress pour compression	37	37	37	37	37	37	37	37	0	0	0	0
25 Achats à Dawn (GR)	1 829	1 844	1 915	1 877	1 832	1 846	1 915	1 878	-4	-2	0	-1
26 Livraisons à Dawn (AD)	3 574	3 610	3 697	3 706	3 574	3 610	3 697	3 706	0	0	0	0
27 Biogaz	30	30	30	30	30	30	30	30	0	0	0	0
28 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29 SOUS-TOTAL TRANSPORT	6 355	6 426	6 585	6 601	6 358	6 428	6 585	6 603	-4	-2	0	-1
INVENTAIRES RETRAITS												
30 Enbridge Gas	271	271	271	271	271	271	271	271	0	0	0	0
31 LSR (DaQ)	15	14	20	12	15	14	20	12	0	0	0	0
32 Pointe-du-Lac	23	17	28	14	23	17	28	14	0	0	0	0
33 Saint-Flavien	119	118	116	115	119	118	116	115	0	0	0	0
34 SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	429	420	435	412	429	420	435	412	0	0	0	0
35 TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 783	6 846	7 020	7 014	6 787	6 848	7 020	7 015	-4	-2	0	-2
36 INTERRUPTIONS BRUTES	-11	-9	-13	-7	-11	-9	-13	-7	0	0	0	0
NIVEAU D'INVENTAIRE DAQ AU 31 MARS - HIVER EXTRÊME												
37	44	52	26	71	48	56	30	75	-4	-4	-4	-4
MAINTIEN DE LA FIABILITÉ												
38 Capacité additionnelle (10 ³ m ³ /jour)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021-2024
IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE

	2021 (1)	2022 (2)	2023 (3)	2024 (4)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>				
1 Continue	[5 674 ; 6 041]	[5 561 ; 5 928]	[5 724 ; 6 090]	[5 723 ; 6 089]
2 Interruptible	[242 ; 253]	[422 ; 433]	[421 ; 432]	[421 ; 432]
3 Gaz d'appoint	50	50	50	50
4 Client biogaz en réseau dédié	30	30	30	30
5 <i>Sous-total</i>	----- [5 996 ; 6 374]	----- [6 063 ; 6 441]	----- [6 225 ; 6 602]	----- [6 224 ; 6 601]
6 Interruptions	[0 ; -30]	[-1 ; -23]	[-2 ; -33]	[0 ; -17]
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	[31 ; 33]	[31 ; 33]	[32 ; 34]	[32 ; 34]
8 Compression (transport et entreposage)	[130 ; 138]	[131 ; 139]	[138 ; 146]	[138 ; 146]
9 Écart de mesurage	0	0	0	0
10 TOTAL DEMANDE	[6 156 ; 6 515]	[6 224 ; 6 590]	[6 393 ; 6 749]	[6 393 ; 6 764]
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁹ m³)</u>				
11 Transport				
12 FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	819	819	819	821
13 Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0	0
14 Transport fourni par les clients	52	52	52	52
15 Transport gaz d'appoint	5	5	5	5
16 FTLH non utilisé	0	0	0	0
17 <i>Transport Emp-Energir</i>	----- 875	----- 875	----- 875	----- 878
18 Achats dans le territoire	9	29	31	73
19 Achat à Empress pour compression	37	37	37	37
20 Achats à Dawn (GR)	[1 638 ; 1 982]	[1 651 ; 2 006]	[1 730 ; 2 071]	[1 680 ; 2 047]
21 Livraisons à Dawn (AD)	3 574	3 610	3 697	3 706
22 Biogaz	30	30	30	30
23 Écart de mesurage	0	0	0	0
24 Retraits - injections	[-8 ; 7]	[-9 ; 2]	[-7 ; 8]	[-11 ; -8]
25 TOTAL APPROVISIONNEMENT	[6 156 ; 6 515]	[6 224 ; 6 590]	[6 393 ; 6 749]	[6 393 ; 6 764]
<u>ENTREPOSAGE (Capacité)</u>				
	(PJ)	(10⁶m³)	(PJ)	(10⁶m³)
26 LSR (daQ)	2,0	53,6	2,0	53,6
27 Pointe-du-Lac	1,4	36,6	1,4	36,6
28 Saint-Flavien	4,5	120,0	4,5	120,0
29 Enbridge Gas	12,1	318,0	12,1	318,0
30 TOTAL	20,0	528,2	20,0	528,2

