P L A N

D ' A P P R O V I S I O N N E M E N T G A Z I E R

H O R I Z O N 2 0 1 9 - 2 0 2 2

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE 5

SOMMAIRE 8

1 VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER 10

1.1 Contexte récent : la croissance des prix du pétrole stimule la production de pétrole et de gaz naturel associé aux États-Unis 11

1.2 Marché gazier : les principaux fondamentaux 15

1.2.1 Contexte gazier aux États-Unis 15

1.2.2 Contexte gazier au Canada 18

1.3 Carrefour d'échange de Dawn 22

1.4 Prix du gaz naturel 27

1.5 En résumé 32

2 CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE 34

2.1 Hypothèses économiques 34

2.2 Hypothèses énergétiques 35

3 SITUATION CONCURRENTIELLE 39

3.1 Marché grandes entreprises 40

3.2 Marché des petit et moyen débits 42

3.3 Marché résidentiel 42

3.4 Marché affaires 44

4 PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2018) 45

4.1 Livraisons 2017-2018 pour le marché grandes entreprises 45

4.2 Livraisons 2017-2018 pour le marché des petit et moyen débits 48

5 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2019-2022 50

5.1 Scénario de base 2019-2022 50

5.1.1 Livraisons 2019-2022 pour le marché grandes entreprises 50

5.1.2 Livraisons 2019-2022 pour le marché des petit et moyen débits 54

5.1.3 Livraisons globales (scénario de base) 58

5.2 Scénario favorable 58

5.3 Scénario défavorable 61

5.4 Comparaison des plans d'approvisionnement 2019-2022 et 2018-2021 63
5.5 Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu 65

6 CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2019-2022 66

6.1 Transport 66
6.2 Fourniture de gaz naturel 68
6.3 Autres sources d'approvisionnement 69
6.4 Équilibrage 70
6.5 Conclusion 71

7 CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS 73

7.1 Fourniture de gaz naturel 73
7.1.1 Clients au service de fourniture de gaz naturel d'Énergir 73
7.1.2 Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété 76
7.2 Transport 76
7.2.1 Services de transport du distributeur 76
7.2.2 Services de transport et d'équilibrage fournis par le client 77
7.2.3 Gaz d'appoint 77
7.2.4 Coûts de transport 78
7.3 Équilibrage 78
7.3.1 Entreposage 79
7.3.2 Coûts d'entreposage 79

8 PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS 80

8.1 Planification pour l'année 2018-2019 80
8.1.1 Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2019 80
8.1.2 Demande et sources d'approvisionnement gazier 85
8.1.3 Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité 86
8.1.4 Coefficient d'utilisation FTLH 87
8.1.5 Nombre maximum de jours d'interruption 87
8.2 Plan d'approvisionnement 2019-2022 – scénarios de base, favorable et défavorable 88
8.2.1 Fourniture de gaz naturel 88
8.2.2 Transport 88
8.2.3 Équilibrage 90
8.2.4 Impact de la température 91
8.2.5 Scénario favorable 92
8.2.6 Scénario défavorable 92
8.3 Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement 92

9 REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS 93

9.1 Transactions opérationnelles....93
9.1.1 Vente de transport a priori 93
9.1.2 Vente de transport FTLH non utilisé 93

9.2 Transactions financières....94

CONCLUSION 95

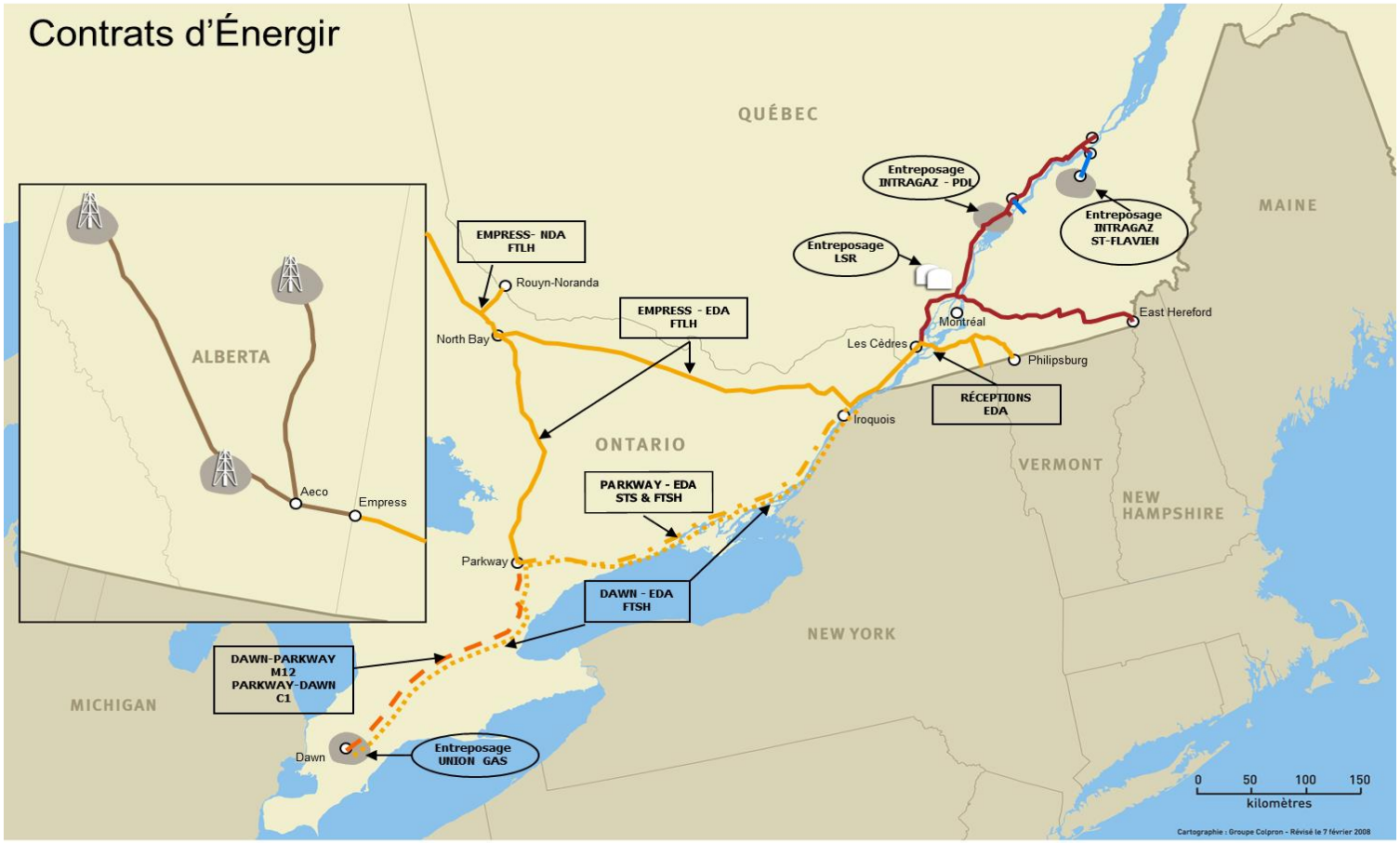
11 ANNEXES 96

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE

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

SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec
STS	Storage Transportation Service; service de transport ferme entre Parkway et GMIT EDA; ce service n'est ferme que du 1er novembre au 15 avril inclusivement
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Carte 1


Contrats d'Énergir
QUÉBEC
ALBERTA
Aeco
Empress
EMPRESS- NDA FTLH
Rouyn-Noranda
North Bay
EMPRESS - EDA FTLH
ONTARIO
PARKWAY - EDA STS & FTSH
Parkway
DAWN - EDA FTSH
DAWN-PARKWAY M12
PARKWAY-DAWN C1
MICHIGAN
Dawn
Entreposage UNION GAS
Entreposage INTRAGAZ - PDL
Entreposage LSR
Entreposage INTRAGAZ ST-FLAVIEN
Montréal
Les Cèdres
East Hereford
Philipsburg
RÉCEPTIONS EDA
Iroquois
MAINE
VERMONT
NEW HAMPSHIRE
NEW YORK
0 50 100 150
kilomètres
Cartographie : Groupe Colpron - Révisé le 7 février 2008
Légende
Nova
TCPL
Union Gas
TQM
Énergir

S O M M A I R E

Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Énergir, s.e.c. (« Énergir »), la demande de la clientèle pour les années 2019 à 2022 se présente comme suit :

Tableau 1

Catégorie de clientèle	Demande avant interruptions (scénario de base) ($10^6 m^3$)			
	2019	2020	2021	2022
Grandes entreprises	3 118,3	3 102,2	3 089,8	3 097,9
Petit et moyen débits	2 874,2	2 869,1	2 837,8	2 813,8
TOTAL	5 992,5	5 971,3	5 927,7	5 911,7

La position concurrentielle actuellement favorable du gaz naturel face aux autres formes d'énergie et le maintien anticipé de cet avantage sur un horizon de moyen terme compensent en partie pour la baisse des livraisons anticipées attribuables aux mesures d'efficacité énergétique réalisées chez des clients existants. Une baisse de 1,35 % de la demande totale en gaz naturel est constatée sur l'horizon du plan, entre 2019 et 2022. Énergir explique cette légère baisse entre autres par l'effet tendanciel à la baisse des livraisons aux Petit et Moyen débits et par la stabilité relative des livraisons chez les clients existants Grandes Entreprises.

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

Sur l'horizon du plan 2018-2019 à 2021-2022, Énergir dispose d'une structure d'approvisionnement dont le point de référence est Dawn. Énergir a intégré les approvisionnements découlant de l'impact potentiel de la refonte du service interruptible à compter de l'année 2020-2021, puisque la Régie a suspendu temporairement[1] l'examen de la phase 2 du dossier R-3867-2013 et qu'en date de la présente, la Régie n'a rendu aucune décision procédurale réactivant son examen. Énergir a également intégré au plan, l'impact sur les outils d'approvisionnement de la production et de la livraison en franchise de volumes de gaz naturel

[1] Voir décision D-2017-092, paragr. 170.

renouvelable (« GNR »).

Dans le présent plan d'approvisionnement, les quatre années sont en déficit d'approvisionnement après avoir tenu compte du besoin d'une marge excédentaire pour les deux dernières années du plan. Pour combler ces déficits, Énergir prévoit faire appel à une nouvelle capacité de retrait qui sera rendue disponible par Intragaz si la Régie approuve son projet d'investissement[2] et/ou à des capacités de transport additionnelles.

Au moment de produire ce plan, Énergir n'avait pas encore contracté de capacités de transport additionnelles pour l'année 2018-2019.

[2] Dossier Intragaz, R-4034-2018.

INTRODUCTION

Ce plan d'approvisionnement, couvrant les années 2018-2019 à 2021-2022, est préparé par Énergir en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (« le Règlement ») (c. R-6.01, r. 8).

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

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

Avant de présenter les prévisions de la demande pour le plan quadriennal, Énergir commentera les écarts dans les prévisions de livraison pour l'année en cours, soit la différence entre la prévision établie lors de la Cause tarifaire 2017-2018 et celle établie lors de l'exercice budgétaire 4/8 2017-2018 (4 mois réels / 8 mois projetés) utilisée comme point de départ pour la présente cause.

Considérant les différentes hypothèses et la prévision 4/8 pour l'année en cours, Énergir exposera par la suite la prévision de la demande, par type de clientèle, pour les années 2018-2019 à 2021-2022.

Pour établir les bases du plan d'approvisionnement, Énergir détaillera le contexte gazier dans lequel elle évolue plus spécifiquement et, conséquemment, la stratégie d'approvisionnement sur l'horizon du plan. En fonction de ces constats, le plan d'approvisionnement pour 2019-2020 à 2021-2022 sera présenté, considérant les diverses informations prescrites au *Règlement*. Les données particulières à la planification de l'année financière 2018-2019 seront également détaillées.

1 VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

La présente section expose la vision à long terme d'Énergir en matière d'approvisionnement gazier. Cette vision s'inscrit dans un contexte où :

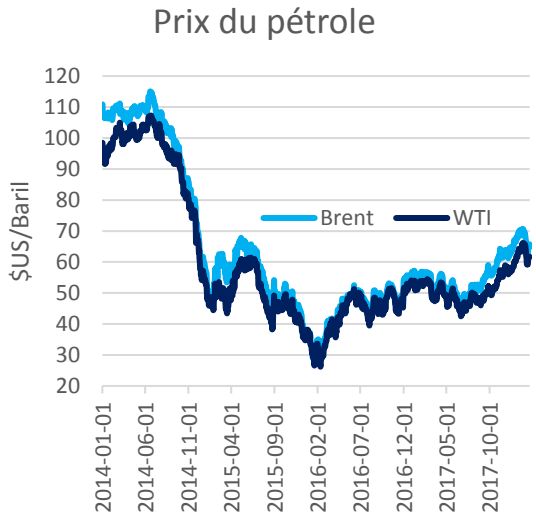
- les prix du pétrole ont augmenté à la suite d'un accord conclu entre l'OPEP et d'autres pays producteurs non-membres du cartel;
- la production continentale de gaz naturel est en forte croissance;

- la production de gaz naturel associée aux forages pétroliers est en forte croissance;
- les prix du gaz naturel sur l'ensemble du continent demeurent très compétitifs;
- les développements des champs gaziers de Marcellus et d'Utica se poursuivent, de même que le développement des infrastructures associées à ces bassins; et
- de nouvelles routes d'approvisionnement vers Dawn sont maintenant en service ou sont en cours de réalisation.

1.1 Contexte récent : la croissance des prix du pétrole stimule la production de pétrole et de gaz naturel associé aux États-Unis

La reconduction de l'accord entre l'OPEP et la Russie sur la réduction de la production pétrolière aura porté ses fruits. Dès juin 2017, les prix du Brent, qui fluctuaient autour de 50 $US le baril depuis le mois de juin 2016, se sont mis à croître progressivement et ont même franchi la barre des 70 $US durant quelques jours en février 2018.

Graphique 1



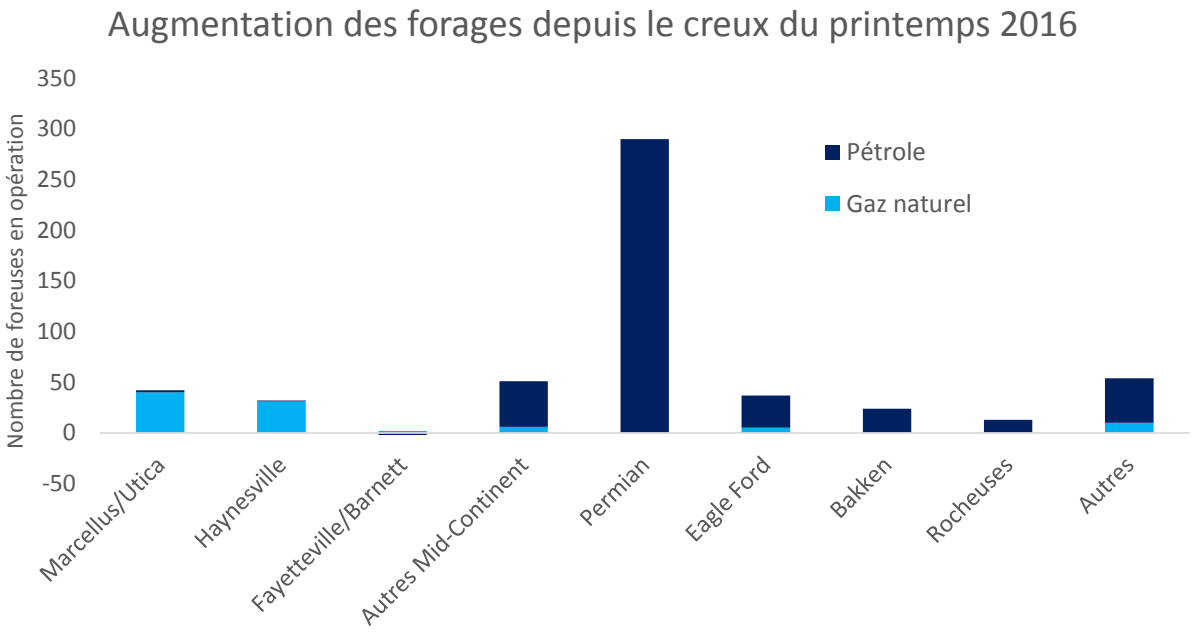
Source : Bloomberg

L'optimisme est de retour dans le secteur de la production pétrolière aux États-Unis. Le nombre d'appareils de forage en opération enregistre des gains importants. Au début du mois

de mars 2018, 800 foreuses étaient actives dans le secteur pétrolier aux États-Unis comparativement à un creux de 316 atteint en mai 2016.

La reprise de l'activité pétrolière aux États-Unis s'explique non seulement par la remontée de prix, mais aussi par une forte chute des seuils de rentabilité. Selon une étude de Rystad Energy[3], le seuil de rentabilité moyen serait tombé à 35 $ le baril en fin d'année 2016, alors qu'il était près de 80 $ le baril en 2013. Cette baisse de coût est attribuable à l'amélioration de la performance des puits et à des gains d'efficacité. Ce sont les champs gaziers du bassin de Permien, situé au Texas et au Nouveau-Mexique, qui ont connu la plus grande baisse du seuil de rentabilité soit, une baisse de 60 %. Et comme le montre le graphique ci-joint, les nouveaux forages pétroliers se concentrent effectivement dans ce bassin. Il faut noter ici que la production de pétrole brut dans le bassin de Permien est liée à une très forte production de gaz naturel associé. L'augmentation de la production dans Permien aura une incidence directe sur le marché gazier.

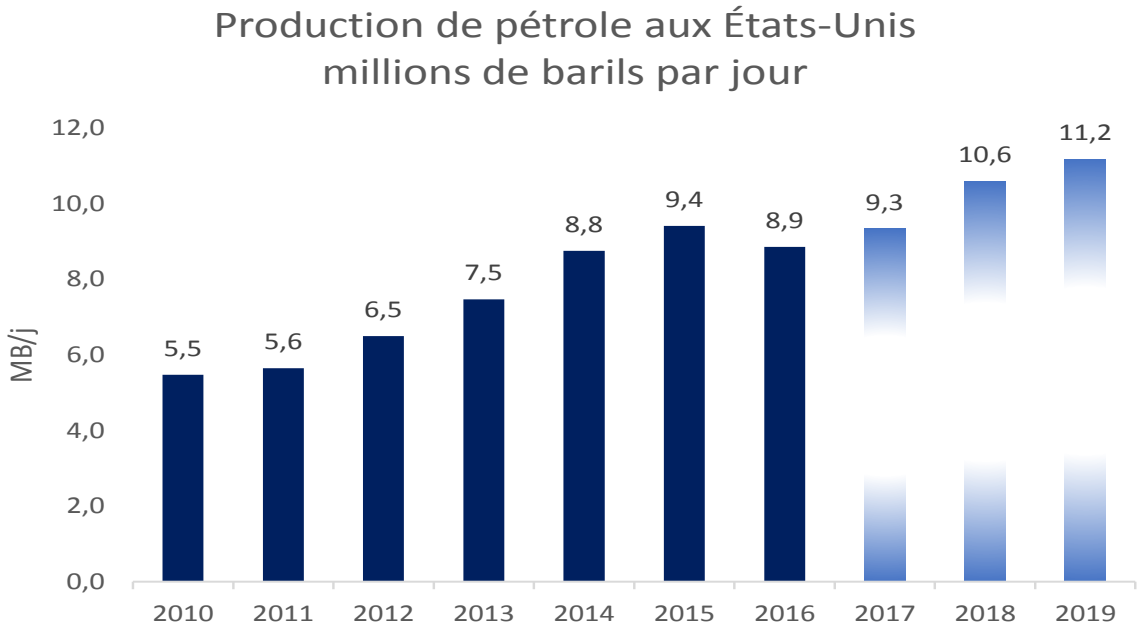
Graphique 2



Source : Baker Hughes, site internet

[3] World Energy 28 février 2017.

Graphique 3



Source : Energy Information Administration

Selon les prévisions de l'Energy Information Administration (« EIA »), la production pétrolière aux États-Unis augmentera rapidement au cours des prochaines années.

L'EIA s'attend à une contribution significative de cette croissance dans le golfe du Mexique, puisque sept nouveaux projets pétroliers devraient être mis en service d'ici la fin de 2019[4]. Mais c'est la production du bassin de Permien qui représente la part la plus importante de l'augmentation.

Qu'en est-il de la production canadienne de pétrole ?

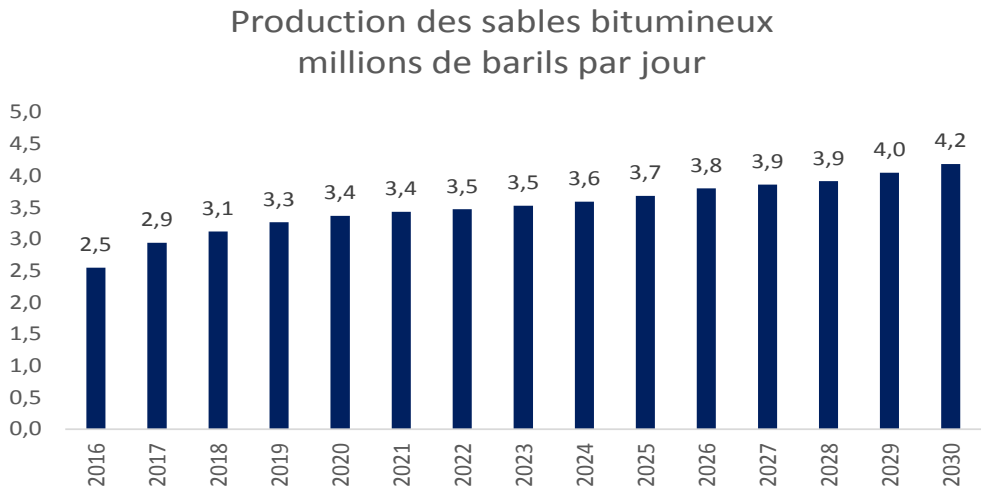
Selon l'Office national de l'énergie[5] (« ONÉ »), la production canadienne de sables bitumineux sera en croissance sur la période 2017-2040. De 2,5 MB/jour en 2016, elle atteindra 4,5 MBJ en 2040.

[4] EIA, Today in Energy, 18 janvier 2018.
[5] ONÉ, Avenir énergétique du Canada en 2017 : offre et demande énergétique à l'horizon 2040.

Selon les hypothèses retenues par l'ONÉ dans son scénario de référence, le prix du pétrole brut est assez élevé pour favoriser les investissements permettant la croissance de la production en ce qui concerne la production *in situ*. Pour ce qui est de la production à ciel ouvert, la croissance de la production devrait se stabiliser autour de 2024 avec la mise en service des projets qui sont déjà en construction. Les prix ne seront pas assez élevés pour permettre de nouveaux investissements dans ce type de production.

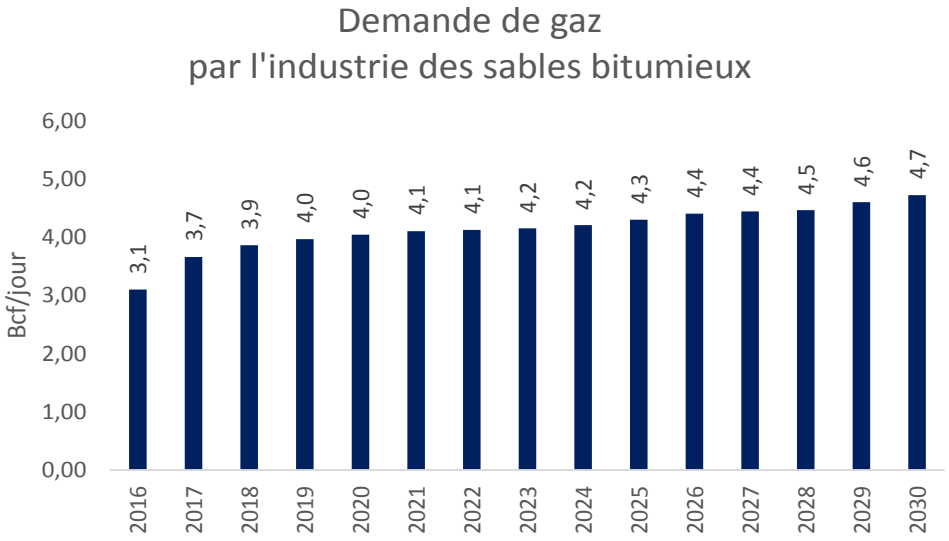
Les graphiques ci-dessous illustrent les prévisions de l'ONÉ quant à la production de pétrole tirée des sables bitumineux ainsi que la demande de gaz qui y est associée. Rappelons que le gaz naturel est le principal combustible utilisé pour la production des sables bitumineux.

Graphique 4



Source : Office national de l'énergie

Graphique 5



Source : Office national de l'énergie

1.2 Marché gazier : les principaux fondamentaux

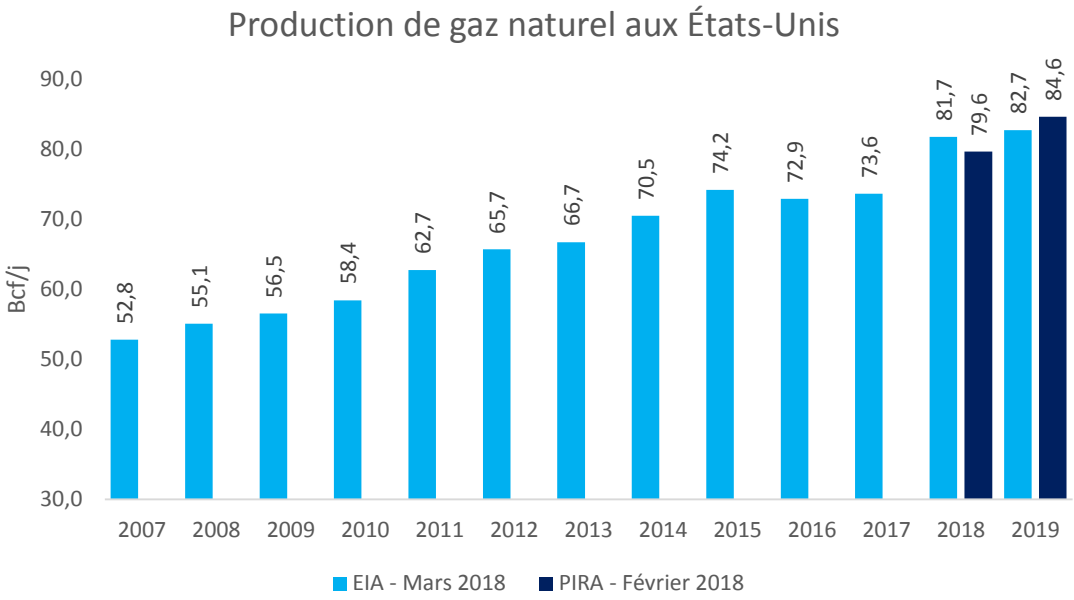
La dernière décennie a été marquée par d'énormes changements dans les techniques de production de gaz naturel en Amérique du Nord. Avec l'intégration des forages horizontaux et des techniques de fracturation en plusieurs étapes, le marché nord-américain du gaz naturel s'illustre par une augmentation marquée de sa production. La faiblesse des prix découlant de ce contexte d'abondance de l'offre a pour effet de hausser la demande continentale et internationale pour le gaz nord-américain.