	2021 (1)		2022 (2)		2023 (3)		2024 (4)	
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</u>	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)
31 Journée de pointe - continue	1 391	36 723	1 399	36 927	1 424	37 569	1 421	37 504
32 Besoins hiver extrême	1 365	36 029	1 365	36 027	1 419	37 461	1 365	36 029
33 Maximum	1 391	36 723	1 399	36 927	1 424	37 569	1 421	37 504
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	8	0	9	1	18	3	84
37 Transport clients & biogaz	9	236	9	236	9	238	9	236
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	109	2 875	82	2 164	82	2 164
40 FTSH (Parkway - Energir)	499	13 174	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	61	1 600	61	1 600
43 Saint-Flavien	57	1 512	57	1 512	57	1 512	57	1 512
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	1 074	6	147	41	1 074	0	0
47 Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
48 Sous-total approvisionnements	1 391	36 723	1 379	36 399	1 388	36 626	1 349	35 616
49 Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
50 TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 391	36 723	1 399	36 927	1 408	37 154	1 369	36 144
51 Provision additionnelle avant achat / (vente)	0	0	0	0	-16	-415	-52	-1 360
52 % du total approvisionnements avant achat (vente) (1.50/ 1.47)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-1,1%	-1,1%	-3,6%	-3,6%
53 Achat / (vente) de transport a priori	0	0	0	0	16	415	52	1 360
54 TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 391	36 723	1 399	36 927	1 424	37 569	1 421	37 504
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 et 2023, les capacités de service de pointe ne sont pas concrétisées, il s'agit d'une prévision.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021-2024
SCÉNARIO FAVORABLE

	2021		2022		2023		2024		
	(1)		(2)		(3)		(4)		
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>									
1	Continue	5 886		5 847		6 100	6 171		
2	Interruptible	255		441		449	516		
3	Gaz d'appoint	50		50		50	50		
4	Client biogaz en réseau dédié	30		30		30	30		
5	<i>Sous-total</i>	6 222		6 369		6 630	6 767		
6	Interruptions	-11		-7		-12	-4		
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	32		33		34	35		
8	Compression (transport et entreposage)	134		137		146	148		
9	Écart de mesurage	0		0		0	0		
10	TOTAL DEMANDE	6 377		6 531		6 798	6 946		
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>									
11	Transport								
12	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	819		819		819	821		
13	Transport par échange (Emp-Energir)	0		0		0	0		
14	Transport fourni par les clients	52		52		52	52		
15	Transport gaz d'appoint	5		5		5	5		
16	FTLH non utilisé	0		0		0	0		
17	<i>Transport Emp-Energir</i>	875		875		875	878		
18	Achats dans le territoire	9		29		31	73		
19	Achat à Empress pour compression	37		37		37	37		
20	Achats à Dawn (GR)	1 853		1 913		2 031	2 056		
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 574		3 653		3 792	3 876		
22	Biogaz	30		30		30	30		
23	Écart de mesurage	0		0		0	0		
24	Retraits - injections	-2		-6		1	-4		
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 377		6 531		6 798	6 946		
<u>ENTREPOSAGE (Capacité)</u>									
		(PJ)	(10⁶m³)		(PJ)	(10⁶m³)		(PJ)	(10⁶m³)
26	LSR (daQ)	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	36,6
28	Saint-Flavien	4,5	120,0		4,5	120,0		4,5	120,0
29	Enbridge Gas	12,1	318,0		12,1	318,0		12,1	318,0
30	TOTAL	20,0	528,2		20,0	528,2		20,0	528,2