1.2.1 Contexte gazier aux États-Unis

Depuis 2007 et jusqu'en 2015, la croissance de la production de gaz naturel aux États-Unis n'avait connu aucun raté. Or, une baisse drastique des forages, à la suite de la chute des prix durant le premier semestre de 2016, aura finalement eu un impact à la baisse sur la production de gaz naturel cette année-là.

Dès 2017, la production américaine s'est remise à croître et les attentes quant à la croissance de l'offre sont très élevées pour les prochaines années.

Graphique 6



Selon les prévisions de l'EIA[6], la production annuelle moyenne sera de 81,7 Bcf/j en 2018 et de 82,7 en 2019. Il s'agit d'une augmentation substantielle par rapport à une moyenne de 73,6 Bcf/j en 2017. La croissance de la production sera concentrée dans deux régions, soit dans les bassins de Marcellus et Utica dans les Appalaches, et dans le bassin de Permien situé au Texas et au Nouveau-Mexique[7].

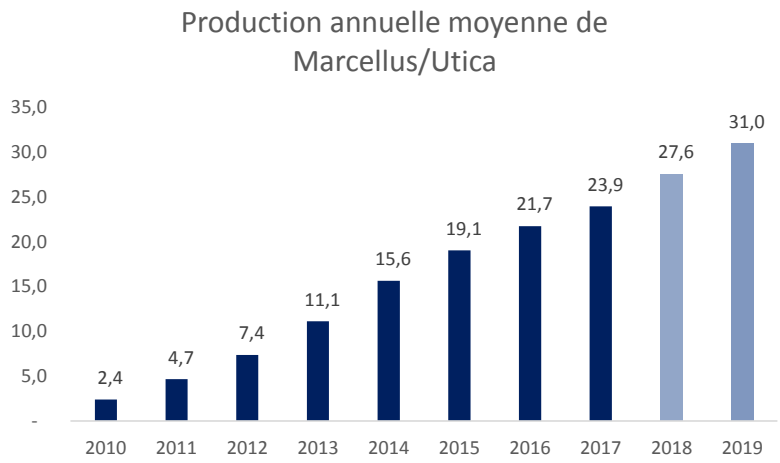
Au cours des prochaines années, la croissance de la production aux États-Unis dépassera la croissance de la consommation domestique. L'augmentation de la production servira principalement à approvisionner les exportations du gaz naturel gazeux et liquéfié. Les États-Unis sont devenus un exportateur net de gaz naturel pour la première fois en 2017, les exportations nettes ayant atteint une moyenne annuelle de 0,4 Bcf/j. Cette tendance se poursuivra au cours des prochaines années. L'EIA prévoit que les exportations de GNL atteindront en moyenne 3,0 Bcf/j en 2018 et 4,8 Bcf/j en 2019, contre 1,9 Bcf/j en 2017. Les exportations de gaz naturel par pipeline vers le Mexique devraient augmenter de

[6] EIA, Short-Term Energy Outlook, février 2018.
[7] EIA Today in Energy, 18 janvier 2018.

0,6 Bcf/j en 2018 et de 0,8 Bcf/j en 2019. Les exportations totales par gazoducs totaliseront 8 Bcf/j en 2019.

Depuis quelques années, la croissance soutenue de la production américaine de gaz naturel provient principalement de la région des Appalaches. PIRA[8] estime que la production globale d'Utica et de Marcellus s'élèvera à 31,0 Bcf/j en 2019, ce qui représentera près de 37 % de la production globale de gaz naturel aux États-Unis. Quant au bassin de Permien, PIRA prévoit une croissance de la production de 2,4 Bcf/j entre 2017 et 2019 pour s'établir à 8,3 Bcf/j.

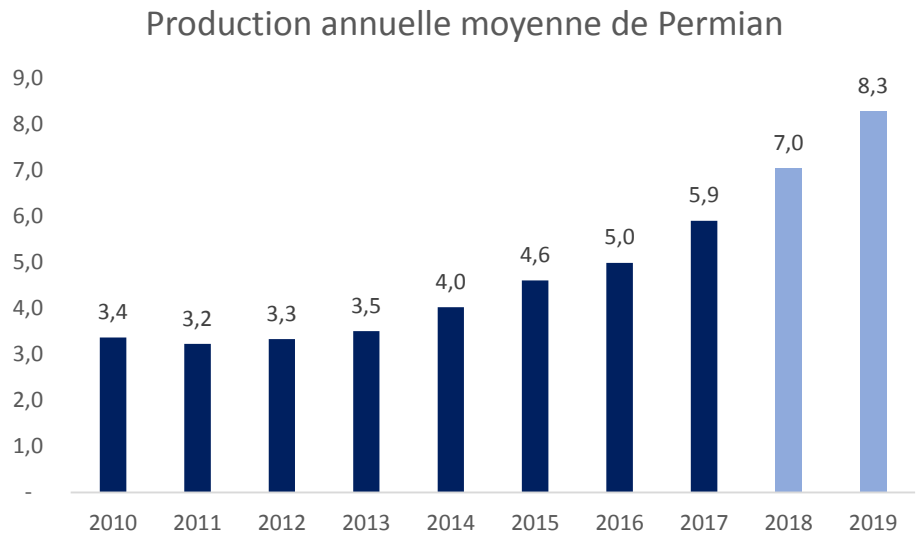
Graphique 7



Source : PIRA, février 2018

[8] PIRA – N.A. Regional Short-Term Forecast, février 2018.

Graphique 8



Source : PIRA, février 2018

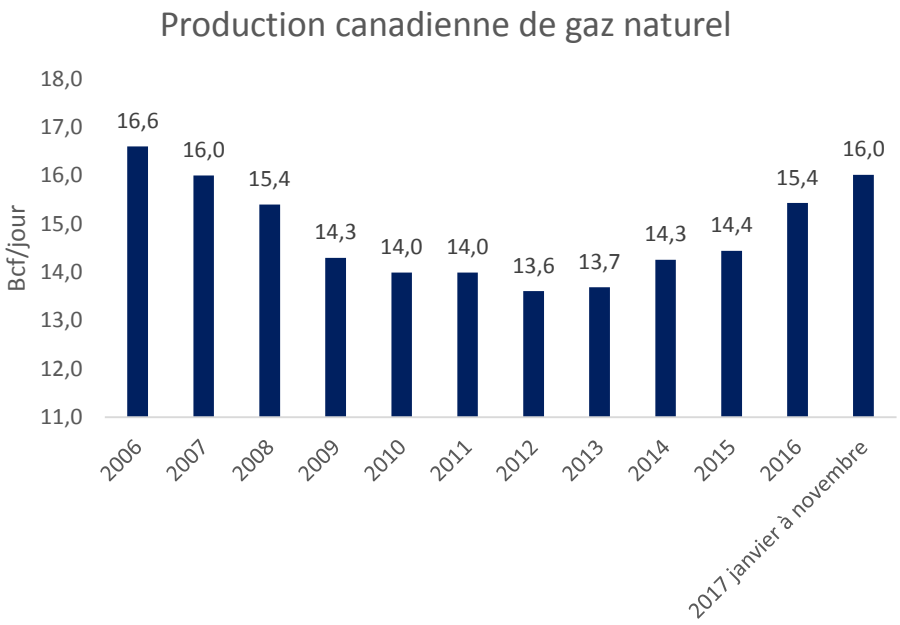
La capacité pipelinière desservant les champs de Marcellus/Utica aura augmenté de 18 Bcf/j entre 2017 et 2019. Cette croissance est de loin supérieure à l'augmentation prévue de la production dans la région. Cette situation laisse entrevoir la fin du goulot d'étranglement qui limitait jusqu'à maintenant la croissance de la production selon le potentiel de ces bassins.

Par contre les contraintes d'infrastructures qui touchent le marché de la Nouvelle-Angleterre en hiver vont demeurer, car aucun projet à venir ne vise spécifiquement cette région. La plupart des projets sont destinés à desservir le golfe du Mexique ou le Mid-Ouest américain dans l'état du Michigan notamment.

1.2.2 Contexte gazier au Canada

La production de gaz naturel au Canada connaît une bonne croissance depuis 2012, comme indiqué au graphique ci-dessous.

Graphique 9



Source : Statistique Canada

La formation du bassin de Montney produit actuellement 30 % de la production totale canadienne. L'ONÉ estime que la croissance de la production gazière au Canada proviendra principalement de ce bassin au cours des 25 prochaines années. Montney s'étend sur 130 000 kilomètres carrés dans une diagonale du nord-est de la Colombie-Britannique au nord-ouest de l'Alberta. Ce bassin dispose d'une quantité estimative de gaz commercialisable de 445 Tcf sur un total canadien de 1 225 Tcf.

Carte 2 : Formation de Montney

Source : Office national de l'énergie

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

Même si le potentiel gazier du Bassin Sédimentaire de l'Ouest Canadien (BSOC) est énorme, l'accès aux marchés est difficile. L'industrie du gaz naturel au Canada fait face à une compétition féroce des producteurs de shales américains. Les ressources à très bas coûts de Marcellus évincent le gaz canadien sur les marchés du Nord-Est américain et seront de plus en plus présentes en Ontario et au Québec avec le développement des nouvelles capacités de transport qui seront mises en service au cours des prochaines années (voir la section 1.3).

Un obstacle important à la compétitivité du gaz canadien sur les marchés de l'Est canadien réside dans les tarifs de transport réguliers trop élevés sur le réseau principal de TCPL. Compte tenu de cette situation, TCPL a proposé à l'automne 2016 un nouveau service de transport à prix fixe longue durée soit, le 2017 Dawn Long Term Fixed Price (« LTFP »), visant à inciter les producteurs de l'Ouest canadien à utiliser les capacités de transport existantes entre AECO et Dawn. Cette offre, lancée le 13 octobre 2016, n'a toutefois pas suscité assez d'intérêt auprès des

expéditeurs. En fait, les producteurs canadiens affirmaient que les tarifs offerts étaient encore trop élevés dans le cadre d'un engagement de 10 ans. TCPL avait donc retiré le projet.

Toutefois, le 22 février 2017, TCPL a relancé un appel d'offres pour un service de transport similaire. Le nouveau service a été négocié avec les producteurs de gaz naturel de l'Ouest canadien et a été offert par la suite à tous les expéditeurs. Les principales conditions du service ont trait à un tarif fixe de 0,77 $/GJ sur le tronçon Empress-Dawn. Le terme du contrat est de 10 ans, mais les expéditeurs ont la possibilité d'en réduire le terme, sur préavis de deux ans, d'une durée de 1 à 5 ans en contrepartie d'une augmentation du tarif sur les deux dernières années. Le point de réception à Empress et le point de livraison à Dawn sont sans droits de détournements et sans points de réception auxiliaires. Mais il est possible de souscrire des volumes en vue de choisir des points de livraison secondaires sur le réseau de Great Lakes Gas Transmission Company (« GLGT »). Ceux-ci sont toutefois non-fermes.

Ce nouveau service a réussi à susciter assez d'intérêt dans le marché. TCPL a signé 27 nouveaux contrats de transport longue distance pour un total de 1,42 Bcf/j. La demande visant ce service a été déposée auprès de l'ONÉ en avril 2017 et a été approuvée telle que déposée en septembre 2017[9].

Ce nouveau service permet donc aux producteurs de l'Ouest canadien d'être plus compétitifs sur les marchés de l'Est en plus d'augmenter la liquidité à Dawn.

Exportations canadiennes de GNL

En plus des marchés traditionnels, plusieurs sont d'avis que la croissance de la production gazière au Canada devra passer nécessairement par des exportations de GNL sur le marché international. Au moment d'écrire ces lignes, aucun projet de liquéfaction en sol canadien n'avait atteint la phase de construction. Ces projets ont été fragilisés par la chute des prix du pétrole et par la forte concurrence du marché international du GNL. Bien que l'ONÉ ait accordé un grand nombre de licences d'exportation à des promoteurs de projets de liquéfaction de gaz naturel sur

[9] ONÉ, Décision RH-003-2017.

les côtes du Pacifique notamment, celui-ci n'est pas du tout optimiste quant à la réalisation de ces projets.

Ainsi dans la publication *Avenir énergétique du Canada en 2017 : offre et demande énergétique à l'horizon 2040,* l'ONÉ indique :

> « *Le marché de ce gaz est toujours plus concurrentiel avec la construction de nouvelles installations un peu partout dans le monde. Des promoteurs envisagent encore la possibilité de mener à bien certains projets de GNL au Canada sur les côtes Atlantique et Pacifique. Cependant, compte tenu de la faiblesse récente des prix ainsi que des coûts relativement plus élevés de mise en service d'installations méthanières et des gazoducs destinés à les alimenter, aucune exportation de ce produit à partir du Canada n'est prévue dans Avenir énergétique 2017 pendant la période de projection.* »
> [10]

1.3 Carrefour d'échange de Dawn

Comme mentionné précédemment, le carrefour de Dawn bénéficie depuis le mois de novembre 2017 d'une augmentation de sa liquidité grâce à l'implantation du nouveau service LTFP de TCPL.

Le carrefour de Dawn est relié à une dizaine de gazoducs provenant des États-Unis et du Canada qui lui donnent accès aux grands bassins d'approvisionnement en Amérique, soit le BSOC, les Rocheuses américaines, le « Mid-Continent », le golfe du Mexique et Marcellus.

En novembre 2012, Dawn a été raccordé physiquement au bassin de Marcellus. TCPL a modifié son système afin d'inverser le flux gazier et de transporter du gaz à partir de Niagara jusqu'à Kirkwall dans le sud de l'Ontario. Il s'agissait d'une première étape vers l'accès de l'est du Canada au gaz de Marcellus.

En novembre 2015, cette capacité a augmenté de 0,158 Bcf/j avec la mise en service du Northern Access 2015/Niagara Expansion Project. La capacité d'importation via Niagara est actuellement de 0,6 Bcf/j et celle à Chippawa est de 0,12 Bcf/j.

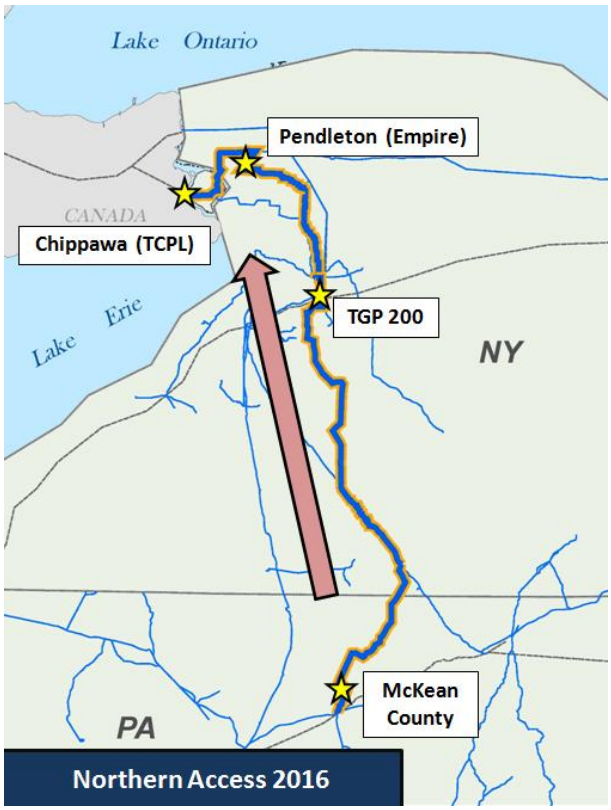
[10] ONÉ, Avenir énergétique du Canada en 2017 : offre et demande énergétiques à l'horizon 2040, page 48.

En novembre 2017, l'ONÉ a approuvé un projet prévoyant des modifications au niveau des compteurs au point d'exportation où le réseau de TransCanada se raccorde au réseau d'Iroquois Gas Transmission System, à la frontière canado-américaine. Cette modification permettra un écoulement bidirectionnel sur Iroquois à la frontière du Canada. Il s'agit donc d'une nouvelle porte d'entrée pour le gaz des Appalaches. Ce projet se réalisera malgré les délais et incertitudes quant à la réalisation du projet Constitution.

Rappelons que le projet Constitution consiste en la construction d'un pipeline qui relierait le bassin de Marcellus au pipeline Iroquois à Wright. En avril 2016, le New York Department of Environmental Conservationa refusé d'accorder la certification pour la qualité de l'eau au projet. Le dossier est devant les tribunaux depuis lors.

Il en est de même pour le projet Northern Access 2016 de National Fuel Gas Supply qui vise à ajouter une capacité sud-nord de 0,5 Bcf/j entre la région productrice de McKean County en Pennsylvanie jusqu'à Chippawa. Le projet a reçu l'approbation de la Federal Energy Regulation Commission (« FERC ») le 4 février 2017, mais s'est vu également refuser le permis sur la qualité de l'eau par la New York Department of Environmental Conservation. National Fuel a fait appel de la décision et a depuis présenté un certain nombre de demandes à la FERC en vue d'une action accélérée. Aucune autorisation finale pour le projet n'a encore été accordée.

Carte 3



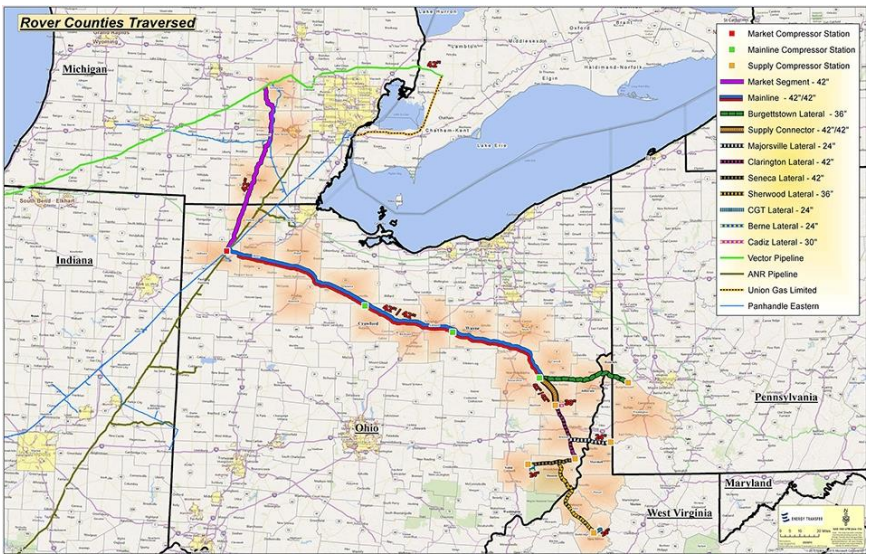
Source : National Fuel, site internet

Deux nouveaux projets d'infrastructure viendront augmenter de manière considérable la capacité de l'est du Canada à s'approvisionner auprès des bassins de Marcellus et d'Utica.

1. **ET Rover** est un projet de pipeline d'une capacité totale de 3,25 Bcf/j entre Claington et Defiance en Ohio et un autre segment de 1,3 Bcf/j entre Defiance et Dawn. Rover a, sous contrat, le transport de près de 1 Bcf/j entre Marcellus/Utica et l'est du Canada via le pipeline Vector. Rover a reçu l'approbation de la FERC le 2 février 2017. La construction est actuellement achevée à 99% tout au long de la route. Le pipeline est actuellement opérationnel entre Noble County et Defiance en Ohio à la hauteur de 2,0 Bcf/j. Les promoteurs prévoient mettre en service, au cours du second trimestre de 2018, la seconde phase du projet vers le Michigan et vers le carrefour de Dawn via le pipeline Vector[11].

[11] Gas Daily, 23 février 2018.

Carte 4



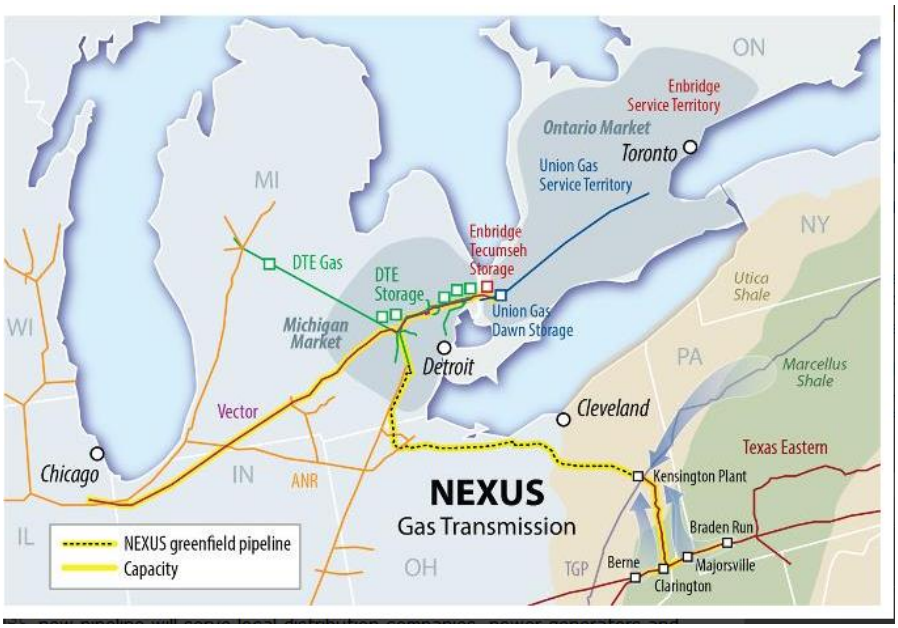
Source : Energy Transfer : Site internet

2. **NEXUS** est un projet de transport pipelinier d'Enbridge Inc. et DTE Energy d'une capacité de 1,5 Bcf/j à partir des champs de Marcellus et d'Utica. Ce projet vise à desservir les marchés du Mid-Ouest américain et de l'est du Canada, à Dawn, par Vector. Selon Spectra, les deux tiers de la capacité totale du projet sont sous contrat[12].

NEXUS a reçu l'approbation de la FERC au cours de l'été 2017. Les travaux de construction ont débuté l'automne dernier et la mise en service de ce projet est prévue pour novembre 2018.

[12] Gas Daily, 15 septembre 2018.

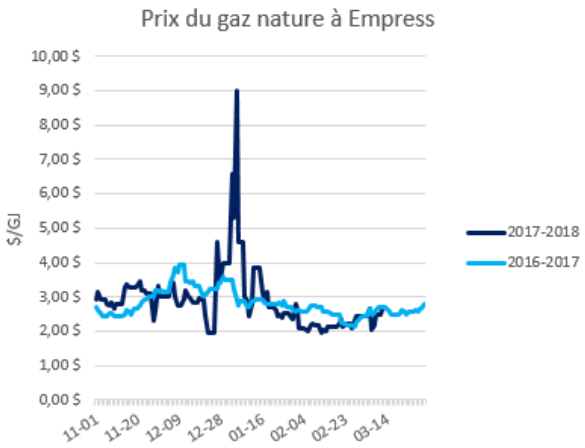
Carte 5


ON
Enbridge
Service Territory
Ontario Market
Toronto
Union Gas
Service Territory
MI
NY
Enbridge
Tecumseh
Storage
DTE Gas
DTE
Storage
Utica
Shale
WI
Michigan
Market
Union Gas
Dawn Storage
Detroit
PA
Marcellus
Shale
Vector
Cleveland
Texas Eastern
Chicago
IN
ANR
Kensington Plant
NEXUS
Gas Transmission
Braden Run
IL
NEXUS greenfield pipeline
Capacity
OH
TGP
Berne
Majorsville
Clarington

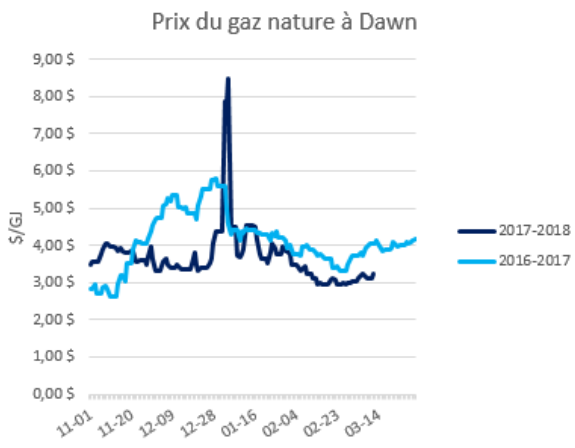
1.4 Prix du gaz naturel

Les graphiques 10,11 et 12 présentent les prix à Empress et à Dawn ainsi que le différentiel de prix pour l'hiver en cours et pour l'hiver précédent.

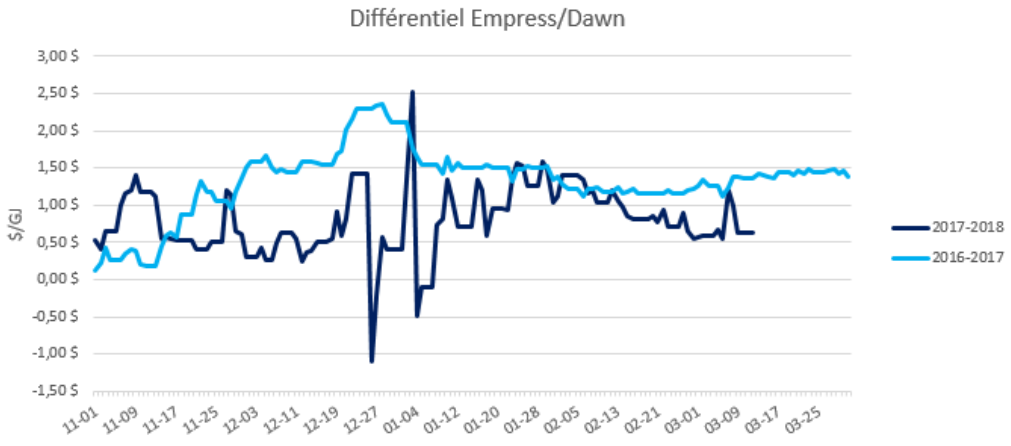
Graphique 10



Graphique 11



Graphique 12



Source : Bloomberg

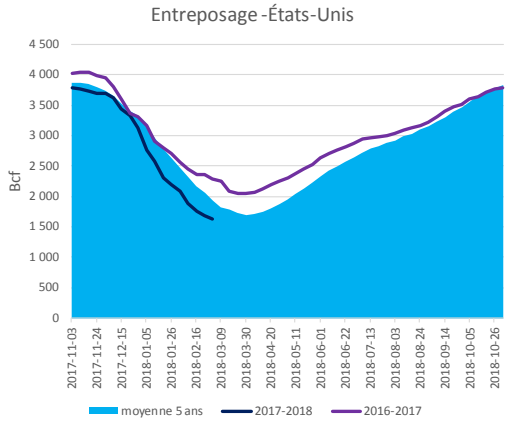
En moyenne, du 1er novembre 2016 au 12 mars 2017, les prix spot du gaz naturel ont été de 2,84 $/GJ à Empress et de 4,15$/GJ à Dawn. Cette saison, sur la même période, les prix moyens ont été de 2,89 $/GJ à Empress et de 3,68$/GJ à Dawn.