	2021 (1)		2022 (2)		2023 (3)		2024 (4)	
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</u>	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)
31 Journée de pointe - continue	1 390	36 690	1 418	37 418	1 464	38 641	1 480	39 061
32 Besoins hiver extrême	1 364	36 001	1 365	36 028	1 435	37 873	1 390	36 678
33 Maximum	1 390	36 690	1 418	37 418	1 464	38 641	1 480	39 061
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	8	0	9	1	18	3	84
37 Transport clients & biogaz	9	236	9	236	9	238	9	236
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	109	2 875	82	2 164	82	2 164
40 FTSH (Parkway - Energir)	499	13 174	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	61	1 600	61	1 600
43 Saint-Flavien	57	1 512	57	1 512	57	1 512	57	1 512
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	1 074	6	147	41	1 074	0	0
47 Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
48 Sous-total approvisionnements	1 391	36 723	1 399	36 927	1 408	37 154	1 369	36 144
49 Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
50 TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 391	36 723	1 419	37 455	1 428	37 682	1 389	36 672
51 Provision additionnelle avant achat / (vente)	1	33	-19	-491	-56	-1 487	-111	-2 917
52 % du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)	0,1%	0,1%	-1,3%	-1,3%	-3,8%	-3,8%	-7,5%	-7,5%
53 Achat / (vente) de transport a priori	-1	-33	19	491	56	1 487	111	2 917
54 TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 390	36 690	1 418	37 418	1 464	38 641	1 480	39 061
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 et 2023, les capacités de service de pointe ne sont pas concrétisées, il s'agit d'une prévision.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021-2024
SCÉNARIO DÉFAVORABLE

	2021		2022		2023		2024
	(1)		(2)		(3)		(4)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>							
1	Continue	5 684		5 486		5 428	5 380
2	Interruptible	241		417		412	412
3	Gaz d'appoint	50		50		50	50
4	Client biogaz en réseau dédié	30		30		30	30
5	<i>Sous-total</i>	6 005		5 983		5 921	5 873
6	Interruptions	-6		-9		-10	-8
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	31		31		30	30
8	Compression (transport et entreposage)	130		130		133	132
9	Écart de mesurage	0		0		0	0
10	TOTAL DEMANDE	6 160		6 135		6 074	6 026
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>							
11	Transport						
12	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	819		819		819	821
13	Transport par échange (Emp-Energir)	0		0		0	0
14	Transport fourni par les clients	52		52		52	52
15	Transport gaz d'appoint	5		5		5	5
16	FTLH non utilisé	0		0		0	0
17	<i>Transport Emp-Energir</i>	875		875		875	878
18	Achats dans le territoire	9		29		31	73
19	Achat à Empress pour compression	37		37		37	37
20	Achats à Dawn (GR)	1 640		1 601		1 576	1 497
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 574		3 562		3 528	3 511
22	Biogaz	30		30		30	30
23	Écart de mesurage	0		0		0	0
24	Retraits - injections	-6		0		-3	1
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 160		6 135		6 074	6 026
<u>ENTREPOSAGE (Capacité)</u>							
		(PJ)	(10⁶m³)		(PJ)	(10⁶m³)	
26	LSR (daQ)	2,0	53,6		2,0	53,6	
27	Pointe-du-Lac	1,4	36,6		1,4	36,6	
28	Saint-Flavien	4,5	120,0		4,5	120,0	
29	Enbridge Gas	12,1	318,0		12,1	318,0	
30	TOTAL	20,0	528,2		20,0	528,2	

	2021 (1)		2022 (2)		2023 (3)		2024 (4)	
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</u>	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)
31 Journée de pointe - continue	1 342	35 406	1 332	35 166	1 315	34 714	1 297	34 218
32 Besoins hiver extrême	1 293	34 136	1 304	34 419	1 293	34 133	1 265	33 391
33 Maximum	1 342	35 406	1 332	35 166	1 315	34 714	1 297	34 218
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	8	0	9	1	18	3	84
37 Transport clients & biogaz	9	236	9	236	9	238	9	236
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	109	2 875	82	2 164	82	2 164
40 FTSH (Parkway - Energir)	499	13 174	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	61	1 600	61	1 600
43 Saint-Flavien	57	1 512	57	1 512	57	1 512	57	1 512
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	0	0	0	0	0	0	0	0
47 Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
48 Sous-total approvisionnements	1 351	35 649	1 394	36 780	1 367	36 080	1 369	36 144
49 Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
50 TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 351	35 649	1 414	37 308	1 387	36 607	1 389	36 672
51 Provision additionnelle avant achat / (vente)	9	243	61	1 614	52	1 366	73	1 927
52 % du total approvisionnements avant achat / (vente) (I.50/ I.47)	0,7%	0,7%	4,6%	4,6%	3,9%	3,9%	5,6%	5,6%
53 Achat / (vente) de transport a priori	-9	-243	-61	-1 614	-52	-1 366	-73	-1 927
54 TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 342	35 406	1 332	35 166	1 315	34 714	1 297	34 218
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%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%