Cette année, les prix à Dawn ont baissé de façon absolue et aussi de façon relative par rapport à Empress. Ainsi, le différentiel Empress-Dawn a été de 0,79 $/GJ cette année comparativement à 1,31 $/GJ l'année dernière.

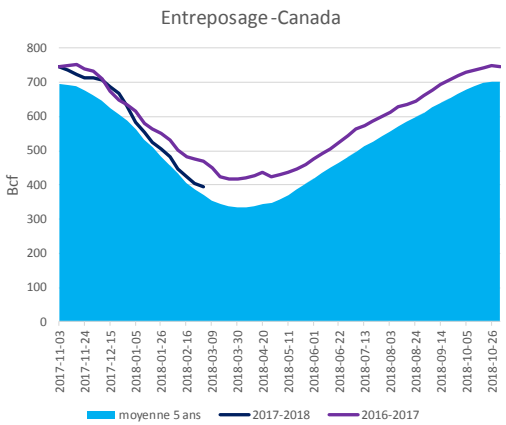
Les prix du gaz naturel à Dawn ont baissé même si les sites d'entreposage de l'est du Canada ont été particulièrement sollicités. En effet, après un début d'hiver très doux, la vague de grand froid qui a sévi au Québec et sur le reste du continent à la fin de l'année 2017 et au début de l'année 2018 a amené de la volatilité sur le marché du gaz naturel. Durant une très courte période au début du mois de janvier, le prix quotidien à Dawn a fluctué entre 6$/GJ et 9$/GJ. Il faut noter cependant que ce contexte n'a pas eu d'effet sur les prix des contrats à terme. En date du 12 mars, le gaz naturel à Dawn se transigeait à 3,14 $/GJ pour l'été 2018 et à 3,56 $/GJ pour l'hiver 2018-2019.

Niveaux d'entreposage de gaz naturel - Bcf

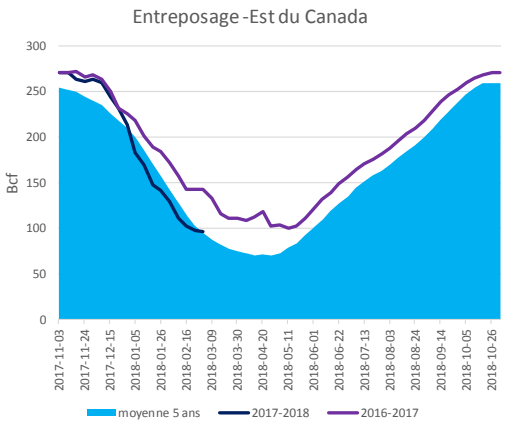
Graphique 13



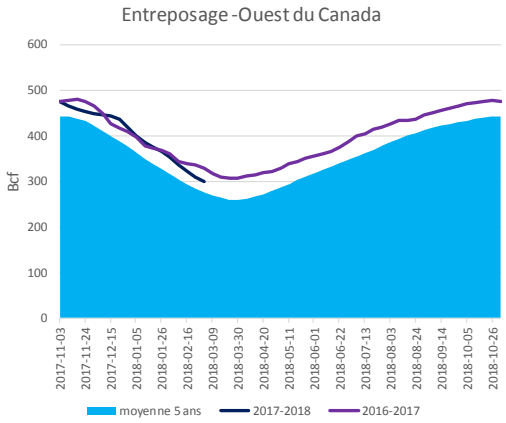
Graphique 14



Graphique 15



Graphique 16



Source : EIA

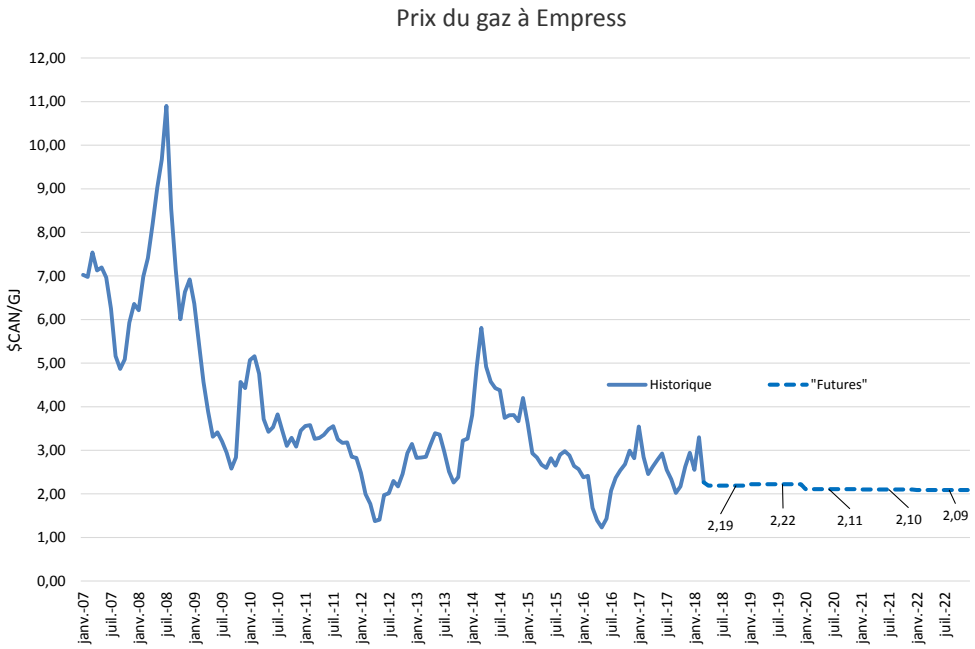
Quelles sont les attentes en matière de prix du gaz naturel à court et à moyen termes?

La forte croissance de la production de gaz naturel attendue au cours des prochaines années n'est pas propice à une augmentation des prix. C'est pour cette raison que les baisses de volumes de gaz naturel dans les sites d'entreposage canadiens et américains n'ont pas conduit à des hausses de prix sur les marchés à terme.

Pour ce qui est des prix continentaux, l'EIA s'attend à des prix relativement constants en 2018 et en 2019. Selon ses prévisions, les prix à Henry Hub qui ont été en moyenne à 2,99 $US/MMBtu en 2017, seront de 2,99 $US/MMBtu en 2018 et à 3,07 $US/MMBtu en 2019

Les graphiques suivants présentent les prix « Futures » à Dawn publiés par TD Securities, en date du 12 mars 2018.

Graphique 17

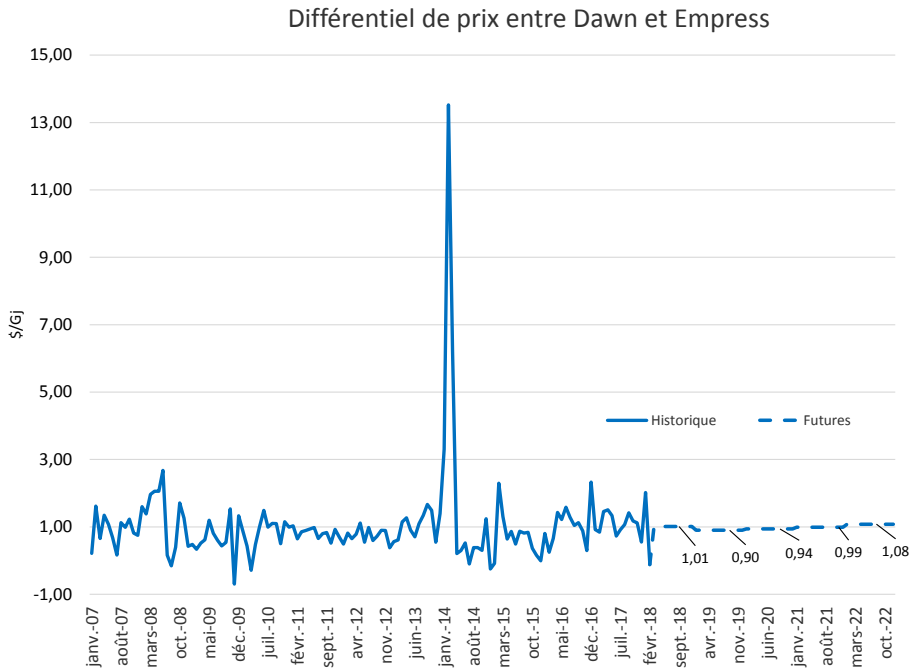


Source : TD Securities

Graphique 18

Source : TD Securities

Graphique 19



Source : TD Securities

Les prix « Futures » se situent à l'intérieur de la fourchette des niveaux historiques observés depuis 2009. Quant au différentiel de prix entre Empress et Dawn, il fluctue autour de 1,00 $/GJ.

1.5 En résumé

Après un court arrêt en 2016, la production continentale de gaz naturel a repris le chemin de la croissance en 2017 et les prévisions de croissance sont très élevées pour les prochaines années. Les bassins de production des Appalaches sont toujours au premier plan en ce qui a trait à l'augmentation de la production. Mais depuis la remontée des cours pétroliers, la production de gaz associé est substantielle notamment dans le bassin de Permien.

Au Canada, la production de gaz naturel a continué de croître en 2017 grâce au développement des réserves de la formation de Montney. Le nouveau service Dawn LTFP de TransCanada permet au gaz canadien de concurrencer avec le gaz américain sur le marché de Dawn. Mais le contexte gazier international limite les chances de succès pour ce

qui est du développement prochain des projets de liquéfaction sur les côtes du Pacifique et de l'Atlantique.

Quant au carrefour de Dawn, le développement par TCPL du nouveau service à tarif réduit LTFP contribue depuis novembre 2017 à l'augmentation de la liquidité à Dawn. De plus, le lien de ce carrefour avec la production de Marcellus/Utica sera renforcé en 2018 avec la mise en place de la phase 2 du projet Rover et de Nexus. Cette dynamique fait en sorte que le carrefour de Dawn est très bien positionné. La faiblesse des prix à ce point sur le marché à terme le confirme. Le différentiel de prix entre Empress et Dawn tourne autour de 1,00 $/GJ pour les cinq prochaines années confirmant l'avantage de s'approvisionner à Dawn plutôt qu'à Empress, puisque l'économie en frais de transport fait plus que compenser cet écart de prix.

2 CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

2.1 Hypothèses économiques

Le tableau ci-dessous présente les hypothèses économiques utilisées dans ce plan d'approvisionnement.

Tableau 2

Hypothèses économiques				
	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
Croissance du PIB québécois	1,7%	1,4%	1,0%	1,2%
Taux d'inflation québécoise	1,8%	1,8%	1,3%	1,5%
Taux de change ($US/$CAN)	0,78	0,79	0,79	0,79

Sources des prévisions

PIB Québec 2018-2019	*Moyenne de prévisions :*
	Desjardins (déc.17)
	Conference Board du Canada (nov. 17)
	Banque Toronto Dominion (déc.17)
	Banque Nationale (jan.18)
	Banque Scotia (déc.17)
	BMO (jan.18)
	Banque Royale (déc.17)
	CIBC (déc.17)
PIB Québec 2019-2020 à 2021-2022	*Moyenne de prévisions :*
	Desjardins (déc.17))
	Conference Board du Canada (nov.17)
Inflation Québec 2018-2019	*Moyenne de prévisions :*
	Desjardins (déc.17)
	Conference Board du Canada (nov. 17)
	Banque Toronto Dominion (déc.17)
	Banque Nationale (jan.18)
	BMO (jan.18)

	Banque Royale (déc.17)
Inflation Québec 2019-2020 à 2021-2022	*Moyenne de prévisions :* *Desjardins (déc.17)* *Conference Board du Canada (nov.17)*
Taux de change 2017-2018 à 2020-2021	*TD Securities – valeur des « Futures »*, moyenne du 4 au 17 décembre 2017.

2.2 Hypothèses énergétiques

Gaz naturel

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

Énergir a utilisé les prix des « Futures » sur le marché financier pour arrêter ses hypothèses quant au prix du gaz naturel.

Considérant le déplacement des livraisons des clients au service de fourniture, avec ou sans transfert de propriété, et des clients ayant convenu d'une entente à prix fixe auprès d'un fournisseur spécifique (achat direct), Énergir a établi son prix de fourniture à Dawn depuis le 1er novembre 2016. Ce prix sur l'horizon du plan d'approvisionnement est présenté au Tableau 4.

Tableau 3

Marché financier - Moyenne du 4 au 15 décembre 2017 **Prix du gaz naturel - $CAN/Gj**				
	2018-2019	**2019-2020**	**2020-2021**	**2021-2022**
AECO	1,67 $	1,85 $	2,08 $	2,20 $
Empress	2,17 $	2,19 $	2,28 $	2,40 $
Dawn	3,16 $	3,09 $	3,15 $	3,21 $
NYMEX - Henry Hub	3,41 $	3,36 $	3,39 $	3,40 $

Source : TD Securities

Tableau 4

Hypothèses retenues ($CAN/GJ)				
	octobre	**nov.- mars**	**avr.-sept.**	**année**
2018-2019				
Prix à Empress	2,38 $	2,26 $	2,06 $	2,17 $
Prix à Dawn	3,03 $	3,53 $	2,86 $	3,16 $
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,12 $	3,18 $	3,25 $	3,21 $
2019-2020				
Prix à Empress	2,13 $	2,41 $	2,02 $	2,19 $
Prix à Dawn	2,89 $	3,42 $	2,85 $	3,09 $
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,20 $	3,25 $	3,29 $	3,26 $
2020-2021				
Prix à Empress	2,07 $	2,52 $	2,12 $	2,28 $
Prix à Dawn	2,92 $	3,49 $	2,90 $	3,15 $
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,26 $	3,30 $	3,34 $	3,32 $
2021-2022				
Prix à Empress	2,18 $	2,60 $	2,27 $	2,40 $
Prix à Dawn	2,96 $	3,50 $	3,01 $	3,21 $
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,33 $	3,37 $	3,40 $	3,38 $

Source : TD Securities

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

Prix du pétrole et produits pétroliers

Le tableau suivant présente les prix « Futures » offerts sur le marché financier pour le pétrole durant les périodes couvertes par le plan d'approvisionnement.

Tableau 5

Marché financier - moyenne du 4 au 15 décembre 2017 Prix du pétrole ($US/baril)				
	2018-2019	**2019-2020**	**2020-2021**	**2021-2022**
Brent	59,71	57,74	56,86	56,50

Source : TD Securities

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

Tableau 6

Hypothèses retenues	
2018-2019	
Prix du Brent ($US/baril)	59,71
Mazout no 6, 1,0% soufre ($CAN/baril)	68,97
Mazout no 2 ($CAN/litre)	0,72
2019-2020	
Prix du Brent ($US/baril)	57,74
Mazout no 6, 1,0% soufre ($CAN/baril)	66,53
Mazout no 2 ($CAN/litre)	0,70
2020-2021	
Prix du Brent ($US/baril)	56,86
Mazout no 6, 1,0% soufre ($CAN/baril)	65,37
Mazout no 2 ($CAN/litre)	0,68
2021-2022	
Prix du Brent ($US/baril)	56,50
Mazout no 6, 1,0% soufre ($CAN/baril)	64,84
Mazout no 2 ($CAN/litre)	0,68

Source : TD Securities

Tarifs de l'électricité

Pour ce qui est des tarifs d'électricité, Énergir utilise l'hypothèse que les tarifs en vigueur au 1er avril 2018 seront majorés de 2,0% au premier avril de chaque année, de 2019 à 2022.

3 SITUATION CONCURRENTIELLE

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

Les mesures de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2019-2022 sont établies à partir des prévisions de prix de la section 2 (« Contexte économique et énergétique ») du présent document. Les tarifs de distribution, de transport, d'inventaire et d'équilibrage utilisés pour l'ensemble du plan correspondent à ceux actuellement en vigueur.

Énergir a aussi remplacé le taux actuel du SPEDE par des prévisions annuelles des taux du SPEDE établies à partir des projections de prix des droits d'émissions réalisées par CaliforniaCarbon.info (« CCI »)[13]. À cette prévision de prix des droits d'émission sont ajoutés des coûts d'ajustement estimés par la différence entre les taux de SPEDE effectifs depuis janvier 2017 et le prix moyen des cinq ventes aux enchères qui ont eu lieu de novembre 2016 à novembre 2017. La même méthodologie a été utilisée pour les mazouts lourds et légers. Les deux tableaux suivants montrent les prix utilisés.

[13] Voir R-4028-2017, B-0006, Énergir-1, Document 1, Annexe 3.

Tableau 7

PROJECTION DES PRIX DES DROITS D'ÉMISSIONS DE 2019 A 2022

Année civile	($us/T CO_2)	Taux de change	($can/T CO_2)
2019	[redacted]		
2020			
2021			
2022			

Tableau 8

PROJECTION DES TAUX DU SPEDE PAR SOURCE D'ÉNERGIE 2019 À 2022

Année civile	Gaz naturel (¢can/m³)	Mazout n° 2 (¢can/l)	Mazout n° 6 (¢can/l)
2019	3,91	6,05	7,48
2020	4,12	6,35	7,83
2021	4,39	6,74	8,28
2022	4,68	7,16	8,76

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

3.1 Marché grandes entreprises

Les cas types présentés au Tableau 9 pour la grande entreprise sont établis en fonction des projections de prix de la fourniture de gaz naturel et du mazout n° 6 à 1 % de soufre présentées au Tableau 6. La conversion vers le mazout est faite en considérant une efficacité énergétique de gaz naturel de 80 % et de 75 % pour le mazout lourd. Énergir pose comme hypothèse que le prix du mazout doit être majoré d'environ 1,00 $/baril afin d'inclure les coûts de transport pour que le mazout soit acheminé au client puisque dans la composition du prix du gaz naturel, le transport est inclus. La position concurrentielle au palier 4.6 correspond à

une consommation annuelle de 5,5 10^6m^3 et celle au palier 4.7 se réfère à une consommation annuelle de 20 10^6m^3. Pour les paliers 5.5 et 5.7, les consommations annuelles sont respectivement de 1,5 10^6m^3 et 7 10^6m^3. Avec de telles consommations, seulement le cas type au palier 4.7 n'inclut pas le prix du SPEDE étant donné qu'en consommant de tels volumes, le client est un « émetteur » au sens du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* et par le fait même ne serait pas soumis à la composante SPEDE sur sa facture de gaz naturel. Les profils mensuels de consommation des cas types sont établis selon les profils mensuels moyens des clients qui consomment à ces tarifs.

Tableau 9

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2019 à 2022

Marché grandes entreprises

(Gaz naturel = 100)	Service continu		Service interruptible	
Palier tarifaire	**4.6**	**4.7**	**5.5**	**5.7**
2018-2019				
Mazout n° 6 (1 % soufre)	186	201	193	191
2019-2020				
Mazout n° 6 (1 % soufre)	179	190	185	195
2020-2021				
Mazout n° 6 (1 % soufre)	174	185	180	189
2021-2022				
Mazout n° 6 (1 % soufre)	170	180	176	185

Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, le gaz naturel maintiendra une situation concurrentielle favorable. Les prévisions peu élevées des prix du gaz naturel lui permettent de demeurer concurrentiel, et ce, malgré la baisse des cours des prix du pétrole. Au cours de cette période, le mazout n° 6 devrait afficher un coût de 70 % à 101 % supérieur à celui du gaz naturel.

L'écart de prix moyen projeté entre le mazout n° 6 et le gaz naturel pour les contrats à court terme est présenté au Tableau 10. L'écart entre les prix est déterminé selon l'hypothèse de consommation hors hiver afin de refléter la consommation de gaz d'appoint concurrence. Ainsi, le gaz naturel devrait bénéficier d'un écart favorable allant de 10,30 $/GJ en 2019 à 9,43 $/GJ en 2022.

Tableau 10

ÉCART DE PRIX MOYEN PROJETÉ 2019 à 2022

Marché grandes entreprises – Contrats à court terme

	(Écart positif favorable gaz naturel)	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
1	***Écart de prix en $/GJ***				
2	Mazout n° 6 *vs* gaz naturel	10,30	9,93	9,64	9,43

3.2 Marché des petit et moyen débits

Les cas types présentés au Tableau 11 et au Tableau 12 pour les clients à petit et moyen débits sont établis en fonction du volume de consommation qui leur est attribué. Les tarifs de distribution utilisés pour le calcul des factures correspondent au tarif D_1 pour les clients ayant des profils chauffage et au tarif D_3 pour le cas à profil stable. Tout comme pour le prix du mazout n° 6, un supplément (de 14 ¢/l au marché résidentiel et entre 10 ¢/l et 4,5 ¢/l, selon le cas au marché affaires) est ajouté au prix de gros (rampe de chargement) du mazout n° 2, afin de refléter les prix payés par les utilisateurs finaux, soit les clients. Ces suppléments permettent de prendre en compte les coûts de transport, ainsi que les marges de distribution associées aux marchés résidentiel et affaires. De surcroît, ces majorations sont basées sur les marges de distribution moyennes analysées depuis le 1er janvier 2016[14].

3.3 Marché résidentiel

Pour les cas types résidentiels, la conversion de l'énergie de chauffage du gaz naturel vers le mazout ou l'électricité se fait en fonction des efficacités énergétiques suivantes : 92 % au gaz naturel et 85 % pour le mazout si les équipements sont récents et plus efficaces, 74 % pour le gaz naturel et 75 % pour le mazout si les équipements sont âgés et moins efficaces. L'électricité a quant à elle une efficacité constante de 97 %, que les appareils soient vieux ou récents.

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

Tableau 11

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2019 à 2022
Marché résidentiel (chauffage)

	(Gaz naturel = 100)	Nouvelle construction Équipements récents et plus efficaces	Construction existante Équipements récents et plus efficaces	Construction existante Équipements âgés et moins efficaces
	Vol. an. de chauf.	1 417 m³	2 151 m³	2 674 m³
1	***2018-2019***			
2	Mazout n°2	148	159	150
3	Électricité	123	137	113
4	**2019-2020**			
5	Mazout n°2	143	154	145
6	Électricité	125	139	115
7	**2020-2021**			
8	Mazout n°2	141	151	142
9	Électricité	127	141	117
10	**2021-2022**			
11	Mazout n°2	139	150	141
12	Électricité	128	143	118

De 2019 à 2022, Énergir anticipe une situation concurrentielle favorable au gaz naturel par rapport au mazout nº 2 et à l'électricité pour le chauffage des clients résidentiels.

Considérant l'installation d'appareils efficaces, le gaz naturel permet d'éviter un surcoût par rapport au mazout de l'ordre de 39 % à 59 % selon l'année considérée et les cas présentés. Par rapport à l'électricité, le surcoût évité serait plutôt de l'ordre de 23 % à 43 %.

Pour sa part, un client existant n'ayant pas modernisé ses appareils paiera tout de même moins cher pour se chauffer au gaz naturel que s'il possédait un appareil aussi âgé au mazout : le coût évité devrait se situer entre 41 % et 50 %. L'avantage du gaz naturel est également suffisant pour que ce client gagne à se chauffer au gaz naturel plutôt qu'à l'électricité, soit un coût évité entre 13 % et 18 %.

3.4 Marché affaires

Tableau 12

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2019 à 2022

Marché affaires

	(Gaz naturel = 100)		Profils chauffage				Profil stable
	Volume annuel		14 600 m³	41 500 m³	100 000 m³	400 000 m³	400 000 m³
1	**2018-2019**						
2		Mazout n°2	179	195	208	227	278
3		Électricité	165	185	185	207	223
4	**2019-2020**						
5		Mazout n°2	173	188	201	218	268
6		Électricité	167	185	187	209	226
7	**2020-2021**						
8		Mazout n°2	169	184	196	213	261
9		Électricité	169	187	189	211	227
10	**2021-2022**						
11		Mazout n°2	167	181	193	210	256
12		Électricité	171	189	191	213	228

La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires demeurera favorable de 2019 à 2022. L'avantage concurrentiel du gaz naturel variera de 67 % à 178 % selon l'année et la quantité de gaz naturel consommée annuellement, l'avantage augmentant avec le niveau de consommation.

Face à l'électricité, l'avantage demeure favorable pour la facture de gaz naturel. Cet avantage est de 65 % à 128 % selon le cas et l'année considérés.

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

4 PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2018)

Lors de Cause tarifaire 2018, les prévisions pour l'année 2018 avaient été évaluées plusieurs mois avant le début de l'année financière à partir des hypothèses économiques et des informations disponibles pour les différents marchés. Les données utilisées ont varié depuis et, à la lumière des mois réels enregistrés, une révision des prévisions de la demande pour l'année 2018 a été effectuée. La présente section explique les écarts entre les volumes prévus lors de la Cause tarifaire 2018[15] et la plus récente révision volumétrique de l'année en cours, soit la révision 4/8 2018.

4.1 Livraisons 2017-2018 pour le marché grandes entreprises

Le Tableau 13 présente l'écart entre la prévision des livraisons annuelles établie au moment de la Cause tarifaire 2018 (2 985,0 $10^6 m^3$) et la révision volumétrique 4/8 2018 (3 170,8 $10^6 m^3$). Les volumes associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

[15] R-3987-2016, B-0079, Gaz Métro-6, Document 1.

Tableau 13

ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES
Cause tarifaire 2018 *vs* Révision volumétrique 4/8 2018

	DESCRIPTION	Prévision Cause 2018	Révision 4/8 2018
		10^6m^3	10^6m^3
1	***Livraisons au 30 septembre 2017 (après interruptions)***	***2 979,9 ****	***3 065,4***
2	***Interruptions***	**14,9**	**0,4**
3	Continu D_4	-	-
4	Interruptible D_5	14,9	0,4
5	***Livraisons au 30 septembre 2017 (avant interruptions)***	***2 994,8***	***3 065,8***
6	**Pertes liées à l'efficacité énergétique**	**(18,6)**	**(24,7)**
7	Continu D_4	(16,8)	(21,8)
8	Interruptible D_5	(1,9)	(2,9)
9	**Gains (pertes) face à la concurrence**	**2,9**	**(4,7)**
10	Continu D_4	1,6	(4,7)
11	Interruptible D_5	1,3	-
12	**Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique**	**1,7**	**(0,2)**
13	Continu D_4	(0,2)	(0,2)
14	Interruptible D_5	1,9	-
15	**Fluctuations de production**	**(34,5)**	**88,8**
16	Continu D_4	(38,6)	95,3
17	Interruptible D_5	4,1	(6,5)
18	**Migration des clients entre les tarifs D_1, D_3, D_M et D_4, D_5**	**39,3**	**25,5**
19	Continu D_4	34,1	29,4
20	Interruptible D_5	5,3	(3,9)
21	**Nouvelles ventes**	**7,2**	**55,8**
22	Continu D_4	3,2	59,5
23	Interruptible D_5	4,0	(3,6)
24	**Gaz d'appoint concurrence**	**(7,8)**	**(36,1)**
25	Continu D_4	-	-
26	Interruptible D_5	(7,8)	(36,1)
27	**Impact du 29 février**	**-**	**-**
28	Continu D_4	-	-
29	Interruptible D_5	-	-
30	***Livraisons anticipées au 30 septembre 2018 (avant interruptions)***	***2 985,0***	***3 170,3***
31	**Interruptions nettes**	**(16,1)**	**(8,2)**
32	Continu D_4		-
33	Interruptible D_5	(16,1)	(8,2)
34	***Livraisons anticipées au 30 septembre 2018 (après interruptions)***	***2 968,9***	***3 162,1***

* Livraisons anticipées 2017, Révision budgétaire 1/11 2017 (R-3987-2016, B-0195, Gaz Métro-6, Document 1, p. 55, ligne 1).

** Livraisons réelles 2017 (R-4024-2017, B-0049, Énergir-9, Document 1, p. 1, lignes 13 et 25, colonne 5) et incluant les volumes de GNL (R-4024-2017, B-0054, Énergir-9, Document 5, p. 1, ligne 3).

Les livraisons prévues avant interruptions lors de la révision volumétrique 4/8 2018 sont supérieures de 185,4 10^6m^3 aux livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2018 (2 985,0 10^6m^3 *vs* 3 170,3 10^6m^3).

Cette forte augmentation s'explique tout d'abord par des volumes de livraisons en 2018 supérieurs à ceux prévus à la Cause tarifaire 2018 (2 994,8 10^6m^3 vs 3 065,8 10^6m^3, soit 71,0 10^6m^3 supplémentaires).

La révision à la hausse des volumes de la clientèle grandes entreprises (« GE ») s'explique également par une importante augmentation de production d'un client du secteur de la métallurgie entre les résultats réels 2016-2017 et la révision volumétrique 4/8 2018 de 68,7 10^6m^3 alors que les volumes baissaient de 51,8 10^6m^3 entre la révision volumétrique 1/11 2017 et la Cause tarifaire 2018. Cette baisse s'explique par l'arrêt d'un module ce qui a réduit la production. La remise en marche de ce module durant l'exercice 2018 explique l'augmentation de production entre les résultats réels 2016-2017 et la révision volumétrique 4/8 2018.

En ce qui a trait à la migration de la clientèle vers le service continu D_4, elle croît moins fortement que prévu lors de la Cause tarifaire 2018 (39,3 10^6m^3 vs 25,5 10^6m^3), car un client du secteur manufacturier est resté en combinaison tarifaire D_4-D_5 au lieu de passer au service continu D_4, ce qui retranche une croissance des volumes de 17,2 10^6m^3 au service continu D_4 concernant la migration de clientèle.

Ce client permet aussi d'expliquer l'accroissement des volumes liés à la maturation des nouvelles ventes lors de la révision volumétrique 4/8 2018, notamment grâce à l'absence de migration vers le service continu D_4 et à l'augmentation de ses volumes. Cela permet d'augmenter les volumes liés à la maturation des nouvelles ventes de 29,1 10^6m^3.

On remarque aussi une baisse importante des volumes de gaz d'appoint concurrence (« GAC ») attendus par rapport aux livraisons réelles de 2017 alors que les livraisons de GAC baissaient légèrement lors de la Cause tarifaire 2018. Cela s'explique par une consommation exceptionnellement élevée de GAC pour un client du secteur de la cimenterie en 2017. En effet, ce client a consommé 43,8 10^6m^3 en 2017 alors que sa consommation a été évaluée à 17,6 10^6m^3 lors de la révision volumétrique 1/11 2017. Le client ne va pas consommer autant de volume de GAC pour l'exercice 2018 ce qui explique la baisse des volumes au service interruptible.

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

4.2 Livraisons 2017-2018 pour le marché des petit et moyen débits

Le Tableau 14 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle établie au moment de la Cause tarifaire 2018 (2 727,5 10^6m^3) et la révision volumétrique la plus récente de l'année en cours, soit la révision 4/8 2018 (2 909,3 10^6m^3). La résultante de chacun des exercices est présentée à la ligne 10. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

Tableau 14

ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ PETIT ET MOYEN DÉBITS
Cause tarifaire 2018 *vs* Révision volumétrique 4/8 2018
(10^6m^3)

	DESCRIPTION	Prévision Cause 2018	Révision 4/08 2018
1	***Livraisons au 30 septembre 2017***	***2 728,0*** *	***2 828,5*** **
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,4)	(13,6)
3	Économie d'énergie hors programmes	(28,4)	(20,9)
4	Énergies nouvelles	(3,0)	(3,0)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(25,2)	39,5
6	Normale climatique	(5,5)	(5,5)
7	Impact du 29 février	-	-
8	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	(0,2)	0,1
9	Maturation des nouvelles ventes	77,3	84,2
10	***Livraisons anticipées au 30 septembre 2018***	***2 727,5***	***2 909,3***

* ***Livraisons anticipées 2017, Révision budgétaire 1/11 2017 (R-3987-2016, B-0195, Gaz Métro-6, Document 1, p. 58).***

** ***Livraisons réelles 2017 (R-4024-2017, B-0049, Énergir-9, Document 1, p. 1, ligne 6, colonne 5).***

Pour l'année 2018, une hausse de la demande de 181,8 10^6m^3 (2 909,3 10^6m^3 *vs* 2 727,5 10^6m^3) est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la Cause tarifaire 2018. Tel que présenté dans le Tableau 14, le niveau de livraison réel en 2017 (ligne 1), supérieur de 100,5 10^6m^3 au niveau anticipé (révision 4/8), constitue le principal facteur explicatif de cette hausse de 181,8 10^6m^3 (ligne 10). En effet, l'ensemble de la clientèle petit et moyen débits, principalement au tarif D_1, a connu une hausse de consommation plus forte qu'anticipée en 2017 de 100,5 10^6m^3 (2 728,0 10^6m^3 au 1/11 2017 vs 2 828,5 10^6m^3 au réel). Cette hausse des livraisons observées en 2017 devrait se poursuivre pour l'année financière

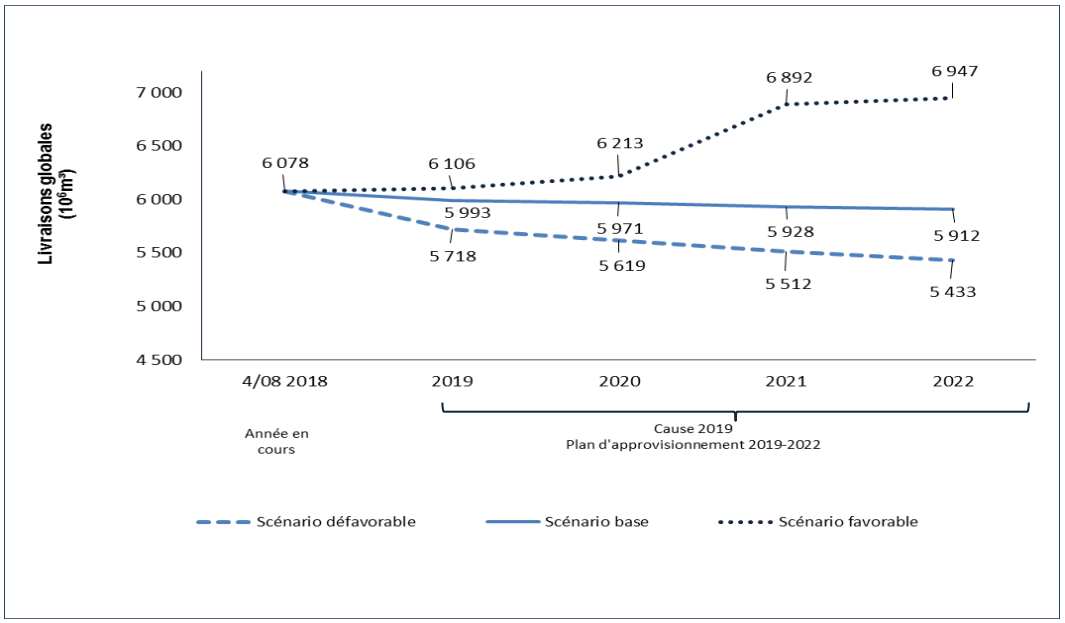
2018. Dans un premier temps, les prévisions des livraisons associées à la conjoncture économique sont en hausse par rapport au dossier tarifaire 2018. Cet écart à la hausse est principalement attribuable à une révision à la hausse des prévisions de croissance du PIB québécois ainsi qu'à l'augmentation des livraisons prévues de la clientèle grandes entreprises au tarif D_1. De plus, le contexte économique favorable combiné à une amélioration de la position concurrentielle face aux autres sources d'énergie amènent une hausse des prévisions des livraisons associées à la maturation des nouvelles ventes.

5 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2019-2022

La section qui suit présente les livraisons prévues pour les quatre années du plan d'approvisionnement 2019-2022, et ce, pour les scénarios de base, favorable et défavorable. La résultante de chacun des scénarios est illustrée dans le graphique ci-dessous.

Graphique 20

SCENARIOS DE BASE, FAVORABLE ET DEFAVORABLE
Livraisons globales 2019-2022
(avant interruptions)



5.1 Scénario de base 2019-2022

5.1.1 Livraisons 2019-2022 pour le marché grandes entreprises

La prévision des volumes pour le marché grandes entreprises est effectuée client par client et n'utilise pas de modèle économique spécifique. Ce sont près de 300 clients, consommant environ 55 % des volumes globaux d'Énergir, qui ont été contactés par les représentants d'Énergir afin de produire des prévisions de livraisons propres à la réalité de chacun. Énergir discute avec chacun de ces clients dans le but d'établir des prévisions sur l'horizon du plan d'approvisionnement et de tenir compte des facteurs économiques et contextuels qui pourraient influencer la consommation des clients. Que ce soit par le contexte de marché dans lequel évolue le client, des variations de production anticipées,

des dynamiques de prix des énergies alternatives, de l'efficacité énergétique ou autres, les représentants d'Énergir s'informent sur les différents paramètres pouvant modifier les habitudes de consommation de leurs clients.

Dans le but de bien évaluer les prévisions des volumes, les représentants fournissent à leurs clients des historiques de consommation auxquels sont ajoutés les volumes d'interruption. Cette consommation devient le point de départ de leur prévision de livraison. Le conseiller discute ensuite des profils mensuels de consommation future avec son client et le questionne afin d'en justifier les écarts. En fonction de leurs profils de consommation et de leurs contrats respectifs, les clients aux tarifs D_3 et D_4 peuvent modifier leur volume souscrit, ce qui détermine le prix payé. Les règles décrites aux *Conditions de service et Tarif* sont alors applicables.

Les raisons expliquant les variations de consommation sont ensuite regroupées en grandes catégories. Le Tableau 15 présente la prévision de la demande de gaz naturel pour le marché grandes entreprises au scénario de base pour la durée du plan d'approvisionnement. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

Par exemple, la ligne 4 du Tableau 15, « Pertes liées à l'efficacité énergétique », correspond à la réduction des volumes attribuables au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ). L'impact du PGEÉ sur les volumes livrés est déterminé par rapport à l'historique des gains en efficacité énergétique réalisés par le plan, ainsi que par les prévisions d'économies des participants qui y sont actuellement engagés.

Tableau 15

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2019-2022
MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES

	DESCRIPTION	Continu D_4	Interruptible D_5	Total
		10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3
1	***Livraisons anticipées au 30 septembre 2018 (après interruptions)***	***2 858,6***	***303,5***	***3 162,1***
2	Interruptions nettes	-	8,2	8,2
3	***Livraisons anticipées au 30 septembre 2018 (avant interruptions)***	***2 858,6***	***311,7***	***3 170,3***
4	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(25,2)	(4,0)	(29,2)
5	Gains (pertes) face à la concurrence	(1,6)	0,0	(1,6)
6	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(0,1)	-	(0,1)
7	Fluctuations de production	(85,2)	(11,7)	(96,8)
8	Migration des clients entre les tarifs D_1, D_3 et D_4, D_5	13,3	(0,1)	13,3
9	Nouvelles ventes	53,3	(2,7)	50,5
10	Gaz d'appoint concurrence	-	11,9	11,9
11	***Livraisons anticipées au 30 septembre 2019 (avant interruptions)***	***2 813,2***	***305,2***	***3 118,3***
12	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(31,7)	(3,8)	(35,5)
13	Gains (pertes) face à la concurrence	(1,2)	(8,6)	(9,8)
14	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	-	(2,5)	(2,5)
15	Fluctuations de production	15,9	2,1	18,0
16	Migration des clients entre les tarifs D_1, D_3 et D_4, D_5	(2,7)	-	(2,7)
17	Nouvelles ventes	4,8	1,6	6,4
18	Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
19	Impact du 29 février 2020	8,7	1,1	9,8
20	***Livraisons anticipées au 30 septembre 2020 (avant interruptions)***	***2 807,0***	***295,2***	***3 102,2***
21	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(22,7)	(2,3)	(25,0)
22	Gains (pertes) face à la concurrence	-	-	-
23	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	-	-	-
24	Fluctuations de production	3,9	2,3	6,2
25	Migration des clients entre les tarifs D_1, D_3 et D_4, D_5	(1,4)	-	(1,4)
26	Nouvelles ventes	14,2	3,4	17,6
27	Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
28	Impact du 29 février 2020	(8,7)	(1,1)	(9,8)
29	***Livraisons anticipées au 30 septembre 2021 (avant interruptions)***	***2 792,4***	***297,4***	***3 089,8***
30	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(25,8)	(2,7)	(28,5)
31	Gains (pertes) face à la concurrence	-	-	-
32	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	-	-	-
33	Fluctuations de production	23,8	2,6	26,4
34	Migration des clients entre les tarifs D_1, D_3 et D_4, D_5	-	-	-
35	Nouvelles ventes	10,7	(0,6)	10,1
36	Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
37	***Livraisons anticipées au 30 septembre 2022 (avant interruptions)***	***2 801,2***	***296,7***	***3 097,9***

Les livraisons totales pour le marché des grandes entreprises baisseront sur la durée du plan d'approvisionnement, passant de 3 170,3 10^6m^3 en 2018 à 3 097,9 10^6m^3 en 2022.

La baisse globale des volumes au tarif D_4 de 45,4 10^6m^3 entre 2018 et 2019 est essentiellement attribuable à une baisse de production chez deux clients du secteur de la métallurgie pour un volume total de 33,8 10^6m^3 au service continu. Cette baisse de volume est atténuée en partie par la hausse de production d'un client du secteur de l'aluminium consommant 11,4 10^6m^3 suite à la reprise complète de ses activités. Ces baisses de volume au service continu sont également compensées par des migrations de volume vers le service D_4. Un client consommera 12 mois au service continu en 2019 alors qu'un second haussera sa production et passera au tarif D_4 en 2019. Ces deux clients amènent une hausse de volume de 13,1 10^6m^3 au D_4. Au tarif D_5, la hausse des ventes attendues en gaz d'appoint concurrence pour 11,9 10^6m^3 est par contre atténuée par une réduction des nouvelles ventes attendues de 11,4 10^6m^3. À la suite de discussions avec les clients d'Énergir, il ressort que la baisse des livraisons totales pour le marché des grandes entreprises s'explique également par un contexte économique prévu moins favorable que pour l'année 2017-2018.

La diminution des volumes en 2020 provient de fluctuations de production chez certains clients et de pertes de volume face à d'autres énergies. En effet, deux clients du secteur des pâtes et papier anticipent une hausse de leur production au service continu pour un volume de 6,1 $10^6 m^3$. De plus, un client du secteur des pâtes et papier prévoit de consommer de la biomasse à la place du gaz naturel au service interruptible pour un volume de 8,3 $10^6 m^3$. Ces baisses de volumes sont partiellement compensées par la maturation de nouvelles ventes dans le secteur de la chimie/pétrochimie au service continu. Les volumes pour les années suivantes sont assez stables pour le marché grandes entreprises. La croissance des volumes provient de la maturation des nouvelles ventes amorcées précédemment et des fluctuations de production attendues chez certains clients. Une perte de volume attribuable à l'efficacité énergétique est aussi attendue pour l'ensemble du plan.

5.1.2 Livraisons 2019-2022 pour le marché des petit et moyen débits

La prévision des volumes pour le marché des petit et moyen débits est faite de façon globale pour l'ensemble des clients. Les facteurs pouvant influencer la demande (situation et conjoncture économique, position concurrentielle, efficacité énergétique, etc.) sont analysés distinctement de façon à quantifier le plus précisément possible l'impact de chacun sur les livraisons. Le Tableau 16 présente la prévision de la demande de gaz naturel pour le marché des petit et moyen débits au scénario de base.

Tableau 16

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2019-2022
PETIT ET MOYEN DÉBITS

	DESCRIPTION	10^6 m^3
1	***Livraisons anticipées au 30 septembre 2018***	***2 909,3***
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(14,7)
3	Économie d'énergie hors programmes	(24,2)
4	Énergies nouvelles	(3,0)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(57,1)
6	Normale climatique	(4,7)
7	Migration des clients entre les tarifs D_1, D_3 et D_4, D_5	(6,1)
8	Maturation des nouvelles ventes	74,7
9	***Livraisons anticipées au 30 septembre 2019***	***2 874,2***
10	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,3)
11	Économie d'énergie hors programmes	(24,1)
12	Énergies nouvelles	(3,0)
13	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(29,1)
14	Normale climatique	(3,2)
15	Impact du 29 février	2,6
16	Migration des clients entre les tarifs D_1, D_3 et D_4, D_5	2,7
17	Maturation des nouvelles ventes	64,3
18	***Livraisons anticipées au 30 septembre 2020***	***2 869,1***
19	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,8)
20	Économie d'énergie hors programmes	(24,0)
21	Énergies nouvelles	(3,0)
22	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(44,8)
23	Impact du 29 février	(2,6)
24	Normale climatique	(3,2)
25	Migration des clients entre les tarifs D_1, D_3 et D_4, D_5	1,4
26	Maturation des nouvelles ventes	60,7
27	***Livraisons anticipées au 30 septembre 2021***	***2 837,8***
28	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,8)
29	Économie d'énergie hors programmes	(23,8)
30	Énergies nouvelles	(3,0)
31	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(37,5)
32	Normale climatique	(3,2)
33	Impact du 29 février	-
34	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	-
35	Maturation des nouvelles ventes	59,3
36	***Livraisons anticipées au 30 septembre 2022***	***2 813,8***

Les livraisons pour le marché des petit et moyen débits seront en baisse de 35,1 10^6m³ la première année du plan d'approvisionnement (passant de 2 909,3 10^6m³ à 2 874,2 10^6m³). L'augmentation des livraisons causée par la maturation des nouvelles ventes au tarif D_1 et D_3 est contrebalancée par les mesures d'efficacité énergétique du PGEÉ et celles réalisées hors des programmes d'Énergir, ainsi que par une baisse anticipée des livraisons à la clientèle grandes entreprises au tarif D_1 et par l'effet à la

baisse sur les livraisons de la faiblesse de la croissance prévue du PIB en 2019. Les volumes de livraisons diminueront ensuite de 5,1 10^6m^3 à la deuxième année du plan. Enfin, des baisses de 31,3 10^6m^3 et de 24,0 10^6m^3 sont respectivement prévues pour la troisième et la quatrième année du plan.

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

Mesures d'économies d'énergie : Les économies d'énergie réalisées grâce au PGEÉ (14,7 10^6m^3 en 2018) affecteront à la baisse les livraisons prévues. Ces économies d'énergie sont évaluées à partir des économies brutes associées aux différents programmes et excluent les économies d'énergie attribuables à des mesures d'efficacité énergétique conçues pour les nouvelles constructions, ces dernières étant intégrées directement à la maturation des nouvelles ventes. La mise en place de mesures d'efficacité énergétique provenant d'initiatives autonomes des clients, qualifiées de « hors programme » aura également un effet important à la baisse sur les livraisons (24,2 10^6m^3 en 2018).

Énergies nouvelles : Le volet « énergies nouvelles » concerne l'impact des projets en géothermie et en biomasse sur les volumes. La perte de volumes de gaz naturel relative à ces deux formes d'énergie a été évaluée à 3,0 10^6m^3 par rapport à 2018. Ces volumes sont évalués en fonction des consommations historiques de clients qui ont signifié leur intention de transférer leur consommation vers ces énergies alternatives.

Pertes et variations : Il existe un lien significatif entre la croissance économique et le niveau de pertes et variations de consommation générées par la clientèle d'Énergir. Chaque année, les volumes sont réduits d'une portion plus ou moins grande en raison de faillites ou de réductions de production par exemple. Les prévisions de pertes et variations sont notamment établies à l'aide d'une régression linéaire en fonction du PIB. Toutes choses étant égales par ailleurs, plus la croissance économique est élevée, moins les pertes subies sont importantes. La croissance du PIB prévue pour 2019 est de 1,7 %, amenant des pertes estimées à 57,1 10^6m^3.

Normale climatique : La normale climatique utilisée pour l'année 2019 a été mise à jour à l'aide d'une année réelle supplémentaire, celle de 2017. Les volumes prévus en 2019 ont été corrigés à la baisse de 4,7 10^6m^3 (ligne 6 du Tableau 16) en raison de l'ajustement de la normale climatique. De 2020 à 2022, la baisse des volumes liés à la normalisation

des températures pour les années 2020, 2021 et 2022 vient essentiellement du réchauffement climatique tendanciel prévu.

Impact du 29 février : L'effet sur les livraisons de 2020 d'une année bissextile est de 2,6 $10^6 m^3$. De manière équivalente, le retour à une année normale de 365 jours en 2021 génère une baisse de 2,6 $10^6 m^3$.

Migration des clients entre les tarifs D_1, D_3 et D_4, D_5 : La migration des clients consiste en un transfert de volumes entre les tarifs D_4 et D_5 et les tarifs D_1 et D_3. L'année 2019 présente une baisse nette de 6,1 $10^6 m^3$ des volumes aux tarifs D_1 et D_3.

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

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

Une fois les prévisions des nouvelles ventes établies, elles sont transposées en volumes de livraisons. Les volumes de livraison correspondant aux ventes signées d'une année ne sont pas totalement consommés l'année suivante. Des analyses portant sur la consommation réelle des clients suivant la signature de la vente démontrent que les volumes des nouvelles ventes atteignent leur pleine maturation après trois ans. À titre d'exemple, les volumes des ventes signées en 2017 atteindront donc leur pleine maturation en 2019. L'analyse permet de déterminer un ratio annuel qui est utilisé afin de répartir les volumes entre les années suivant la vente. Afin de déterminer les volumes provenant de la maturation des nouvelles ventes qui influencent les livraisons de 2019, Énergir utilise d'une part, les volumes réellement signés en 2017 et d'autre part, des volumes prévisionnels de 2018 et 2019 et affecte le ratio aux volumes annuels.

5.1.3 Livraisons globales (scénario de base)

Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement 2019-2022 sont présentées ci-dessous.

Tableau 17

SCÉNARIO DE BASE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2019-2022
($10^6 m^3$)

LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2018-2022 PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES					
DESCRIPTION	**Année en cours**	**Cause tarifaire 2019-2022**			
	4 /08 2018*	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
Service continu	5 767,9	5 687,4	5 676,2	5 630,3	5 615,0
Grandes entreprises	2 858,6	2 813,2	2 807,0	2 792,4	2 801,2
Petit et moyen débits	2 909,3	2 874,2	2 869,1	2 837,8	2 813,8
Service interruptible	310,6	305,2	295,2	297,4	296,7
Contrat régulier	273,4	272,2	262,2	264,4	263,7
Contrat gaz d'appoint	37,2	33,0	33,0	33,0	33,0
Total	***6 078,4***	***5 992,5***	***5 971,3***	***5 927,7***	***5 911,7***
***Volumes après interruptions pour le mois réel**					

Les résultats montrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2019, une baisse de 1,41 % des livraisons totales est anticipée. Une baisse de 1,35 % est ensuite constatée sur l'horizon du plan, entre 2019 et 2022.

5.2 Scénario favorable

Un scénario favorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2019 à 2022 pour évaluer la demande maximale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

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

- Une croissance économique variant de 3,2 % en 2019 à 2,0 % en 2021, soit 1 % de plus par année qu'au scénario de base;
- Une position concurrentielle du gaz naturel très favorable en raison du maintien du prix du gaz naturel à un faible niveau, combiné à des prix du mazout élevés;

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

De plus, dans le cas du marché grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont réajustés à la hausse, en tenant compte de conditions favorables propres à chacun et pouvant influencer positivement leur consommation. Le scénario favorable inclut également les volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2019 et 2022, mais dont la probabilité de réalisation n'est pas suffisamment élevée pour qu'ils soient inclus dans le scénario de base. Il s'agit de projets pour lesquels la probabilité de réalisation est de 25 % à 50 %.

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

Tableau 18

SCÉNARIO FAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2019-2022
(avant interruptions)
($10^6 m^3$)

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2019-2022			
	2019	**2020**	**2021**	**2022**
Service continu	5 786,9	5 901,6	6 578,5	6 634,3
Grandes entreprises	2 846,4	2 894,0	3 544,9	3 594,2
Petit et moyen débits	2 940,5	3 007,6	3 033,6	3 040,1
Service interruptible	318,6	311,2	313,0	312,4
Contrat régulier	285,6	278,2	280,0	279,4
Contrat gaz d'appoint	33,0	33,0	33,0	33,0
Total	***6 105,5***	***6 212,8***	***6 891,6***	***6 946,7***

Le Tableau 19 présente l'écart entre le scénario favorable du Tableau 18 et le scénario de base du Tableau 17.

Tableau 19

ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET FAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2019-2022
(avant interruptions)
(10^6m^3)

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2019-2022			
	2019	**2020**	**2021**	**2022**
Service continu	99,55	225,39	948,28	1019,27
Grandes entreprises	33,24	86,93	752,49	793,02
Petit et moyen débits	66,31	138,46	195,79	226,24
Service interruptible	13,46	16,07	15,60	15,73
Contrat régulier	13,46	16,07	15,60	15,73
Contrat gaz d'appoint	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	***113,0***	***241,5***	***963,9***	***1 035,0***

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

Au **service continu,** la hausse des volumes est partiellement due à plusieurs hausses de production chez les clients, notamment grâce à une conjoncture économique favorable en 2019. Le relais de croissance pour les années subséquentes provient principalement de nouvelles ventes qui pourraient être réalisées dans un contexte favorable. En 2022, la maturation de ces nouvelles ventes pourrait ajouter 713,9 10^6m^3.

Du côté du **service interruptible**, la situation reste assez stable avec plusieurs clients qui connaissent de petites hausses de production dans un scénario favorable.

Pour le **marché des petit et moyen débits**, la demande serait en hausse de 66,3 10^6m^3 en 2019 dans un contexte favorable par rapport au scénario de base. Cette augmentation des volumes est d'abord due à la croissance économique plus optimiste prévue au scénario favorable, qui aurait un impact à la hausse sur les nouvelles ventes et les livraisons chez les clients existants. La position concurrentielle très favorable du gaz naturel et la hausse des

mises en chantier et des permis de bâtir auraient aussi un impact positif sur les nouvelles ventes. Dans un contexte favorable, les pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique seraient également moins grandes.

5.3 Scénario défavorable

Un scénario défavorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2019 à 2022 pour évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

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

- Une croissance économique plus faible, variant de 1,2 % en 2019 à 0 % en 2021, soit 1 % de moins par année qu'au scénario de base;
- Une position concurrentielle du gaz naturel moins favorable en raison d'une hausse du prix du gaz naturel par rapport à ce qui était prévu au scénario de base et d'une baisse des prix du mazout;
- Une baisse des mises en chantier résidentielles de 10 % et une baisse du nombre des permis de bâtir du marché affaires en fonction de la baisse d'un point de pourcentage de la croissance du PIB.

De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont réajustés à la baisse afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun et pouvant influencer négativement leur consommation, voire entraîner des fermetures. Le scénario défavorable exclut également les volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2019 et 2022, mais dont la probabilité de réalisation est en dessous de 75 %.

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

Tableau 20

SCÉNARIO DÉFAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2019-2022
(avant interruptions)
(10^6m^3)

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2019-2022			
	2019	**2020**	**2021**	**2022**
Service continu	5 473,6	5 388,8	5 283,1	5 206,5
Grandes entreprises	2 647,9	2 622,3	2 620,6	2 620,9
Petit et moyen débits	2 825,6	2 766,5	2 662,5	2 585,6
Service interruptible	244,5	230,4	228,9	226,9
Contrat régulier	244,5	230,4	228,9	226,9
Contrat gaz d'appoint	-	-	-	-
Total	***5 718,1***	***5 619,2***	***5 512,0***	***5 433,4***

Le Tableau 21 présente l'écart entre le scénario défavorable du Tableau 20 et le scénario de base du Tableau 17.

Tableau 21

ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET DÉFAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2019-2022
(avant interruptions)
(10^6m^3)

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2019-2022			
	2019	**2020**	**2021**	**2022**
Service continu	(213,8)	(287,4)	(347,2)	(408,6)
Grandes entreprises	(165,2)	(184,7)	(171,8)	(180,3)
Petit et moyen débits	(48,6)	(102,6)	(175,3)	(228,3)
Service interruptible	(60,7)	(64,8)	(68,5)	(69,8)
Contrat régulier	(27,7)	(31,8)	(35,5)	(36,8)
Contrat gaz d'appoint	(33,0)	(33,0)	(33,0)	(33,0)
Total	***(274,5)***	***(352,1)***	***(415,7)***	***(478,3)***

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

Dans le cas du **service continu**, un client dans le domaine des aliments et boissons pourrait réduire significativement sa consommation de près de 38,2 10^6m^3 en 2019. De plus, plusieurs clients du secteur des pâtes et papiers pourraient réduire significativement leur production ou ne pas migrer vers le service continu. Cette situation pourrait amener à une réduction de volume de 54,0 10^6m^3 en 2019. L'annulation ou le report de certaines nouvelles ventes amèneraient également des baisses de livraison.

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

Pour le marché des **petit et moyen débits**, la demande serait en baisse de 48,6 10^6m^3 en 2019 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord due à la croissance économique plus faible qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes et amènerait une pression à la baisse sur les livraisons des clients existants. La détérioration de la situation concurrentielle du gaz naturel et la diminution des mises en chantier et des permis de bâtir auraient aussi un impact négatif sur les nouvelles ventes. L'augmentation des volumes liée à l'efficacité énergétique aurait également un impact à la baisse sur la demande de gaz naturel.

5.4 Comparaison des plans d'approvisionnement 2019-2022 et 2018-2021

Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente cause tarifaire et celles établies lors de la Cause tarifaire 2018[16]. Le Tableau 22 présente une comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au Tableau 23. Les volumes de l'année 2018 associés au plan d'approvisionnement 2019-2022 correspondent aux prévisions effectuées lors de la révision volumétrique 4/8 2018.

[16] R-3987-2016, B-0195, Gaz Métro-6, Document 1.

Tableau 22

COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR MARCHÉ
PLAN 2019-2022 *vs* PLAN 2018-2021
(avant interruptions)

		2018	2019	2020	2021	2022
		10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3
	Petits et moyens débits					
1	Plan 2019-2022	2 909,3	2 874,2	2 869,1	2 837,8	2 813,8
2	Plan 2018-2021	2 727,5	2 713,1	2 702,4	2 683,9	s/o
3	Écart	181,7	161,1	166,7	153,9	s/o
	Grandes entreprises					
4	Plan 2019-2022	3 169,2	3 118,3	3 102,2	3 089,8	3 097,9
5	Plan 2018-2021	2 985,0	3 284,9	3 311,9	3 300,8	s/o
6	Écart	184,2	(166,5)	(209,7)	(211,0)	s/o
	Total					
7	Plan 2019-2022	6 078,4	5 992,5	5 971,3	5 927,7	5 911,7
8	Plan 2018-2021	5 712,5	5 998,0	6 014,4	5 984,8	s/o
9	Écart	366,0	(5,5)	(43,0)	(57,1)	s/o

Tableau 23

COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR SERVICE
PLAN 2019-2022 *vs* PLAN 2018-2021
(avant interruptions)

		2018	2019	2020	2021	2022
		10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3
	Service continu					
1	Plan 2019-2022	5 767,9	5 687,4	5 676,2	5 630,3	5 615,0
2	Plan 2018-2021	5 416,0	5 700,4	5 716,7	5 688,5	s/o
3	Écart	351,9	(13,1)	(40,5)	(58,2)	s/o
	Service interruptible					
4	Plan 2019-2022	310,6	305,2	295,2	297,4	296,7
5	Plan 2018-2021	296,5	297,6	297,7	296,3	s/o
6	Écart	14,1	7,6	(2,5)	1,1	s/o
	Total					
7	Plan 2019-2022	6 078,4	5 992,5	5 971,3	5 927,7	5 911,7
8	Plan 2018-2021	5 712,5	5 998,0	6 014,4	5 984,8	s/o
9	Écart	366,0	(5,5)	(43,0)	(57,1)	s/o

5.5 Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu

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

6 CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2019-2022

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

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

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

Dans les sections suivantes, Énergir abordera de façon plus explicite les orientations envisagées et les actions prises sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2019-2022.

6.1 Transport

Le contexte gazier dans lequel évolue Énergir a changé au cours des dernières années, modifiant sa vision relativement aux capacités de transport disponibles à court, moyen et long termes pour répondre à ses besoins. Toutefois, comme détaillé à la section 8, en fonction des différentes alternatives possibles, les capacités de transport actuellement détenues par Énergir pour ses clients pourraient être insuffisantes pour les prochaines années.

L'article 72(1)(3º)a) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit qu'une marge excédentaire de capacité de transport pouvant représenter jusqu'à 10 % des livraisons annuelles d'Énergir, peut être autorisée aux fins de favoriser le développement d'activités industrielles (ci-après « Marge excédentaire »). En fonction des livraisons totales projetées pour l'année 2018-2019 de 5 992,5 $10^6 m^3$[17], la marge excédentaire de 10 % représenterait alors 1 642 $10^3 m^3$/jour

[17] Section 5.1.3, Tableau 17.

(=5 992,5/365 x 10 %). Comme mentionné à la pièce présentant la marge excédentaire en transport[18], pour les années 2018-2019 et 2019-2020, Énergir ne planifie pas, pour l'instant, l'ajout de capacité de transport *a priori* pour répondre à la marge excédentaire autorisée. Pour les années 2020-2021 et 2021-2022, Énergir planifie le besoin d'une marge excédentaire annuelle de 660 10^3m^3/jour, soit 4,02 % des livraisons totales de l'année 2018-2019.

Le portefeuille de capacités de transport est principalement constitué de contrats de longue durée. Le tableau ci-dessous présente la répartition des contrats par durée, excluant les contrats de Union Gas :

Tableau 24

Date de fin de contrat	Contrats en vigueur au				
	2018-10-01	2018-11-01	2019-11-01	2020-11-01	2021-11-01
2020-10-31	1%	1%	1%	1%	1%
2022-10-31	3%	3%	3%	3%	3%
2024-10-31	53%	53%	53%	53%	53%
2031-10-31	41%	41%	41%	41%	41%
2032-10-31	3%	3%	3%	3%	3%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Pour l'année 2018-2019, un peu plus de la moitié des contrats a une durée de 5 et 6 ans et l'autre moitié près de 15 ans. Ainsi, la stratégie d'approvisionnement relativement aux capacités de transport sera limitée.

Pour l'année 2018-2019, les besoins de capacité seront comblés sur les marchés primaire et/ou secondaire en fonction des prix obtenus sur ces derniers. Pour les années subséquentes, Énergir souhaite faire appel aux nouvelles capacités de retraits qui accompagneront une nouvelle capacité potentielle d'entreposage en territoire[19]. Les actions projetées sur l'horizon du plan sont présentées à la section 8.

Il est à noter que la refonte du service interruptible pourrait également modifier les besoins d'approvisionnement, mais l'impact sur le plan d'approvisionnement ne peut être projeté tant que le nouveau service interruptible ne sera pas développé. Dans l'intérim, pour établir le plan

[18] GM-H, Document 2, Section 2.

[19] Dossier Intragaz, R-4034-2018.

d'approvisionnement 2019-2022, une hypothèse d'ajout de 528 10^3m^3/jour pour la clientèle au service interruptible découlant de la refonte est toutefois utilisée à compter de l'année 2020-2021. Il est à noter que la Régie a suspendu temporairement[20] l'examen de la phase 2 du dossier R-3867-2013 et qu'en date de la présente, la Régie n'a rendu aucune décision procédurale réactivant son examen. À la Cause tarifaire 2016, lors de l'établissement des capacités à soumissionner auprès de TCPL pour une mise en service au 1er novembre 2018, Énergir avait estimé que la refonte du service interruptible représenterait un remplacement d'approvisionnement de 528 10^3m^3/jour[21]. Pour la présente cause tarifaire, Énergir a donc utilisé cette valeur comme impact de l'offre interruptible sur les outils d'approvisionnement.

En terminant, les livraisons en franchise de GNR sont considérées en partie en remplacement de capacités de transport.

6.2 Fourniture de gaz naturel

La stratégie d'acquisition de fourniture d'Énergir pour les années financières 2019 à 2022 a été adaptée pour refléter les mouvements de la structure d'approvisionnement.

Pour l'année 2019, Énergir procédera par appels d'offres pour les achats contractés d'avance à Dawn ou à Empress. Elle sélectionnera les fournisseurs en fonction des critères suivants : la prime demandée, la notation de crédit et l'expérience passée. Énergir s'assurera également de maintenir une diversité de fournisseurs.

Pour effectuer, le cas échéant, les transactions d'achats en bloc à Dawn ou à Empress en cours d'année, Énergir procédera par invitation de plusieurs fournisseurs. Les mêmes critères de sélection seront appliqués pour choisir un fournisseur. Des achats sur la base « spot » seront également effectués.

Énergir demeure prudente dans ses engagements afin de conserver toute la flexibilité dont la clientèle pourrait avoir besoin si le contexte gazier entraînait un changement des besoins aux différents points d'achat. Considérant le contexte gazier actuel qui est en mouvance, Énergir n'envisage pas contracter d'achat de gaz naturel pluriannuel pour l'instant.

[20] Voir décision D-2017-092, paragr. 170.

[21] R-3879-2014 (CT2015), B0337, GM7 Doc7, P.9 l5-7

La section 7.1 décrit plus amplement les contrats existants, ainsi que les volumes d'achat de gaz naturel qu'Énergir prévoit contracter d'avance pour l'année 2019.

Quant aux clients en achat direct (avec et sans transfert de propriété), les livraisons sont effectuées à Dawn depuis le 1er novembre 2016, tel que prévu. Rappelons que les clients ayant convenu d'une entente à prix fixe avaient déjà entamé le transfert de leurs livraisons vers Dawn dès le 1er novembre 2015 et que ce transfert sera complété en septembre 2018.

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

6.3 Autres sources d'approvisionnement

À l'hiver 2018, la Ville de Saint-Hyacinthe a commencé à produire du GNR qui est, en partie, acheté par Énergir. Ainsi, cet approvisionnement a été intégré au plan d'approvisionnement 2019-2022 en fonction des projections de production pour les prochaines années. Énergir planifie que d'autres approvisionnements en GNR deviendront disponibles sur l'horizon du plan.

Il est également à noter qu'Énergir adopte une approche prudente quant à la disponibilité future du GNR produit dans son territoire. Bien que l'approvisionnement en gaz des futurs producteurs de GNR en territoire soit prévu au plan d'approvisionnement, son impact sur les outils disponibles pour répondre au besoin de pointe n'est pris en compte que deux ans après leur mise en service. Les détails quant à cette approche sont disponibles à la section 7.1.1.

6.4 Équilibrage

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

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

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

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

À partir de l'année 2019-2020, Énergir prévoit faire appel à une nouvelle capacité d'entreposage à Pointe-du-Lac qui sera rendue disponible par un projet d'investissement d'Intragaz[22] si celui-ci est autorisé par la Régie. Plus de détails concernant ce choix d'approvisionnement sont disponibles à l'annexe 15.

Les besoins d'équilibrage sont également comblés en utilisant le site d'entreposage souterrain de Union Gas, situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est un outil très flexible en termes de débit de gaz journalier. Il permet une modulation des besoins de gaz en cours de journée gazière par ses diverses fenêtres de nominations, notamment les fenêtres STS qui est le seul outil qui permet de les utiliser. Ainsi, les capacités de retrait ou d'injection

[22] Dossier Intragaz, R-4034-2018.

de ce site permettent de répondre aux fluctuations de la demande de la clientèle tout au long de l'année.

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

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

Mis à part l'augmentation de la capacité d'entreposage à Pointe-du-Lac, Énergir a établi son plan d'approvisionnement 2019-2022 en supposant le maintien de l'ensemble de ses capacités d'entreposage.

6.5 Conclusion

Sur l'horizon du plan 2019-2022, la structure d'approvisionnement est principalement composée de capacités de transport en provenance de Dawn (via Parkway). La clientèle d'Énergir est en déficit d'approvisionnement pour toutes les années du plan si les hypothèses prévues se réalisent (notamment l'estimation de l'impact de la mise en place du nouveau service interruptible et l'apport à la pointe de la production de GNR en territoire).

Aux fins des analyses relatives à l'année 2019, Énergir prévoit contracter une capacité de transport FTLH de court terme pour combler le déficit d'approvisionnement. Cette stratégie pourra toutefois être revue d'ici à l'évaluation du 0/12 2018-2019 et/ou à l'approche de l'hiver. Énergir retiendra l'alternative la plus avantageuse pour la clientèle. Pour les années subséquentes du plan, Énergir fera appel à la nouvelle capacité d'entreposage rendue disponible à Pointe-du-Lac. Il est à noter pour l'année 2020 que la nouvelle capacité d'entreposage à Pointe-du-Lac ne sera pas suffisante. Énergir exposera lors du prochain dossier tarifaire comment elle entend être en mesure de répondre à la demande.

Les sections 7 et 8 ci-après présentent plus spécifiquement les orientations prises dans la planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2019-2022.

7 CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS

Cette section porte principalement sur les différents contrats d'approvisionnement déjà contractés par Énergir. La structure d'approvisionnement est présentée par composante : la fourniture de 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

Énergir achète le gaz retiré par les clients au service de fourniture de gaz naturel du distributeur. Elle le fait à différents points de réception et auprès de différents fournisseurs. De plus, Énergir achète et fournit le gaz de compression nécessaire au transport du gaz naturel, et ce, pour l'ensemble de la clientèle, incluant les clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété et les clients ayant convenu d'une entente à prix fixe auprès d'un fournisseur spécifique.

Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel d'Énergir est présenté à l'annexe 3. La page 1 présente la date d'échéance, le point de livraison, la période d'achat, ainsi que les volumes quotidiens et annuels reliés à chacun de ces contrats pour le plan d'approvisionnement 2019-2022. Le tableau présente également les totaux visés au plan d'approvisionnement de l'année 2018-2019 et le ratio qui est contracté à ce jour par rapport à ces totaux. Comme présenté, à ce jour, il n'y a qu'un contrat de fourniture existant. Énergir projette sécuriser près de 50 % des achats totaux au service de fourniture de gaz naturel avant le début de l'année financière.

La page 2 de l'annexe 3 présente, selon la structure d'approvisionnement projetée pour l'année 2019, la répartition mensuelle des achats prévus de fourniture de gaz naturel par point d'achat, ainsi que les quantités qu'Énergir prévoit contracter d'avance avant le début de l'année financière 2018.

La majeure partie des achats de fourniture de gaz naturel à contracter par Énergir (59,0 %) serait effectuée à Dawn et principalement en hiver. L'autre portion du gaz naturel serait contractée au point Empress (40,4 %). Finalement, un achat de gaz naturel serait effectué dans le territoire d'Énergir (0,5 %).

La stratégie d'achat à Dawn reflète le mode de gestion des retraits au site d'entreposage de Union Gas concentrés sur les mois de décembre à février. Ainsi, pour les mois

d'octobre et novembre, des achats à Dawn seront priorisés sur les retraits au site de Union Gas. Il s'agit de mois d'épaulement au cours desquels la température peut influencer de façon importante la consommation de la clientèle. De plus, pour ces mois, Énergir est interruptible en injection au site d'entreposage de Union Gas et doit donc être prudente pour ne pas se retrouver avec des excédents de gaz naturel. Toutefois, considérant les quantités quotidiennes importantes d'achats de gaz naturel pour le mois de novembre, Énergir contractera d'avance une partie de ces achats. Les autres achats pour ces deux mois seront effectués sur une base « spot » afin d'adapter les quantités aux besoins spécifiques de la demande.

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

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

Énergir pourrait attendre la fin de l'hiver 2019 avant de contracter des achats en bloc à Empress pour les mois de mai à septembre afin de conserver une certaine flexibilité pour moduler les achats en fonction des résultats de l'hiver et de la projection de la demande. De plus, selon les quantités requises, une plus grande partie des achats des mois d'août et septembre pourra être réalisée sur une base « spot » afin de moduler les achats en fonction des besoins d'injection au site d'entreposage de Union Gas. En effet, la capacité d'injection chez Union Gas est réduite pour cette période et le niveau d'inventaire est presque à 100 %, ce qui entraîne une gestion plus précise des injections à planifier sur cette période et par le fait même, sur les achats de gaz naturel.

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

<u>Volume de fourniture requis pour l'année 2018-2019</u>

Pour l'année 2018-2019, le volume total de la fourniture de gaz naturel à acheter par Énergir est estimé à 2 286 $10^6 m^3$. De cette quantité, 2 136 $10^6 m^3$ sont attribués

spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de la clientèle. La différence est requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu, usage de la compagnie), la variation nette des retraits et injections d'inventaires, ainsi que le gaz de compression[23] requis pour transporter la fourniture jusqu'au territoire d'Énergir et pour injecter aux sites d'entreposage.

Il est à noter qu'au volume total mentionné ci-dessus, vient s'ajouter le volume contracté pour les clients engagés auprès d'Énergir dans une entente de fourniture à prix fixe approvisionnée par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2018-2019, le volume annuel est estimé à 221 $10^6 m^3$. La totalité de ce volume sera livrée à Dawn, car les clients à prix fixe auront terminé leur migration d'Empress à Dawn en septembre 2018.

Prix du service de fourniture

Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel pour l'année 2018-2019 est de 12,163 ¢/m^3 (3,21 $/GJ). La section 2.2 « Hypothèses énergétiques » du présent document présente le détail de l'évaluation de ces prix.

Sécurité d'approvisionnement de la fourniture de gaz naturel

Empress et Dawn sont des points liquides et il est possible de s'y approvisionner en tout temps. Comme le gaz naturel est une commodité, les prix s'ajustent automatiquement en fonction de l'offre et de la demande. Énergir n'est pas préoccupée quant à la disponibilité de la fourniture à ces deux points.

La production de GNR en franchise devrait prendre son essor sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Compte tenu qu'il s'agit d'une nouvelle source d'approvisionnement et qu'Énergir s'attend à ce que les différents futurs producteurs aient besoin d'une certaine période de rodage, elle juge préférable d'attendre deux ans durant lesquels elle aura pu observer une production constante avant de considérer l'impact de la production d'un fournisseur de GNR sur les outils disponibles pour répondre à la demande de pointe. Par exemple, même si l'approvisionnement en fourniture d'un nouveau producteur de GNR est prévu au plan pour l'année 2019-2020, la disponibilité de ses livraisons pour répondre aux besoins de pointe des clients continus n'est considérée qu'à partir de 2021-2022.

[23] Les pourcentages de gaz de compression projetés sont indiqués à l'annexe 4, page 3.

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

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

Pour l'année 2018-2019, le volume annuel de tous ces clients est estimé à 3 817,8 $10^6 m^3$, dont 33 $10^6 m^3$ proviennent des volumes projetés pour les clients au service de gaz d'appoint concurrence.

7.2 Transport

Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans les différents contrats avec les transporteurs TCPL, Union Gas et les tierces parties sont présentées à l'annexe 4, page 1. Ce document détaille les débits au 1er octobre 2018 et au 1er novembre de chacune des quatre années du plan d'approvisionnement, ainsi que les échéances des différents contrats de transport. Les modalités de renouvellement y sont également indiquées.

La Carte 1 présentée à la page 7 du présent document illustre les différents segments de transport (items encadrés). Le portefeuille de contrats de transport que possède Énergir peut être décomposé en plusieurs segments, incluant les contrats de transport par échange.

7.2.1 Services de transport du distributeur

Les capacités de transport FTLH totalisent 2 243 $10^3 m^3$/jour (85 000 GJ/jour), soit le niveau minimal convenu par l'entente entre TCPL et les trois distributeurs : Enbridge, Union Gas et Énergir (l'« Entente »). La date d'échéance d'une partie de cette capacité (1 927 $10^3 m^3$/jour ou 73 000 GJ/jour), a été repoussée en 2024 suite à une demande de prolongation de TCPL (procédure de « *term up* »). Il est à noter que cette prolongation n'a pas pour effet d'empêcher Énergir de demander la conversion du 85 000 GJ/j dont elle dispose à partir d'Empress en un contrat de FTSH lorsque son obligation de conserver celui-ci se terminera le 31 décembre 2020 selon l'Entente. À ce sujet, Énergir examinera diverses alternatives qui pourraient s'offrir à elle avant de prendre une décision, selon toutes probabilités au courant des prochains mois. En effet, si Énergir souhaite par exemple convertir le 85 000 GJ/j en un contrat de SH, elle devra en faire la demande à

TCPL au plus tard au courant de l'automne 2018 afin que celle-ci détermine si de nouvelles infrastructures sont requises entre Parkway et GMI-EDA et, le cas échéant, entreprenne les démarches nécessaires pour les construire.

La demande de prolongation a aussi affecté les contrats FTSH et STS. Le tableau de la page 1 de l'annexe 4 présente les nouvelles échéances contractuelles qui en ont découlé.

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

Pour l'année 2018-2019, 12 clients, incluant le client en biogaz, détiendront une capacité journalière moyenne de 140,5 10^3m^3/jour. Le volume annuel total de la clientèle qui fournit son service de transport s'élève à 51,3 10^6m^3.

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

L'apport des livraisons des clients ayant leur propre service de transport aux outils d'approvisionnement passe de 322 10^3m^3/jour en 2017-2018 à 253 10^3m^3/jour en 2018-2019, représentant globalement une baisse de 69 10^3m^3/jour entre la Cause tarifaire 2017-2018 et la Cause tarifaire 2018-2019.

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

7.2.3 Gaz d'appoint

Une demande de 33 10^6m^3 au service de gaz d'appoint concurrence est projetée à l'année 2018-2019, exception faite des mois de décembre à mars où aucun volume n'est projeté. Ainsi, la capacité de transport additionnelle requise pour desservir cette clientèle a été intégrée au plan d'approvisionnement. Toutefois, aucune capacité n'est contractée à cet effet. Énergir concrétisera l'achat de la capacité au besoin, lorsque les contrats de gaz d'appoint seront réalisés en cours d'année.

7.2.4 Coûts de transport

Les différents tarifs payés à TCPL et à Union Gas pour l'utilisation du transport contracté sur leur réseau sont présentés à l'annexe 4, page 2.

Gaz d'appoint concurrence

Les coûts de transport associés aux volumes de gaz d'appoint concurrence, en provenance de Dawn, sont à un prix unitaire projeté de 0,758 ¢/m³, correspondant au prix minimum d'achat par Énergir, en fonction des prix fournis par trois tierces parties pour ce type de contrat.

7.3 Équilibrage

Le portefeuille d'outils d'entreposage des clients d'Énergir est constitué de quatre sites : les deux sites d'Intragaz (Pointe-du-Lac et Saint-Flavien), le site de Union Gas et une usine de liquéfaction, stockage et regazéification (LSR) dont Énergir est propriétaire. La Carte 1 présentée à la page 7 du présent document illustre les différents sites d'entreposage (items encerclés).

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

Il est à noter qu'Énergir a mis à jour la capacité des réservoirs à l'usine LSR. Dans la pièce B-0013, Gaz Métro-1, Document 1 du dossier R-3800-2012, Énergir révisait la capacité utile de l'usine LSR (p. 6-7) :

> « *Par le passé, au plan d'approvisionnement, il n'y a jamais eu de distinction entre la capacité physique d'entreposage de l'usine LSR et la capacité utile disponible pour retrait, souvent appelée volume utile. Or, ces deux valeurs ne sont pas équivalentes. Des contraintes techniques empêchent d'extraire la totalité du GNL des réservoirs, les deux derniers pieds de gaz liquide ne pouvant être retirés par vaporisation ou via un chargement. Ainsi, la capacité disponible au retrait s'élève à 56 600 10³m³ au lieu des 58 591 10³m³ véhiculés par le passé.* »

Depuis le dépôt de cette preuve en 2012, Énergir a effectué des améliorations à l'usine LSR qui se sont traduites par un ajout de précision relativement à la capacité des réservoirs.

Ainsi, chaque réservoir peut être rempli à 107,3 pieds, ce qui correspond à un total gazeux de 59,4 10^6m^3. De plus, les pompes se situent à 1,5 pied du fond de chaque réservoir. Le GNL se situant sous les pompes ne peut être facilement retiré et constitue de la capacité non-utile. La capacité utile est donc de 105,8 pieds, ce qui correspond à un total gazeux de 58,6 10^6m^3.

Ce nouveau volume utile a été intégré au plan d'approvisionnement 2019-2022.

7.3.1 Entreposage

Conformément à la décision D-2017-094, Énergir a contracté une capacité d'entreposage auprès de Union Gas lui permettant d'atteindre la capacité d'injection nécessaire à la flexibilité opérationnelle requise. Les détails de ce nouveau contrat ainsi que les analyses associées sont déposées sous pli confidentiel à la pièce GM-H, Document 4.

Sur l'horizon du plan d'approvisionnement, Énergir prévoit contracter une capacité supplémentaire d'entreposage auprès d'Intragaz. Cette capacité supplémentaire serait rendue disponible par un projet d'investissement à Pointe-du-Lac[24]. Énergir présente l'analyse reliée à cette option à l'annexe 15.

7.3.2 Coûts d'entreposage

Les tarifs de Union Gas et d'Intragaz, pour les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien, sont présentés à l'annexe 5, page 2.

[24] Dossier Intragaz, R-4034-2018.

8 PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS

Cette section décrit les outils d'approvisionnement qui seront potentiellement requis pour les quatre années du plan. La première section présente la structure d'approvisionnement requise pour la première année du plan d'approvisionnement. Les autres sections présentent les structures requises sur l'horizon du plan quadriennal et selon les différents scénarios : base, favorable et défavorable.

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

Tableau 25

Cause tarifaire 2018-2019	Outils d'approvisionnement (TJ/jour) / Excédents (+) / Déficits (-)		
	Sans projet Intragaz / avec besoin marge excédentaire (+25K)	Projet Intragaz (2020-2022)	Projet Intragaz / sans besoin marge excédentaire
2018-2019	(18,65)	(18,65)	(18,65)
2019-2020	(24,13)	(8,83)	(8,83)
2020-2021	(10,33)	4,98	29,98
2021-2022	(5,54)	9,76	34,76

8.1 Planification pour l'année 2018-2019

8.1.1 Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2019

Établissement du débit quotidien d'approvisionnement requis

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

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

Le détail de l'établissement de ces deux éléments est présenté à l'annexe 6.

Le tableau suivant présente les résultats et le débit quotidien d'approvisionnement requis pour l'année 2018-2019.

Tableau 26

	10^3m^3/jour
Demande continue en journée de pointe	35 784
Débit quotidien hiver extrême	33 831
Maximum [demande pointe ; hiver extrême]	**35 784**

Outil de maintien de fiabilité

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

Pour l'année 2018-2019, une capacité d'entreposage de 1,0 Mm^3 est réservée par le client GM GNL.

Cette capacité réservée ne limite aucunement la capacité maximale de retrait de 5 749 10^3m^3/jour disponible à l'usine LSR au bénéfice de la daQ.

Considérant le fait que la capacité d'entreposage à l'usine LSR dédiée à la daQ est réduite, des capacités additionnelles de transport pourraient être requises afin de maintenir la sécurité d'approvisionnement de la clientèle. Ces capacités additionnelles de transport sont définies comme étant l'outil de maintien de fiabilité.

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

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

Le tableau suivant présente les résultats des deux scénarios.

Tableau 27

	Capacité d'entreposage réservée *	Scénario sans réservation à LSR	Scénario avec réservation à LSR	Outil de maintien de fiabilité
	10^6m^3	10^3m^3/jour	10^3m^3/jour	10^3m^3/jour
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (4) - (3)
Année 2018-2019				
Demande continue en journée de pointe		35 784	35 784	
Besoins pour hiver extrême		33 791	33 831	
Outil d'approvisionnement requis	1,0	35 784	35 784	0

* : *Pour facturation des coûts d'utilisation reliés à la fonction entreposage*

Ainsi, aucun outil de maintien de fiabilité n'est requis pour l'année 2018-2019.

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

1. lorsque la daQ possède dans son plan d'approvisionnement un surplus de capacité à l'usine LSR, cette capacité peut être cédée en partie ou en totalité au client GM GNL au taux moyen de l'entreposage de l'usine afin d'optimiser l'ensemble des outils de la daQ. Aucun outil de maintien n'est nécessaire dans ce cas;
2. lorsque la daQ doit utiliser dans son plan d'approvisionnement l'ensemble de la capacité de l'usine LSR, alors un outil assurant une sécurité d'approvisionnement équivalente au besoin d'entreposage doit être contracté, et ce, à la charge du client GM GNL. Dans ce cas, comme la daQ détient les outils pour répondre à la demande comme s'il n'y avait pas de client GM GNL, alors la daQ assume en totalité les coûts d'entreposage de l'usine LSR et le client GM GNL assume en totalité le coût de l'équivalence du besoin d'entreposage (outil de maintien de fiabilité); et
3. lorsque la daQ possède dans son plan d'approvisionnement un surplus de capacité qui ne couvre qu'en partie les besoins du client GM GNL, alors le client GM GNL utilise, au taux moyen de l'entreposage de l'usine, la portion qui peut être cédée. Pour le solde de la capacité réservée par le client GM GNL, il doit contracter un outil assurant une sécurité d'approvisionnement équivalente et en assumer les coûts.

Considérant le fait qu'aucun outil de maintien de fiabilité n'est requis si le client GM GNL réserve 1,0 Mm³ de capacité d'entreposage à l'usine LSR pour l'année 2019, le cas de figure 1 s'applique. Ainsi, le client GM GNL se verra facturer les coûts d'utilisation de l'usine LSR reliés à la fonction entreposage au taux moyen.

Outils d'approvisionnement pour répondre au besoin d'approvisionnement

Le Tableau 28 répertorie les différents outils d'approvisionnement disponibles, leur débit journalier maximal respectif, ainsi que la capacité de transport déficitaire établie en considérant le débit quotidien maximal de chaque outil. Cette capacité déficitaire correspond aux achats de transport FTLH requis à court terme, soit l'option la moins coûteuse selon les hypothèses retenues.

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

Il est à noter également qu'Énergir ne considère la production de GNR dans les outils d'approvisionnement en pointe que deux ans après la mise en service.

Tableau 28

Sources	10^3m^3/jour
FTLH primaire (GMIT EDA et GMIT NDA)	2 243
Transport par échange (EMP-GMIT)	0
Achats dans le territoire	0
Transport fourni par les clients	253
FTSH (Dawn-GMIT EDA)	2 192
Transport par échange (Dawn-GMIT)	2 875
FTSH (Parkway-GMIT EDA & NDA)	13 174
STS (Parkway-GMIT EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	1 212
Saint-Flavien	1 535
Outil de maintien de fiabilité	0
Usine LSR (Vaporisation)	5 805
Interruption de liquéfaction GM GNL	297
Sous-total approvisionnements	35 292
Achat / (Vente) de transport	491
Total approvisionnements après achat / (vente) de transport	**35 783**

Note : À des fins d'illustration des débits journaliers maximum en mètres cubes, un facteur de conversion de 37,89 MJ/m³ pour le pouvoir calorifique a été utilisé pour les outils d'entreposage Pointe-du-Lac (PdL), Saint-Flavien et l'usine LSR alors que dans les faits, un pouvoir calorifique de 38,17 MJ/m³ s'applique. Par exemple, le débit contractuel de PdL est de 1 200 10^3m^3/jour. Le facteur de conversion en gigajoule est de 38,17 MJ/m³, amenant ainsi le débit à 45 804 GJ/jour. Le plan d'approvisionnement est établi sur une base de gigajoule et lorsqu'on présente l'information en mètres cubes à la cause tarifaire, il devient requis d'utiliser un pouvoir calorifique équivalent pour l'ensemble des éléments afin de maintenir l'exactitude des calculs, d'où l'utilisation du facteur de conversion de 37,89 MJ/m³. Ainsi, le débit contractuel de PdL présenté ci-dessus est de 1 212 10^3m^3/jour.

Stratégie d'approvisionnement retenue

Le total des approvisionnements requis pour l'année 2019 s'élève à 35 783 10^3m^3/jour alors que le débit des approvisionnements actuels est de 35 292 10^3m^3/jour. Un déficit d'outils est observé et Énergir a donc intégré au plan d'approvisionnement pour l'année 2019 un achat de capacité de transport court terme pour une capacité totale de 491 10^3m^3/jour (18 646 GJ/jour) en période d'hiver.

Pour la période du 1er novembre 2018 au 31 mars 2019, Énergir prévoit effectuer un achat de capacités de transport de 491 10^3m^3/jour (18 600 GJ/jour) entre Empress et GMIT EDA.

L'analyse de rentabilité de cette stratégie d'approvisionnement est présentée à la section 8.1.3.

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

Tableau 29

	10^3m^3/jour
Total approvisionnements avant achat/vente	35 292
Achat(+) / Vente(-) de transport	491
Total approvisionnements après achat/vente	35 783
Journée de pointe 2019	35 784
Provision additionnelle	**-1**
% du total des approvisionnements	**0,00%**

8.1.2 Demande et sources d'approvisionnement gazier

L'annexe 7 présente la planification mensuelle pour l'année 2019.

La demande totale s'élève à 3 508 10^6m^3 pour la période de l'hiver. L'approvisionnement disponible pour répondre à la demande totale avant interruption se chiffre à 3 503 10^6m^3, incluant les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption de 6 10^6m^3 est requis pour répondre à la demande d'hiver.

Durant l'été, la demande totale prévue s'élève à 3 009 $10^6 m^3$, incluant les besoins d'injection aux sites d'entreposage.

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

8.1.3 Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité

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

L'annexe 8 présente un plan d'approvisionnement et une analyse de rentabilité pour la première année du plan en fonction de la structure retenue pour l'année 2018-2019 (scénario 1) et un scénario alternatif (scénario 2) :

1. Achat d'une capacité de transport de 491 $10^3 m^3$/jour depuis Empress du 1er novembre 2018 au 31 mars 2019 à un prix de 10,99 ¢/m^3 (2,90 $/GJ);
2. Achat d'une capacité de transport de 491 $10^3 m^3$/jour depuis Parkway (8,87 ¢/m^3 ou 2,34 $/GJ) combinée à une capacité de 498 $10^3 m^3$/jour entre Dawn et Parkway (du 1er novembre 2018 au 31 mars 2019 (0,19 ¢/m^3 ou 0,05 $/GJ).

Les prix présentés ci-dessus sont une moyenne des prix obtenus de la part de trois fournisseurs pour la période visée. Cette analyse consiste en une comparaison des plans d'approvisionnement sous chacun des scénarios ainsi que d'une comparaison des coûts de ceux-ci.

Impact sur le plan d'approvisionnement

La première partie de l'annexe 8 (lignes 1 à 28) reprend les grandes lignes de présentation du plan d'approvisionnement, soit : la demande, les outils d'approvisionnement et le débit quotidien d'approvisionnement requis.

Impact sur les coûts d'approvisionnement

La seconde partie de l'annexe 8 (lignes 29 à 44) présente une estimation des coûts de ces plans d'approvisionnement. Pour quantifier ces coûts, les hypothèses suivantes ont été utilisées :

- les prix saisonniers de fourniture présentés à la section 2.2 du présent document;
- les tarifs applicables aux différents contrats de transport et entreposage présentés à la section 7; et
- une évaluation auprès de trois tierces parties, des prix d'achat de capacités de transport.

Il est à noter que cette évaluation est sommaire et ne peut se comparer directement au coût de service de la Cause tarifaire 2018-2019 qui inclut des éléments additionnels, tels que l'amortissement de différents comptes de frais reportés, les mouvements de trésorerie et les impôts. L'analyse fait également abstraction du prix des achats de fourniture entre les différents services de fourniture d'Énergir et du client. Cette simplification n'a pas d'impact sur le résultat de l'analyse puisque c'est la variation et non le niveau du coût global qui est pertinent.

La variation des coûts d'approvisionnement entre les deux scénarios est de l'ordre de 0,845 M$, soit 0,08 % des coûts totaux d'approvisionnement. Le scénario 1 considérant la totalité des achats en FTLH Empress-GMIT EDA engendre des coûts légèrement inférieurs. Énergir a donc retenu ce scénario pour le plan d'approvisionnement de l'année 2019. En temps utile, Énergir réévaluera les diverses alternatives disponibles et retiendra la plus avantageuse pour la clientèle.

8.1.4 Coefficient d'utilisation FTLH

Le coefficient d'utilisation du transport FTLH anticipé pour l'année 2018-2019 est de 100 %.

8.1.5 Nombre maximum de jours d'interruption

Le tableau ci-dessous présente le nombre maximum de jours d'interruption pour l'année 2018-2019 qui sera intégré à la section « Interruptions » du « Service de distribution D_5; Interruptible » des *Conditions de service et Tarif*.

Tableau 30

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	46	20
5.6	10 000	30 000	48	20
5.7	30 000	100 000	48	30
5.8	100 000	300 000	56	30
5.9	300 000	et plus	60	30

8.2 Plan d'approvisionnement 2019-2022 – scénarios de base, favorable et défavorable

8.2.1 Fourniture de gaz naturel

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

8.2.2 Transport

Selon les outils déjà contractés, des déficits d'approvisionnement sont observés pour les quatre années du plan d'approvisionnement.

Pour combler ces déficits, Énergir achètera une capacité de transport court terme pour 2019 et fera ensuite appel à une nouvelle capacité de retrait rendue disponible à Pointe-du-Lac pour les années suivantes. L'ajout de cette nouvelle capacité fera en sorte que les années 2020-2021 et 2021-2022 passeront en excédent d'approvisionnement. Cet excédent sera revendu sur le marché secondaire. Il est à noter que comme le démontre l'annexe 15, le recours à cette nouvelle capacité d'Intragaz demeure la meilleure option malgré la création d'excédents sur les deux dernières années du plan d'approvisionnement.

Aux lignes 34 à 53 de l'annexe 9, les débits quotidiens envisagés pour les segments de transport qui composent le plan d'approvisionnement d'Énergir pour la période concernée sont détaillés.

Énergir a intégré comme outil d'approvisionnement en pointe, la possibilité d'interrompre la liquéfaction du client GM GNL (ligne 46 de l'annexe 9). La valeur de cet outil de pointe correspond au potentiel de liquéfaction quotidien prévu pour chacune des années.

Considérant le fait que la demande projetée sur l'horizon du plan d'approvisionnement ne pouvait prendre en compte la refonte du service interruptible puisque celle-ci est encore en développement, l'impact sur les approvisionnements pour les années 2020-2021 et 2021-2022 a été considéré à la marge (ligne 48 de l'annexe 9). Comme expliqué à la page 66, Énergir a utilisé une valeur de 528 10^3m^3 comme impact de l'offre interruptible sur les outils d'approvisionnement.

Il est à noter qu'Énergir a aussi choisi de ne pas renouveler deux contrats de transport M12 (Dawn-Parkway) qui viendront à échéance le 31 octobre 2019. Ces deux contrats non-renouvelés sont présentés aux lignes 28 et 30 de l'annexe 4, page 1. Plutôt que de renouveler ces contrats de transport, Énergir a plutôt choisi de les remplacer par des contrats d'échange Dawn-Parkway avec des tierces parties suite à un appel d'offre. Ainsi, deux contrats d'échange Dawn-Parkway ont été signés :

- Échange annuel de 792 10^3m^3/j (30 021GJ/j); échéance au 31 octobre 2023; taux fixe de 0,208 ¢/m^3 (0,055 $/GJ); économies estimées en comparaison de l'utilisation du M12 : 1,27 M$[25]
- Échange annuel de 686 10^3m^3/j (26 000GJ/j); échéance au 31 octobre 2023; taux fixe de 0,152 ¢/m^3 (0,04 $/GJ); économies estimées en comparaison de l'utilisation du M12 : 1,13 M$[26]

Il est également à noter qu'Énergir a décidé de ne pas renouveler une clause prévue au contrat qui la lie à la tierce partie qui effectue l'échange Dawn/GMi-EDA de 2 164 10^3m^3/j (82 000 GJ/j) (ligne 10 de l'annexe 4, page 1). En effet, une clause qui venait en renouvellement au 1er avril 2018 prévoyait qu'il était possible de mettre fin aux livraisons partielles à Parkway plutôt que GMi-EDA en été. Énergir estime qu'il n'est plus requis de maintenir cette option et réalisera ainsi des économies supplémentaires puisque toutes les livraisons se feront directement dans EDA.

[25] Les économies sont estimées en comparant le coût annuel du contrat d'échange (438 307 $ = 792 10^3m^3 * 365 jours * 0,208 ¢/m^3) au coût annuel d'utilisation du M12 équivalent incluant le gaz de compression (1703 422 $).
[26] Les économies sont estimées en comparant le coût annuel du contrat d'échange (379 600 $ = 686 10^3m^3 * 365 jours * 0,153 ¢/m^3) au coût annuel d'utilisation du M12 équivalent incluant le gaz de compression (1475 267 $).

Quant au besoin d'un outil de maintien de fiabilité à la suite de la réservation d'une capacité d'entreposage par le client GM GNL, le tableau suivant présente la capacité réservée pour l'horizon du plan d'approvisionnement, ainsi que l'impact sur les approvisionnements gaziers. Tout comme pour l'année 2019, aucun outil de maintien de fiabilité ne serait requis de la part du client GM GNL sur l'horizon du plan.

Tableau 31

	Capacité d'entreposage réservée	Scénario sans réservation à LSR	Scénario avec réservation à LSR	Outil de maintien de fiabilité
	10^6m^3	10^3m^3/jour	10^3m^3/jour	10^3m^3/jour
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (4) - (3)
Année 2018-2019				
Demande continue en journée de pointe		35 784	35 784	
Besoins pour hiver extrême		33 791	33 831	
Outil d'approvisionnement requis	1,0	35 784	35 784	0
Année 2019-2020				
Demande continue en journée de pointe		35 920	35 920	
Besoins pour hiver extrême		33 632	33 661	
Outil d'approvisionnement requis	1,0	35 920	35 920	0
Année 2020-2021				
Demande continue en journée de pointe		35 451	35 451	
Besoins pour hiver extrême		32 839	32 844	
Outil d'approvisionnement requis	1,0	35 451	35 451	0
Année 2021-2022				
Demande continue en journée de pointe		35 373	35 373	
Besoins pour hiver extrême		33 023	33 047	
Outil d'approvisionnement requis	1,0	35 373	35 373	0

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

8.2.3 Équilibrage

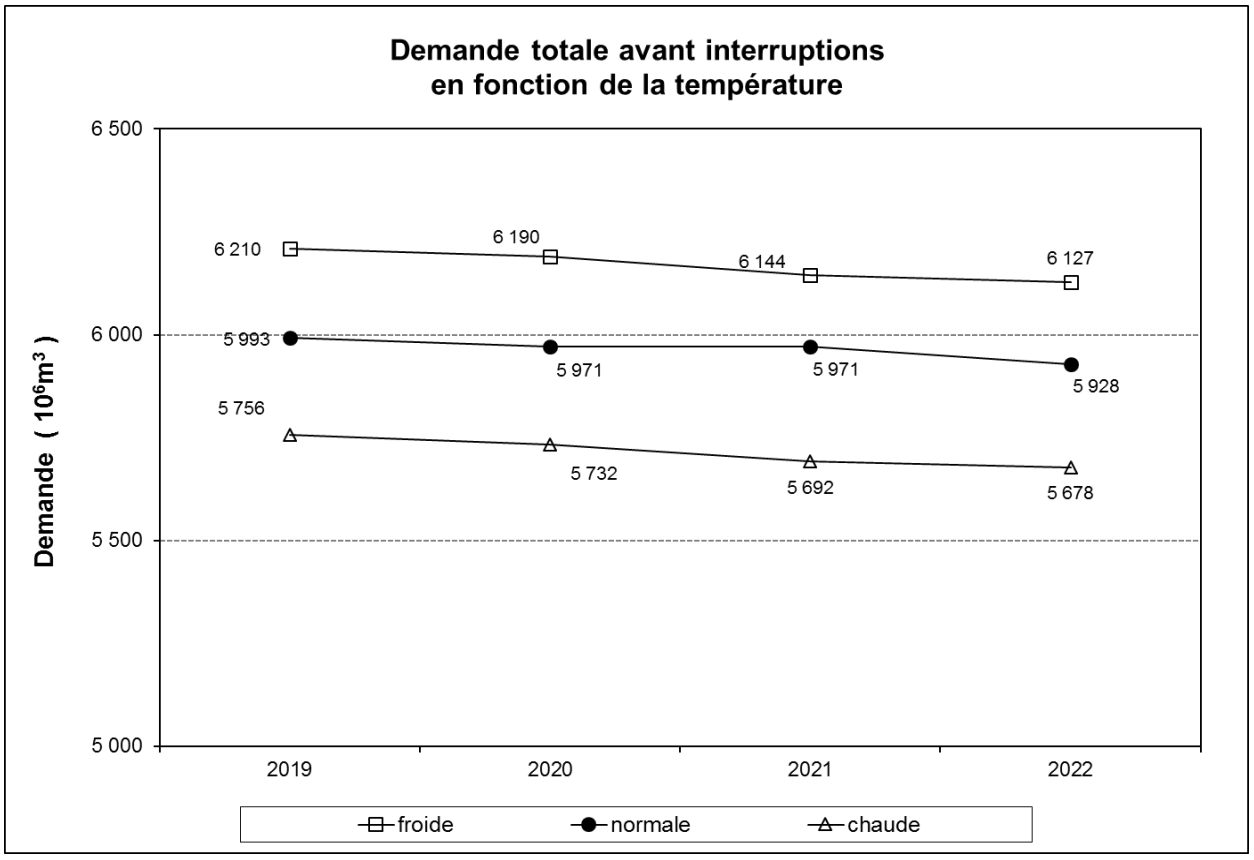
Énergir prévoit maintenir les capacités d'entreposage sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Le détail des capacités, pour les périodes concernées, se retrouve à l'annexe 9, lignes 26 à 29.

Le volume utile de l'usine LSR pour la clientèle réglementée (daQ) est indiqué à la ligne 26.

8.2.4 Impact de la température

Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, Énergir utilise l'écart annuel total maximal bas et haut observé entre les degrés-jours réels réchauffés depuis 30 ans et les degrés-jours normaux pour l'année tarifaire 2019, évalués en base 13. Ces écarts sont de -15,0 % pour une année chaude et +13,8 % pour une année froide. Les variations potentielles de demande engendrées par ces écarts de température sont illustrées au graphique suivant :

Graphique 21



Les impacts de ces variations sur les structures d'approvisionnement des scénarios de base pour les quatre années du plan sont présentés à l'annexe 11. La majorité des variations de la demande dues à la température se répercute par une variation des des achats et des livraisons à Dawn (GR et AD, lignes 20 et 21 de l'annexe 11) résultant de la modulation de la demande.

8.2.5 Scénario favorable

L'annexe 12 présente le plan d'approvisionnement sur un horizon de quatre ans dans le cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario favorable présenté à la section 5.2.

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

8.2.6 Scénario défavorable

L'annexe 13 présente le plan d'approvisionnement dans le cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario défavorable présenté à la section 5.3.

Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, l'impact d'un scénario défavorable se mesure par des capacités de transport excédentaires comparativement au scénario de base. Des ventes de capacités de transport seraient requises (ligne 52 de l'annexe 13), pour les quatre années.

8.3 Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement

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

La liquidité des marchés fait en sorte qu'il est presque toujours possible de trouver du gaz de remplacement. Le prix auquel le gaz de remplacement serait disponible dans le marché peut cependant être influencé par la liquidité des sources d'approvisionnement au moment de l'achat.

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

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

9 REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS

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

9.1 Transactions opérationnelles

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

Vente *a priori* : Vente de capacité de transport requise au plan d'approvisionnement afin de ne pas détenir de capacité de transport excédentaire à la demande continue en journée de pointe et à la provision additionnelle définie pour répondre à la demande saisonnière en hiver extrême. Les ventes peuvent être reliées au transport FTLH ou FTSH. Ces ventes seront normalement réalisées avant le début de l'année financière ou au plus tard avant le début de l'hiver.

Vente FTLH non utilisé : Vente de transport FTLH durant la période de l'été résultant d'excédents de capacité une fois la demande annuelle et les besoins d'injection aux sites d'entreposage répondus. De façon générale, Énergir attend la fin de la saison d'hiver pour vendre, le cas échéant, le transport excédentaire.

Les revenus d'optimisation résultant des différentes transactions opérationnelles prévues à la Cause tarifaire 2019 sont présentés dans les sous-sections ci-dessous.

9.1.1 Vente de transport *a priori*

L'année 2018-2019 du plan d'approvisionnement ne prévoit pas de vente de transport *a priori* puisque cette année est en déficit d'approvisionnement.

9.1.2 Vente de transport FTLH non utilisé

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

9.2 Transactions financières

Chaque année, des opportunités de marché se présentent en fonction des divers contrats de transport dont dispose Énergir pour répondre à la journée de pointe et des tronçons sur lesquels ces contrats portent. Lorsque possible, Énergir saisit ces opportunités dans la mesure où la capacité à desservir la clientèle en journée de pointe est maintenue et qu'il y a une réduction des coûts pour la clientèle.

Les revenus d'optimisation pour les transactions financières qui ont déjà été concrétisées et dont les revenus générés sont fixes sont intégrés à la cause tarifaire. Au moment du dépôt de la Cause tarifaire 2018-2019, aucune transaction financière n'était réalisée pour l'année financière 2018-2019.

CONCLUSION

Énergir a présenté son plan d'approvisionnement, couvrant les années 2019 à 2022 conformément au *Règlement*.

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

Sur l'horizon du plan 2019-2022, Énergir détient une structure d'approvisionnement rapprochée de son territoire.

Énergir demande à la Régie :

- **d'approuver son plan d'approvisionnement pour les années 2019-2022;**
- **de prendre acte du fait qu'aucun outil de maintien par le client GM GNL n'est nécessaire pour l'année 2018-2019;**
- **d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées sous pli confidentiel.**

11 ANNEXES

Annexe 1 : Prix régionaux

Annexe 2 : Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu

Annexe 3 : Contrats d'approvisionnement existants - Fourniture de gaz naturel

Achats de fourniture de gaz naturel projetés – Année 2018-2019

Annexe 4 : Contrats d'approvisionnement existants – Transport
Tarifs de transport : TCPL et Union Gas
Ratios projetés de gaz de compression

Annexe 5 : Contrats d'approvisionnement existants – Entreposage
Tarifs de transport : Union Gas et Intragaz et ratios projetés de gaz de compression

Annexe 6 : Établissement de la demande continue en journée de pointe et des besoins d'approvisionnement pour l'hiver extrême

Annexe 7 : Demande et sources d'approvisionnement gazier - Année 2018-2019

Annexe 8 : Plan d'approvisionnement 2019-2022 – Stratégie alternative et analyse de rentabilité

Annexe 9 : Plan d'approvisionnement 2019-2022

Annexe 10 : Plan d'approvisionnement 2019-2022 – Comparaison de scénarios sans ou avec réservation à l'usine LSR par le client GM GNL

Annexe 11 : Plan d'approvisionnement 2019-2022 – Impact potentiel de température

Annexe 12 : Plan d'approvisionnement 2019-2022 – Scénario favorable

Annexe 13 : Plan d'approvisionnement 2019-2022 – Scénario défavorable

Annexe 14 : Comparaison des prévisions des ventes annuelles avec les données réelles
Comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles

Annexe 15 : Entreposage à Pointe-du-Lac – Projet d'Intragaz

Annexe 1

PRIX RÉGIONAUX

Cette annexe, présentant l'évolution historique et la valeur des « Futures » des différentiels de lieu par rapport à Henry Hub pour différents points d'échange, n'a pu être préparée cette année.

Cette année, aucune tierce partie n'a accepté que leurs données de marché soient déposées et ce, même sous pli confidentiel.

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 2019 à 2022 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

Les scénarios favorable et défavorable présentés au plan d'approvisionnement sont établis de manière à établir les extrêmes que pourraient atteindre les livraisons si la réalité divergeait de ce qui est prévu au scénario de base. Énergir présente ces scénarios théoriques qui devraient être considérés comme les bornes inférieures et supérieures des prévisions des livraisons au service continu sur l'horizon 2019-2022.

Puisqu'il est impossible de mesurer la probabilité conjointe de réalisation des différents paramètres pouvant conduire aux scénarios extrêmes, l'analyse de probabilité de réalisation des scénarios au service continu est élaborée à partir de données historiques, comme demandé par la Régie dans sa décision D-2007-116. Cet historique est constitué des écarts relatifs aux prévisions entre 1991 et 2017. L'écart de prévision est calculé comme la différence, en pourcentage, entre les livraisons réelles enregistrées pour chacune de ces années et la prévision de la première année au scénario de base présentée lors de la cause 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**	5 505,4	5 307,9	197,5	3,72%

À partir de cet échantillon de 27 données (Tableau 1), des probabilités de déviation du scénario de base ont été établies afin de calculer une probabilité de réalisation des scénarios extrêmes (favorable et défavorable). Ces probabilités sont uniquement construites à partir des écarts observés entre les prévisions et le réel depuis 1991 et non sur l'information et la connaissance du marché dont dispose Énergir au moment de l'établissement des prévisions ou de situations particulières pouvant affecter la prévision d'une année donnée.

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

1.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2018-2019 à 2021-2022

Sur la base des données historiques disponibles, Énergir a calculé que la probabilité d'écart de prévision par rapport au scénario de base suit une normale centrée à zéro et de variance égale à 0,18 % (ou d'écart type égal à 4,2 %).

Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de base pour 2018-2019 à 2021-2022, telles que présentées au Tableau 2. Les probabilités de réalisation des scénarios favorables sont plus élevées que les probabilités présentées dans le cadre de la Cause tarifaire 2018 pour les années 2018-2019 et 2019-2020 (R-3987-2016, B-0195, Gaz Métro-6, Document 1). L'écart provient principalement des volumes du scénario de base qui sont en hausse relative en 2018-2019 par rapport à ceux présentés à la Cause tarifaire 2018. En augmentant les volumes du scénario de base, l'écart avec les volumes au scénario favorable diminue. Inversement, la probabilité de réalisation du scénario défavorable en 2018-2019 est plus basse que la probabilité de réalisation présentée dans le cadre de la Cause tarifaire 2018 pour la première année prévisionnelle. La diminution de cette probabilité est attribuable au faible nombre de pertes de livraisons prévues dans le scénario défavorable dans le présent dossier tarifaire.

Tableau 2

PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS
Service continu

	Réalisation	Probabilité
1	***2018-2019***	
2	Volume réel au-dessus du scénario favorable	33,90%
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	47,47%
4	Volume réel en dessous du scénario défavorable	18,63%
5	***2019-2020***	
6	Volume réel au-dessus du scénario favorable	17,31%
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	71,20%
8	Volume réel en dessous du scénario défavorable	11,49%
9	***2020-2021***	
10	Volume réel au-dessus du scénario favorable	0,00%
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	92,82%
12	Volume réel en dessous du scénario défavorable	7,18%
13	***2021-2022***	
14	Volume réel au-dessus du scénario favorable	0,00%
15	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	95,78%
16	Volume réel en dessous du scénario défavorable	4,22%

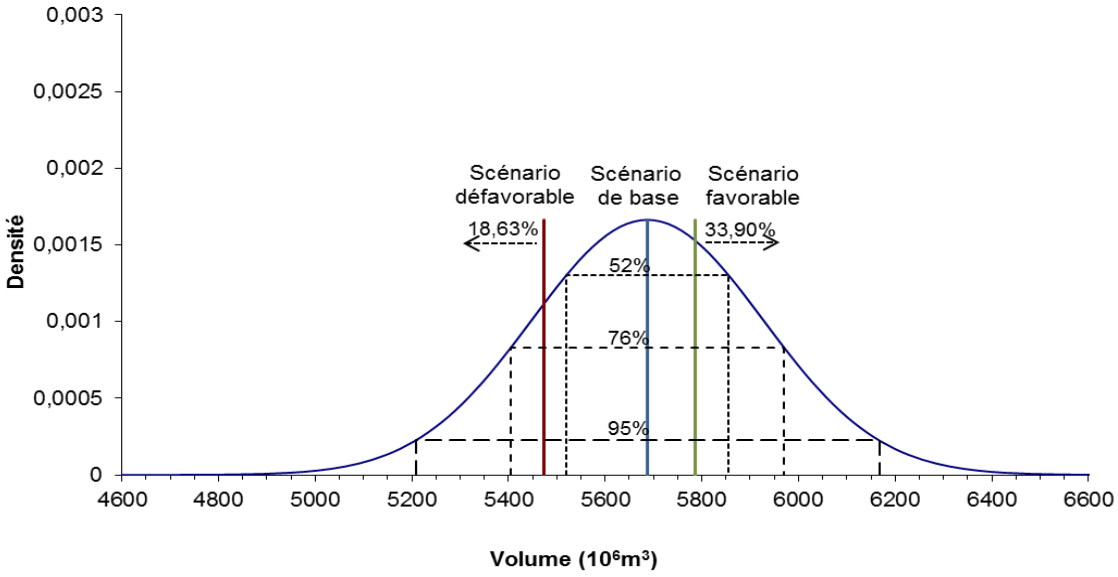
Les graphiques suivants présentent la distribution de probabilités de réalisation du volume livré pour 2018-2019 à 2021-2022, ainsi que le positionnement des trois scénarios et la probabilité de se situer dans différents intervalles autour de la prévision du scénario de base.

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

À titre d'exemple, pour l'année prévisionnelle 2018-019, il y a une probabilité de 33,90 % que le volume prévisionnel soit plus élevé que le scénario favorable. Inversement, il y a une probabilité de 18,63 % que le volume prévisionnel soit moins élevé que le scénario défavorable.

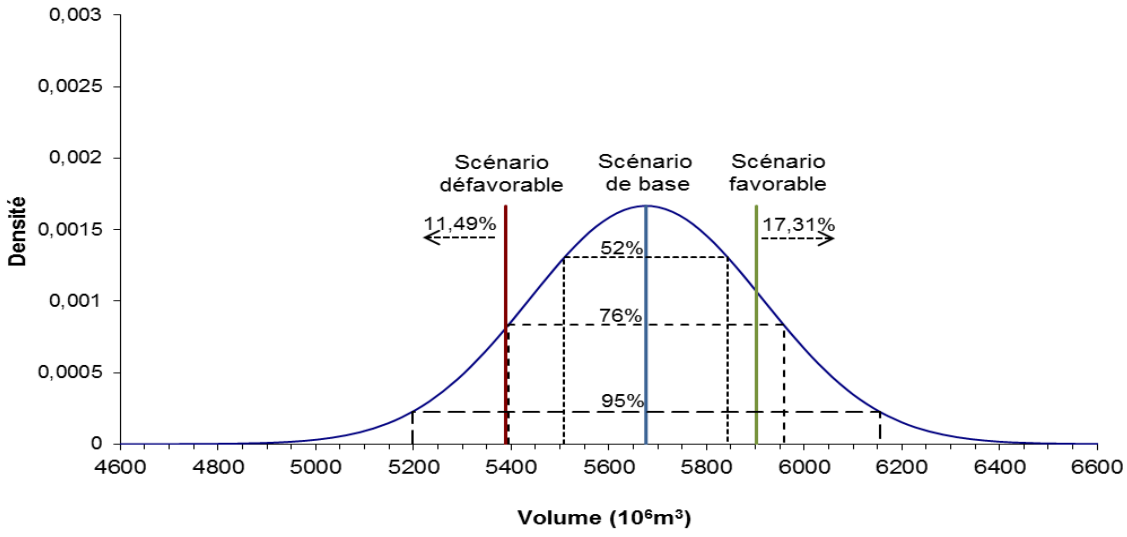
Graphique 1

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2018-2019 (service continu)



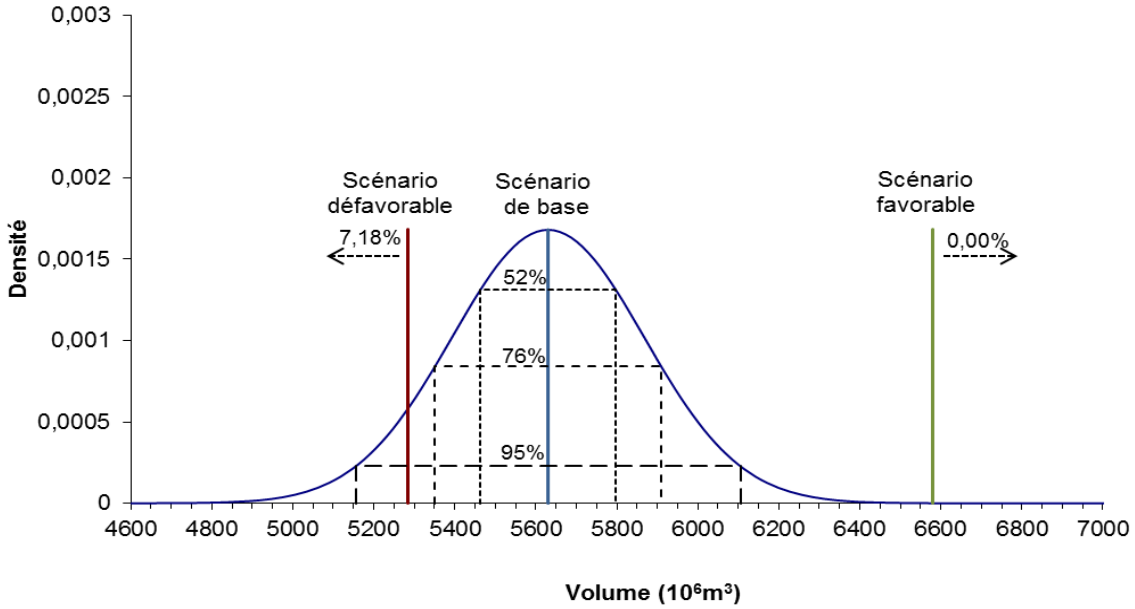
Graphique 2

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2019-2020 (service continu)



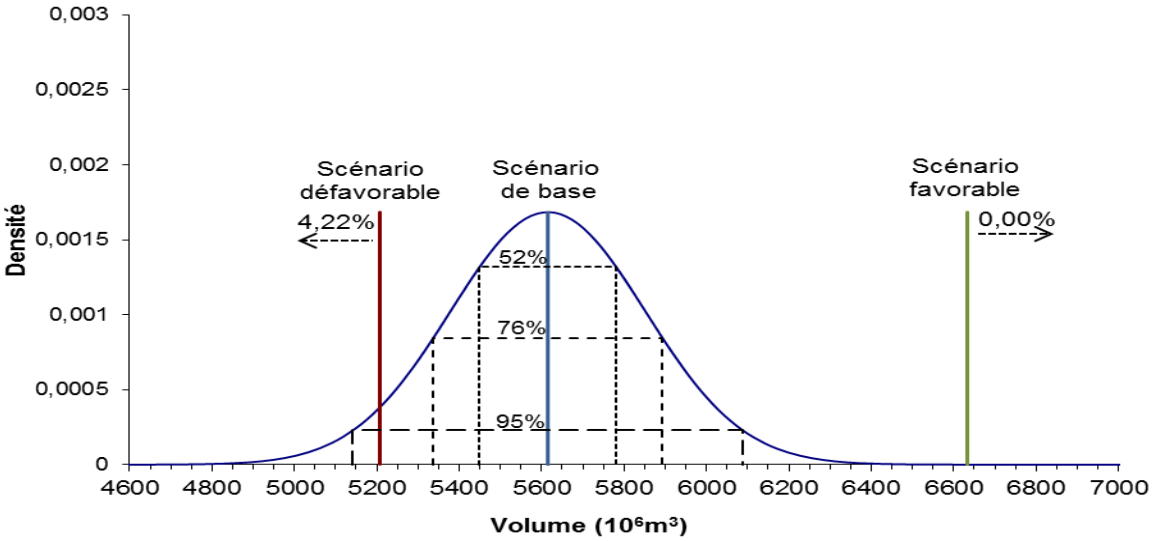
Graphique 3

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



Graphique 4

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

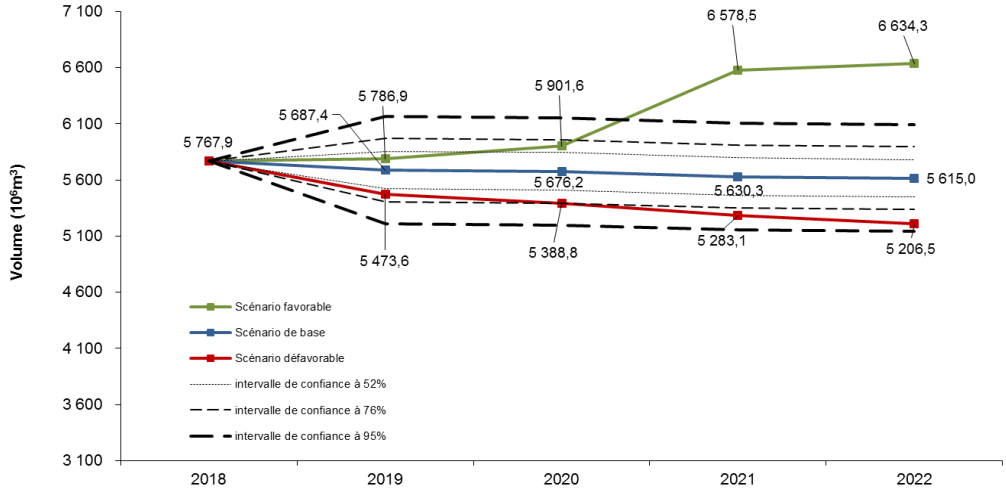


1.3. Aperçu sur quatre ans

En combinant les probabilités calculées sur les quatre années, soit de 2018-2019 à 2021-2022, il est possible de représenter graphiquement les trois scénarios de prévisions, ainsi que les probabilités que les livraisons réelles se trouvent dans un certain intervalle autour du scénario de base avec différents niveaux de confiance.

Graphique 5

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



CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
FOURNITURE DE GAZ NATUREL

	Point de livraison (1)	Échéance (2)	Volume quotidien (10^3m^3/jour) (3)	Période d'achat Début (4)	Fin (5)	Indice d'achat (6)	Volume annuel (10^6m^3) (7)	Total contracté Qté / % du visé (10^6m^3) (8)	Total visé 2019 (10^6m^3) (9)
1 2	**Empress**						0	0 0,0%	925
3 4	**Dawn**						0	0 0,0%	1 349
5 6	**Territoire d'Énergir**	2037-03-31	33	2017-10-01	2018-09-30	Dawn	12,1	12,1 100,0%	12,1
7 8							**Volume total annuel (10^6m^3) :**	**12,1** **0,53%**	**2 286**

ACHATS DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL PROJETÉS - ANNÉE 2018-2019

	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**
	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	
oct-18	0	23	23	0	73	73	0,9	0,0	0,9	1	96	97	0,9%
nov-18	139	40	178	0	85	85	0,9	0,0	0,9	139	125	264	52,7%
déc-18	143	68	211	65	22	88	0,9	0,0	0,9	210	90	300	69,9%
janv-19	213	69	282	65	24	89	0,9	0,0	0,9	279	93	372	75,1%
févr-19	192	60	252	59	21	80	1,0	0,0	1,0	252	80	333	75,8%
mars-19	176	53	229	65	22	88	1,0	0,0	1,0	242	75	317	76,3%
avr-19	51	81	133	0	69	69	1,0	0,0	1,0	52	150	202	25,9%
mai-19	0	29	29	0	72	72	1,0	0,0	1,0	1	100	101	1,0%
juin-19	0	0	0	0	70	70	1,0	0,0	1,0	1	70	71	1,5%
juil-19	0	0	0	0	71	71	1,1	0,0	1,1	1	72	73	1,5%
août-19	0	0	0	0	71	71	1,2	0,0	1,2	1	72	73	1,7%
sept-19	0	13	13	0	69	69	1,3	0,0	1,3	1	82	83	1,5%
Total	**914**	**435**	**1 349**	**255**	**669**	**925**	**12**	**0**	**12,1**	**1 181**	**1 105**	**2 286**	
Prorata du total			**59,0%**			**40,4%**			**0,5%**	**51,7%**	**48,3%**		

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
TRANSPORT

	Segment	Transporteur (service)	Échéance	Débit total Année 2019 ($10^6 m^3$/an)	Débit quotidien 2018-10-01 ($10^3 m^3$/jour)	Débit quotidien 2018-11-01 ($10^3 m^3$/jour)	Débit quotidien 2019-11-01 ($10^3 m^3$/jour)	Débit quotidien 2020-11-01 ($10^3 m^3$/jour)	Débit quotidien 2021-11-01 ($10^3 m^3$/jour)	Modalité contractuelle	Note
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
1	Empress-GMIT EDA	TCPL (FTLH)	2024-10-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	1	
2			*Sous-total*	*703*	*1 927*	*1 927*	*1 927*	*1 927*	*1 927*		
3	Empress-GMIT NDA	TCPL (FTLH)	2020-10-31	96	264	264	264	264	264	1	
4			2020-10-31	19	53	53	53	53	53	1	
5			*Sous-total*	*116*	*317*	*317*	*317*	*317*	*317*		
6	Dawn-GMIT EDA	TCPL (FTSH)	2024-10-31	482	1 320	1 320	1 320	1 320	1 320	1	
7			2024-10-31	318	872	872	872	872	872	1	
8			*Sous-total*	*800*	*2 192*	*2 192*	*2 192*	*2 192*	*2 192*		
9		Tierce partie	2022-10-31	260	711	711	711	711	711	3	B
10			2024-10-31	790	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164	4	A
11			*Sous-total*	*1 050*	*2 875*	*2 875*	*2 875*	*2 875*	*2 875*		
12	Parkway-GMIT EDA	TCPL (STS)	2024-10-31	1 209	3 313	3 313	3 313	3 313	3 313	1	
13			2024-10-31	247	676	676	676	676	676	1	
14			2024-10-31	433	1 188	1 188	1 188	1 188	1 188	1	
15			2024-10-31	193	528	528	528	528	528	1	
16			*Sous-total*	*2 082*	*5 705*	*5 705*	*5 705*	*5 705*	*5 705*		
17		TCPL (FTSH)	2024-10-31	626	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1	
18			2031-10-31	2 304	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	1	
19			2031-10-31	376	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1	
20			2031-10-31	188	515	515	515	515	515	1	
21			2031-10-31	819	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	1	
22			2032-10-31	239	655	655	655	655	655	1	
23			*Sous-total*	*4 551*	*12 469*	*12 469*	*12 469*	*12 469*	*12 469*		
24	Parkway-GMIT NDA	TCPL (FTSH)	2031-10-31	148	405	405	405	405	405	1	
25	Dawn-Parkway	Union (M12)	2020-03-31	504	1 381	1 381	1 381	1 381	1 381	5	
26			2020-03-31	221	605	605	605	605	605	5	
27			2020-03-31	855	2 342	2 342	2 342	2 342	2 342	5	
28			2019-10-31	337	924	924	0	0	0	5	B
29			2027-10-31	626	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	5	
30			2019-10-31	202	555	555	0	0	0	5	B
31			2025-10-31	2 483	6 803	6 803	6 803	6 803	6 803	5	
32			2031-10-31	381	1 043	1 043	1 043	1 043	1 043	5	
33			2031-10-31	190	521	521	521	521	521	5	
34			2031-10-31	825	2 261	2 261	2 261	2 261	2 261	5	
35			2032-10-31	353	968	968	968	968	968	5	
36			*Sous-total*	*6 978*	*19 118*	*19 118*	*17 640*	*17 640*	*17 640*		
37	Parkway-Dawn	Union (C1)	2019-03-31	963	2 639	2 639	0	0	0	5	

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 renouvellé
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

A. Capacité de 1 056 $10^3 m^3$/jour livrée à Parkway du 1er avril au 31 octobre. Cette modalité prend fin le 31/10/2018 mais peut être prolongée annuellement avec un avis avant ler 1er avril
B. Non renouvellé

TARIFS DE TRANSPORT : TCPL ET UNION GAS

TCPL

			Au 1er janvier 2018			
			$/GJ/mois	**$/GJ**	**¢/m³**	
			(1)	(2)	(3)	
1	**FTLH Empress - GMIT EDA**	Prime fixe	64,80727	2,131	8,073	Taux à CU 100%
2	**FTLH Empress - GMIT NDA**	Prime fixe	48,07476	1,581	5,989	Taux à CU 100%
3	**FTSH Dawn - GMIT EDA**	*Prime fixe*	*23,40106*	*0,769*	*2,915*	
4		*Surcharge point de réception Union Dawn*	*0,14587*	*0,005*	*0,018*	
5		Total	23,54693	0,774	2,933	Taux à CU 100%
6	**FTSH Parkway - GMIT EDA**	Prime fixe	18,19312	0,598	2,266	Taux à CU 100%
7	**FTSH Parkway - GMIT NDA**	Prime fixe	15,03314	0,494	1,873	Taux à CU 100%
8	**STS Parkway - GMIT EDA/NDA**	Prime fixe	18,19312	0,598	2,266	Taux à CU 100%

UNION GAS

			Au 1er janvier 2018			
			$/GJ/mois	**$/GJ**	**¢/m³**	
			(1)	(2)	(3)	
9	**M12 Dawn à Parkway**	Prime fixe	3,716	0,122	0,463	Taux à CU 100%
10		Prime variable		0,006	0,023	
11		Prime variable pour excédent		0,122	0,462	
12	**C1 Parkway à Dawn**	Prime fixe	0,874	0,029	0,109	Taux à CU 100%
13		Prime variable		0,006	0,023	
14		Prime variable pour excédent		0,122	0,462	

RATIOS PROJETÉS DE GAZ DE COMPRESSION

TCPL

		Projection 2019
1	FTLH Empress-GMIT EDA	3,63%
2	FTLH Empress-GMIT NDA	2,77%
3	FTLH Empress-Dawn	3,13%
4	FTSH Dawn-GMIT EDA	1,10%
5	FTSH Parkway-GMIT EDA	0,72%
6	FTSH Parkway-GMIT NDA	0,58%
7	STS Parkway-GMIT EDA	0,83%

Union Gas

		Tarif M12 ***Dawn à Parkway***	***Tarif C1*** ***Parkway à Dawn***
8	Octobre	0,739%	0,293%
9	Novembre	0,882%	0,157%
10	Décembre	0,995%	0,157%
11	Janvier	1,147%	0,157%
12	Février	1,089%	0,157%
13	Mars	1,018%	0,157%
14	Avril	0,862%	0,293%
15	Mai	0,612%	0,293%
16	Juin	0,508%	0,293%
17	Juillet	0,494%	0,293%
18	Août	0,393%	0,293%
19	Septembre	0,389%	0,293%

Contrats d'approvisionnement existants
Entreposage

	Fournisseur	Contrat	Échéance		Capacité (10^3m^3)	Critère de retrait selon le niveau d'inventaire	Capacité maximale Retrait (10^3m^3/jour)	Critère d'injection selon le niveau d'inventaire	Capacité maximale Injection (10^3m^3/jour)
	(1)	(2)	(3)		(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	**Union**	LST 088	31/03/2020		56 083		673		841
2							449		561
3		LST 067	31/03/2019		116 126		1 394		871
4							929		581
5		LST 068	31/03/2019	Note 1	0		1 394		871
6							929		581
7		LST 109	31/03/2021		58 063		697		871
8							465		871
9		ASN 003	n/a	Note 2	0				
10			Total		230 272	> 57 568	4 157	> 172 704	3 454
11						< 57 568	2 771	< 172 704	2 593
						[entre ; et]		[entre ; et]	
12	**Intragaz**		30/04/2023		22 700	[16 700 ; 22 700]	1 200	[0 ; 2 400]	2 400
13	**PdL ***					[12 300 ; 16 700]	1 100	[2 400 ; 9 300]	2 300
14						[9 300 ; 12 300]	1 000	[9 300 ; 13 800]	1 500
15						[6 900 ; 9 300]	800	[13 800 ; 16 800]	1 000
16						[1 900 ; 6 900]	500	[16 800 ; 18 400]	800
17						[0 ; 1 900]	200	[18 400 ; 19 900]	500
18								[19 900 ; 22 700]	50
						entre ; et		entre ; et / # jours	
19	**Intragaz**		30/04/2023		120 000	2017-12-01 et 2017-12-22	1 200	2017-10-01 et 2017-10-19 / 18	440
20	**St-Flavien ***					2017-12-23 et 2018-01-01	0	2017-10-20 et 2017-11-08 / 18	406
21						2018-01-02 et 2018-01-30	1 520	2017-11-09 et 2018-04-24 / 167	0
22						2018-01-31 et 2018-02-13	1 200	2018-04-25 et 2018-05-03 / 8	910
23						2018-02-14 et 2018-02-20	1 050	2018-05-04 et 2018-05-31 / 26	834
24						2018-02-21 et 2018-02-27	940	2018-06-01 et 2018-06-28 / 26	780
25						2018-02-28 et 2018-03-06	800	2018-06-29 et 2018-07-17 / 16	720
26						2018-03-07 et 2018-03-27	635	2018-07-18 et 2018-08-10 / 22	681
27								2018-08-11 et 2018-09-07 / 26	623
28								2018-09-08 et 2018-09-27 / 18	572
29								2018-09-28 et 2018-09-30 / 3	440
30	**LSR ***		Capacité totale		59 400	n/a	5 749	Liquéfaction brute	352
31			Capacité utile		58 600		en vaporisation	Liquéfaction nette	300
32				Activité réglementée	57 600				
33				Client GM GNL	1 000				

* Pouvoir calorifique de 38,26 MJ/m^3

NOTE
1. Contrat de capacité de retrait et injection uniquement
2. Contrat de regroupement des capacités de retrait et d'injection sous un seul contrat "Aggregate Storage Nomination Services - ASN"

TARIFS D'ENTREPOSAGE : UNION GAS ET INTRAGAZ ET RATIOS PROJETÉS DE GAZ DE COMPRESSION

	UNION GAS		000 $	$/10³m³
	Prime fixe sur la capacité contractuelle			
1	LST 088			34,859
2	LST 067 (note 1)	Valeur extrinsèque		5,684
3		Valeur variable ("U-Factor")		8,941
4	LST 068		792	
5	LST 109			37,511
6	ASN 003		0	
7	**Prime variable (retrait et injection)**			0,227
8	**Prime variable (retrait et injection excédentaire)**			1,553
	Ratio de gaz de compression			
9	Retrait et injection	0,60%		
10	Retrait et injection excédentaire	1,03%		

			Au 1er septembre 2013	
	INTRAGAZ - POINTE-DU-LAC		$/10³m³/mois	$/10³m³
11	**Prime de réservation**		11,951	143,408
12	**Prime de souscription**		82,683	992,191
			$/année	
13	**Cavalier tarifaire**		-43 000	
14	**Gaz de compression maximum**	4,00%		
	Ratios projetés de gaz de compression			
15	Retrait	3,50%		
16	Injection	0,20%		

			Au 1er septembre 2013	
	INTRAGAZ - SAINT-FLAVIEN		$/10³m³/mois	$/10³m³
17	**Prime de réservation**		8,449	103,484
18	**Prime variable - injection**			1,651
19	**Prime variable - retrait**			0,275
			$/année	
20	**Cavalier tarifaire**		-250 992	
	Ratios projetés de gaz de compression			
21	Retrait	0,80%		
22	Injection	1,60%		

Note 1 : Le prix est applicable du 1er avril 2018 au 31 mars 2019

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

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

- le détail de la projection de la demande continue en journée de pointe pour la Cause tarifaire 2018-2019;
- l'évolution de la demande continue en journée de pointe entre la Cause tarifaire 2017-2018 et la Cause tarifaire 2018-2019;
- le détail des calculs des facteurs d'ajustement appliqués sur les résultats de la régression pour refléter l'année témoin selon l'année de référence ainsi que pour les trois années précédant l'année témoin; et
- la projection de volume pour une journée comportant 39 DJ, 37 DJ pour le jour précédent et un vent moyen de 15 km/h sur la base des paramètres de la régression utilisée dans le calcul de la journée de pointe.

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

- le détail de l'établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême pour la Cause tarifaire 2018-2019;
- l'évolution des besoins en hiver extrême entre la Cause tarifaire 2017-2018 et la Cause tarifaire 2018-2019.

1. Établissement de la journée de pointe

1.1. Méthode d'établissement de la demande en journée de pointe

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

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

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

Demande de la journée de pointe pour l'année 2018-2019 des clients au service continu visés par la régression

Les étapes sont les suivantes :

1. Établissement des paramètres de la régression linéaire : une régression linéaire est appliquée à la demande quotidienne réelle observée durant la période de l'hiver de la dernière année financière disponible (du 1er novembre 2016 au 31 mars 2017), pour les clients au service continu excluant les clients en combinaison tarifaire et les clients aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire ;

2. Établissement de la journée de pointe la plus froide au cours de 30 dernières années : les paramètres D_{Jt}, D_{Jt-1} et $D_{Jt}x_{Vt}$ de la régression linéaire, établie au point 1, sont appliqués aux différentes combinaisons des variables climatiques réchauffées pour chaque journée des 30 dernières années. La combinaison D_{Jt}, D_{Jt-1} et $D_{Jt}x_{Vt,}$ générant le volume maximal sur cette période, définit la journée de pointe ainsi que les paramètres d'évaluation de cette journée ;

3. Évaluation de la demande de la journée de pointe pour les clients visés par la régression : le produit des paramètres de la régression linéaire établis au point 1, et des paramètres de la journée de pointe établis au point 2, augmenté du facteur de base « Constante, Jour de semaine et Mois » résultant de la régression pour chacun des mois d'hiver ;

4. Évaluation de la demande de la journée de pointe de l'année 2018-2019, pour les clients visés par la régression : un facteur d'ajustement est appliqué au calcul effectué au point 3 pour refléter la demande prévue à la Cause tarifaire 2018-2019. Cet ajustement est évalué en comparant la demande des mois d'hiver prévue à la cause à la demande découlant de l'application de la régression linéaire aux variables climatiques normales de la cause.

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

5. la somme des volumes souscrits des clients en combinaison tarifaire est considérée.

6. la somme des volumes maximums des clients au service continu aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire, observés et ajustés pour refléter la projection à l'année témoin, est utilisée.

7. le volume mensuel moyen des mois d'hiver du client biogaz en réseau dédié est considéré.

Le Tableau 1 ci-dessous présente l'évaluation de la demande continue pour les cinq journées historiquement les plus froides depuis 30 ans en fonction des paramètres de la journée de pointe. **La journée du 15 janvier 2004 est identifiée comme la journée de pointe historique des 30 dernières années, avec un volume projeté de 35 784 10^3m^3 pour l'année 2018-2019.**

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	2004-01-14	2014-01-02	1994-01-26
Base (10^3m^3/jour)	14 296,86					
DJ_t (10^3m^3/DJ)	369,87	36,62	39,64	39,56	37,05	40,21
DJ_{t-1} (10^3m^3/DJ)	101,67	39,52	26,12	35,05	36,22	33,71
$DJ_t \times V_t$ (10^3m^3/ DJxkm/h)	3,14	1 248,02	1 100,74	481,80	848,53	305,12
Volume projeté (10^3m^3)		35 784	35 074	34 009	34 352	33 556

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 2017-2018 et la Cause tarifaire 2018-2019

Le Tableau 2 présente le calcul détaillé de la demande continue en journée de pointe ainsi que l'évolution de celle-ci entre la Cause tarifaire 2017-2018 et la Cause tarifaire 2018-2019. L'explication des écarts entre la projection de la demande continue en journée de pointe de la Cause tarifaire 2018-2019 et celle de Cause tarifaire 2017-2018 est également présentée.

Tableau 2

						Commentaires
	1 - Cause 2018					
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
	Demande normale projetée (10^3m^3)					
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	477 975	571 751	511 080	471 362	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	89 802	90 036	83 034	89 481	
3	Clients 4,9 et 4,10	35 200	35 500	32 340	35 250	
4	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 775	2 850	3 150	
5	Autres	4 604	5 319	4 807	4 531	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
6	Année de régression	2015-2016				Année utilisée à la Cause 2018
7	Paramètres de régression (10^3m^3/unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	Base	7 707	8 717	8 973	8 248	
9	DJ_t	367	367	367	367	
10	DJ_{t-1}	80	80	80	80	
11	$DJ_t x DV_t$	2	2	2	2	
12	Paramètres journée de pointe					
13	DJ_t	36,67				Paramètres utilisés à la Cause 2018 (historique 30 ans) réchauffés
14	DJ_{t-1}	39,56				
15	$DJ_t x DV_t$	1 249,24				
	Calcul de la demande en journée de pointe (10^3m^3)					
16	Pointe selon formule de régression	26 634	27 644	27 901	27 175	
16	Ajustement pour la demande 2018	1,017	1,017	1,017	1,017	
17	Pointe clients continus purs et Autres	27 079	28 106	28 367	27 629	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 002	3 002	3 002	3 002	
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 305	1 305	1 305	1 305	
20	Client biogaz en réseau dédié	61	90	102	102	Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	267	267	267	267	
22	Journée de pointe = maximum	31 714	32 769	**33 043**	32 305	
	2 - Cause 2018 - Changement de l'année de référence pour la régression					
23	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
24	Paramètres de régression (10^3m^3/unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
25	Base	8 220	8 679	8 753	8 575	
26	DJ_t	361	361	361	361	
27	DJ_{t-1}	99	99	99	99	
28	$DJ_t x DV_t$	3	3	3	3	
29	Paramètres journée de pointe					
30	DJ_t	36,67				Paramètres utilisés à la Cause 2018 (historique 30 ans) réchauffés
31	DJ_{t-1}	39,56				
32	$DJ_t x DV_t$	1 249,24				
	Calcul de la demande en journée de pointe (10^3m^3)					
33	Pointe selon formule de régression	29 214	29 674	29 747	29 569	
34	Ajustement pour la demande 2018	0,976	0,976	0,976	0,976	
35	Pointe clients continus purs et Autres	28 526	28 975	29 047	28 873	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 002	3 002	3 002	3 002	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 305	1 305	1 305	1 305	
38	Client biogaz en réseau dédié	61	90	102	102	Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	267	267	267	267	
40	Journée de pointe = maximum	33 162	33 638	**33 722**	33 548	
41	**Variation de la pointe vs Cause 2018**			**680**		Impact de la régression 2016-2017 vs régression 2015-2016

Tableau 2 – suite

	3- Cause 2018 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe					
42	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
43	Paramètres de régression (10^3m^3/unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
44	Base	8 220	8 679	8 753	8 575	
45	DJ_t	361	361	361	361	
46	DJ_{t-1}	99	99	99	99	
47	DJ_txDV_t	3	3	3	3	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ_t	36,62				Paramètres utilisés à la Cause 2019 (historique 30 ans) réchauffés
50	DJ_{t-1}	39,52				
51	DJ_txDV_t	1 248,02				
	Calcul de la demande en journée de pointe (10^3m^3)					
52	Pointe selon formule de régression	29 189	29 648	29 722	29 543	
53	Ajustement pour la demande 2018	0,976	0,976	0,976	0,976	
54	Pointe clients continus purs et Autres	28 501	28 950	29 022	28 848	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 002	3 002	3 002	3 002	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 305	1 305	1 305	1 305	
57	Client biogaz en réseau dédié	61	90	102	102	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	267	267	267	267	
59	Journée de pointe = maximum	33 137	33 613	**33 697**	33 523	
60	**Variation de la pointe vs Cause 2018**			**655**		
	4 - Cause 2019					
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
	Demande normale projetée					
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	499 029	598 036	524 843	479 208	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	92 597	96 468	87 098	92 693	
63	Clients 4,9 et 4,10	51 264	51 065	46 772	51 102	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 600	3 050	
65	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
66	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
67	Paramètres de régression (10^3m^3/unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
68	Base	8 220	8 679	8 753	8 575	
69	DJ_t	361	361	361	361	
70	DJ_{t-1}	99	99	99	99	
71	DJ_txDV_t	3	3	3	3	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ_t	36,62				Paramètres utilisés à la Cause 2019 (historique 30 ans) réchauffés
74	DJ_{t-1}	39,52				
75	DJ_txDV_t	1 248,02				
	Calcul de la demande en journée de pointe (10^3m^3)					
76	Pointe selon formule de régression	29 189	29 648	29 722	29 543	
77	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
78	Pointe clients continus purs et Autres	29 910	30 381	30 456	30 274	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
80	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
81	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
82	Besoin GM GNL	0	0	0	0	GM GNL en combinaison tarifaire
83	Journée de pointe = maximum	35 206	35 700	**35 784**	35 607	
84	**Variation de la pointe vs Cause 2018**			**2 741**		Impact de la variation de la pointe Cause 2019 vs Cause 2018
85	**Sommaire des variations**					
86	Impact du changement de l'année de regression			680		ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe			-25		ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande			2 087		ligne 84 - ligne 60

1.3. Détail du calcul du facteur d'ajustement

Le tableau ci-dessous présente le détail du calcul du facteur d'ajustement appliqué à la demande de pointe de la clientèle visée par la régression selon l'année de référence de la régression utilisée pour la Cause tarifaire 2018-2019, soit l'année 2016-2017, et les trois années de référence précédentes.

Tableau 3

(10^3m^3)	Année de référence de la régression			
	CT 2019 2016-2017 Chaude	**2015-2016 Froide**	**2014-2015 Froide**	**2013-2014 Normale**
Calcul du facteur d'ajustement				
1 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 462 167	2 365 027	2 360 357	2 268 531
2 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 523 040	2 523 040	2 523 040	2 523 040
3 Ajustement pour la demande 2019 (C=B/A)	1,0247	1,0668	1,0689	1,1122
4 **Demande pointe selon régression (D)**	**29 722**	**27 877**	**27 564**	**27 473**
5 **Demande pointe année témoin 2019 (E=DxC) (Clients visés par la régression)**	**30 456**	**29 740**	**29 463**	**30 555**
6 *Comparaison vs 2016-2017*		*-2,35%*	*-3,26%*	*0,32%*

1.4. Évaluation du volume pour une journée à 39 DJ et vent moyen à cette température

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

Tableau 4

Élément	Paramètres de régression	Paramètres d'évaluation	Volume
Base (10^3m^3/jour)	14 296,86		14 297
DJ_t (10^3m^3/DJ)	369,87	39	14 425
DJ_{t-1} (10^3m^3/DJ)	101,67	37	3 762
$DJ_t \times V_t$ (10^3m^3/ DJxkm/h)	3,14	585	1 839
Volume projeté (10^3m^3)			**34 323**

2. Débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême

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

Certaines situations potentielles en cours d'hiver entraînent une incertitude sur la demande à approvisionner, telles que :

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

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

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

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

2.1. Identification de l'hiver extrême

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

- les paramètres des conditions climatiques « degrés-jours et vent » de la régression linéaire obtenus pour l'établissement de la journée de pointe de la demande continue[1];
- aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffés observés au cours des 30 dernières années, évalués en base 13°C.

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

Tableau 5

Année	Volumes projetés 10^3m^3
2014-2015	1 541 386
2013-2014	1 537 064
1993-1994	1 488 971
2002-2003	1 460 801
1995-1996	1 442 260

2.2. Établissement de la demande pour l'hiver extrême

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

<u>Clientèle au service continu</u> :

- l'application des paramètres de la régression linéaire utilisée au plan d'approvisionnement pour répartir la demande annuelle en demande quotidienne -

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

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

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

Clientèle au service interruptible :

- l'application des paramètres d'une régression linéaire basée sur la demande mensuelle projetée avant interruption, comme utilisée au plan d'approvisionnement pour répartir la demande annuelle en demande quotidienne - considérant les facteurs calorifiques (DJ_t) - aux degrés-jours réchauffés de l'hiver extrême identifié, soit l'hiver 2014-2015[2].

Considérant les degrés-jours réchauffés de l'hiver 2014-2015, la demande saisonnière de l'ensemble de la clientèle avant interruption, excluant les volumes de gaz d'appoint concurrence, s'élève à 3 587 $10^6 m^3$.

2.3. Établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême

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

Il est à noter que la capacité de l'usine LSR utilisée dans l'évaluation est réduite de la capacité réservée par le client GM GNL. De plus, la capacité de liquéfaction en hiver à l'usine LSR est considérée.

Pour la Cause tarifaire 2018-2019, le débit quotidien requis pour répondre à la demande en hiver extrême est de 33 831 $10^3 m^3$/jour.

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

2.4. Évolution des besoins en hiver extrême entre la Cause tarifaire 2017-2018 et la Cause tarifaire 2018-2019

Le Tableau 6 présente et explique la variation des besoins en hiver extrême entre la Cause tarifaire 2018-2019 et la Cause tarifaire 2017-2018.

Tableau 6

	Données de l'hiver extrême	Cause 2017-18 Volume (1)	Cause 2018-19 Volume (2)	Cause 2018-19 var. vs 2018 (3) = (2) - (1)
1	**Année référence de l'hiver extrême**	2014-2015	2014-2015	
	Demande totale avant interruption ($10^6 m^3$)			
2	Continue	3 232	3 427	194
3	Interruptible volet A	98	90	-7
4	Interruptible volet B	72	69	-2
5	Total	3 402	3 587	185
	Demande moyenne ($10^3 m^3$/jour)			
6	Continue	21 407	22 694	1 287
7	Interruptible volet A	648	599	-49
8	Interruptible volet B	475	460	-16
9	Total	22 530	23 752	1 222
10	**Demande maximale ($10^3 m^3$/jour)**			
11	Continue	29 077	30 795	1 719
12	Interruptible volet A	1 044	900	-144
13	Interruptible volet B	738	721	-17
14	Total	30 859	32 417	1 558
15	**Besoins d'approvisionnement ($10^3 m^3$/jour)**	32 371	33 831	1 460

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNÉE 2018-2019

		oct-18 (10^6m^3) (1)	nov-18 (10^6m^3) (2)	déc-18 (10^6m^3) (3)	janv-19 (10^6m^3) (4)	févr-19 (10^6m^3) (5)	mars-19 (10^6m^3) (6)	avr-19 (10^6m^3) (7)	mai-19 (10^6m^3) (8)	juin-19 (10^6m^3) (9)	juil-19 (10^6m^3) (10)	août-19 (10^6m^3) (11)	sept-19 (10^6m^3) (12)	Hiver (10^6m^3) (13)	Été (10^6m^3) (14)	Total (10^6m^3) (15)
	DEMANDE															
1	*Tarif D1*	153	279	*366*	*457*	*392*	*339*	*206*	*120*	*81*	*74*	*74*	*82*	*1 833*	*789*	*2 622*
2	*Tarif D3*	20	21	*23*	*23*	*22*	*25*	*21*	*21*	*19*	*19*	*19*	*19*	*114*	*138*	*252*
3	*Tarif D4*	*219*	*237*	*253*	*266*	*245*	*260*	*238*	*224*	*193*	*216*	*221*	*213*	*1 260*	*1 524*	*2 784*
4	Total Continue	392	537	643	746	659	623	465	365	293	309	313	314	3 207	2 451	5 658
5	Interruptible	17	23	31	32	32	30	22	21	14	14	14	22	148	124	272
6	Client biogaz en réseau dédié	3	3	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	13	16	29
7	Gaz d'appoint concurrence	5	0	0	0	0	0	2	2	6	6	6	6	0	33	33
8	Sous-Total Demande	*417*	*563*	*676*	*780*	*693*	*656*	*492*	*390*	*315*	*331*	*336*	*344*	*3 368*	*2 624*	*5 993*
9	Gaz de la compagnie et autres comp.	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3	2	6
10	Gaz perdu	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	19	15	34
11	Compression - transport	11	12	12	19	12	12	6	6	6	4	3	5	65	40	105
12	Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	3	3	6
13	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	4
14	Sous-total avant injections	431	579	693	805	710	673	502	399	324	338	342	352	3 460	2 687	6 147
	INVENTAIRES injections															
15	Union Gas	0	0	13	11	9	0	12	6	48	49	49	35	34	199	233
16	LSR (DaQ) *	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	7	3	10
17	Pointe-du-Lac *	3	0	0	1	4	0	0	0	0	0	0	0	5	3	8
18	Saint-Flavien *	13	3	0	0	0	0	4	25	22	20	17	15	3	117	119
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	16	10	13	12	13	0	16	31	70	70	66	54	49	323	371
21	**TOTAL DEMANDE**	**447**	**589**	**706**	**817**	**724**	**673**	**517**	**430**	**394**	**408**	**408**	**406**	**3 508**	**3 009**	**6 518**
	APPROVISIONNEMENT															
22	FTLH Emp - GMIT - avant vente	70	67	70	70	63	70	67	70	67	70	70	67	339	480	819
23	Transport par échange Emp - GMIT	0	15	15	15	14	15	0	0	0	0	0	0	74	0	74
24	Transport fourni par les clients	4	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	3	24	27	51
25	Gaz d'appoint	5	0	0	0	0	0	2	2	6	6	6	6	0	33	33
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	79	87	90	90	81	90	74	75	77	80	80	76	437	540	977
29	Achats dans le territoire	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	5	7	12
30	Achats à Empress (GR)	4	3	3	4	3	3	1	2	3	2	2	2	17	15	32
31	Achats à Dawn (GR)	23	178	211	282	252	229	133	29	0	0	0	13	1 152	198	1 349
32	Livraisons à Dawn (GR)	322	300	307	315	288	319	304	319	311	322	322	308	1 529	2 208	3 737
33	Biogaz	3	3	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	13	16	29
34	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	3
35	Sous-total réceptions, achats & livraisons	352	485	524	605	547	555	443	354	317	327	328	327	2 717	2 446	5 163
	INVENTAIRES retraits															
36	Union Gas	15	15	65	70	59	7	0	0	0	0	0	2	216	17	233
37	LSR (DaQ) *	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	5	6	10
38	Pointe-du-Lac *	0	0	0	3	4	0	0	0	0	0	0	0	7	0	7
39	Saint-Flavien *	0	0	25	45	31	20	0	0	0	0	0	0	121	0	121
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	16	17	92	118	95	28	1	1	1	1	1	3	349	23	372
42	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**447**	**589**	**706**	**813**	**722**	**673**	**517**	**430**	**394**	**408**	**408**	**406**	**3 503**	**3 009**	**6 512**
43	**INTERRUPTIONS BRUTES**	0	0	0	-4	-1	0	0	0	0	0	0	0	-6	0	-6

* Un pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m³ a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire est 38,26 MJ/m³

DÉFINITION DES RUBRIQUES

Demande

L.1 à 4 *Continue* : Demande projetée pour la clientèle au service continu, présentée au tableau 17 de la pièce GM-H, Document 1, incluant la demande des clients ayant leur propre service de transport mais excluant la demande du client desservi en biogaz par un réseau dédié et ce, par catégorie tarifaire.

L.5 *Interruptible* : Demande projetée pour la clientèle au service interruptible sous contrat régulier, présentée au tableau 17 de la pièce GM-H, Document 1.

L.6 *Client biogaz en réseau dédié* : Demande projetée pour le client approvisionné en biogaz par un réseau dédié.

L.7 *Gaz d'appoint concurrence* : Demande projetée pour la clientèle au service interruptible sous contrat de gaz d'appoint, présentée au tableau 17 de la pièce GM-H, Document 1.

L.9 *Gaz de la compagnie et autres compressions* : Somme des volumes de gaz naturel projetés par la compagnie dans ses installations incluant le gaz de compression spécifique à ses installations.

L.10 *Gaz perdu* : Somme des volumes projetés de gaz naturel considérés comme gaz perdu.

L.11 *Compression – transport* : Somme des volumes de gaz de compression requis pour transporter le gaz sur les différents pipelines.

L.12 *Compression – entreposage* : Somme des volumes de gaz de compression requis aux fins d'injection et de retrait dans les sites d'entreposage.

L.13 *Écart de mesurage* : Somme des éléments suivants utilisés au cours de l'année financière : l'augmentation du « linepack » du réseau de distribution, les écarts positifs entre les nominations envoyées à TCPL et le mesurage des compteurs dans le territoire d'Énergir ainsi que les écarts constatés en fonction du « Limited Balancing Agreement - LBA ».

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

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

Approvisionnement

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

L.23 *Transport par échange Emp – GMIT* : Capacités de transport entre Empress et le territoire d'Énergir requises pour répondre aux besoins opérationnels et contractées sur le marché secondaire sous forme d'échange géographique.

L.24 *Transport fourni par les clients* : Projection des capacités de transport fournies au cours de l'année financière par les clients qui se sont retirés du service de transport d'Énergir.

L.25 *Gaz d'appoint* : Capacités de transport contractées par Énergir pour répondre à la demande de gaz d'appoint concurrence. Les capacités de gaz d'appoint pour éviter une journée d'interruption contractées au cours de l'année financière sont également considérées.

L.26 *FTLH non utilisé* : Projection des excédents de capacité de transport FTLH au cours de l'année financière.

L.27 *Cessions / ventes de transport FTLH* : Excédents de capacité de transport FTLH effectivement cédés ou vendus sur le marché secondaire au cours de l'année financière.

L.29 *Achats dans le territoire* : Achats de fourniture de gaz naturel par Énergir directement dans son territoire.

L.30 *Achats à Empress pour compression* : Achats de fourniture de gaz naturel par Énergir à Empress pour le gaz de compression requis par TCPL pour les capacités de transport entre Empress et le territoire d'Énergir.

L.31 *Achats à Dawn (GR)* : Achats projetés de fourniture de gaz naturel par Énergir à Dawn.

L.32 *Livraisons à Dawn (AD) :* Livraisons projetées de fourniture de gaz naturel par les clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété ou par les clients ayant convenu d'une entente à prix fixe avec un fournisseur.

L.33 *Biogaz* : Approvisionnement fourni par un site d'enfouissement via un réseau dédié relié directement au client.

L.34 *Écart de mesurage* : Somme des éléments suivants utilisés au cours de l'année financière : l'utilisation du « linepack » du réseau de distribution, les écarts négatifs entre les nominations envoyées à TCPL et le mesurage des compteurs dans le territoire d'Énergir ainsi que les écarts constatés en fonction du « Load Balancing Agreement - LBA ».

L.36 à 39 *Inventaires retraits* : Volumes de gaz naturel retirés des sites d'entreposage.

L.40 *Échanges de gaz* : Quantités de gaz naturel reçues par Énergir pour les transactions financières d'optimisation réalisées au cours de l'année financière et relatives aux prêts d'espace, aux échanges entre périodes et géographiques ainsi qu'aux cessions de FTSH avec échange pour les quantités utilisées par Énergir.

L.43 *Interruptions brutes* : Niveau des interruptions appliquées à l'année financière.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2019

STRATÉGIE ALTERNATIVE ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

		Achat LH	*Achat SH-Parkway*	*Variation*
		(1)	(2)	(3) = (1) - (2)
	DEMANDE (10^6 m³)			
1	Continue	5 658	5 658	0
2	Interruptible	272	272	0
3	Gaz d'appoint	33	33	0
4	Client biogaz en réseau dédié	29	29	0
5	*Sous-total*	*5993*	*5993*	*0*
6	Interruptions	-6	-6	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	39	39	0
8	Compression (transport et entreposage)	111	100	12
9	Écart de mesurage	4	4	0
10	**TOTAL DEMANDE**	**6 141**	**6 129**	**12**
	APPROVISIONNEMENT (10^6 m³)			
11	Transport			
12	FT LH (primaire & secondaire)	819	819	0
13	Transport par échange (EMP - GMIT)	74	0	74
14	Transport fourni par les clients	51	51	0
15	Transport gaz d'appoint	33	33	0
16	FTLH non utilisé	0	0	0
17	*Transport Emp-GMIT*	*977*	*903*	*74*
18	Achats dans le territoire	12	12	0
19	Achat à Empress pour compression	32	29	3
20	Achats à Dawn (GR)	1 349	1 415	-66
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 737	3 737	0
22	Biogaz	29	29	0
23	Écart de mesurage	3	3	0
24	Retraits - injections	1	0	0
25	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**6 141**	**6 129**	**12**
	DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. ($10^3 m^3$/jour)			
26	**Journée de pointe - continue**	**35 784**	**35 784**	**0**
27	**Total appro. après vente**	**33 831**	**33 831**	**0**
28	**Provision additionnelle**	**35 784**	**35 784**	**0**
	ESTIMATION DES COÛTS (000 $)			
	Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	78 253	69 847	8 406
31	FTSH (Dawn, Parkwway & échange)	166 281	171 362	-5 081
32	STS	47 510	47 510	0
33	M12 / C1	38 794	39 077	-282
34	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0
35	Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur Transport	-35 096	-31 516	-3 580
36	Crédit de compression	0	0	0
37	Crédit/(Frais) de livraison	0	0	0
38	Total - coûts de transport	*295 742*	*296 280*	*-538*
39	Coûts d'entreposage	*31 946*	*31 948*	*-2*
40	Sous-total transport et équilibrage	327 688	328 228	-539
41	Fourniture	718 374	718 686	-312
42	Maintien des inventaires	1 640	1 633	6
43	**TOTAL DES COÛTS**	**1 047 702**	**1 048 547**	**-845**
44	**Variation en %**			**-0,08%**

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2019-2022

		2019			***2020***			***2021***			***2022***		
		Hiver	***Été***	***Total***	***Hiver***	***Été***	***Total***	***Hiver***	***Été***	***Total***	***Hiver***	***Été***	***Total***
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
	DEMANDE (10^6 m³)												
1	Continue	3 207	2 451	5 658	3 218	2 429	5 647	3 173	2 429	5 601	3 167	2 419	5 586
2	Interruptible	148	124	272	147	116	262	146	118	264	146	118	264
3	Gaz d'appoint	0	33	33	0	33	33	0	33	33	0	33	33
4	Client biogaz en réseau dédié	13	16	29	13	16	29	13	16	29	13	16	29
5	*Sous-total*	*3 368*	*2 624*	*5 993*	*3 378*	*2 593*	*5 971*	*3 332*	*2 596*	*5 928*	*3 325*	*2 586*	*5 912*
6	Interruptions	-6	0	-6	-1	0	-1	-2	0	-2	-2	0	-2
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	22	17	39	22	17	39	22	17	39	22	17	39
8	Compression (transport et entreposage)	68	43	111	67	41	108	62	40	102	61	40	100
9	Écart de mesurage	2	2	4	2	2	4	2	2	3	2	2	4
10	**TOTAL DEMANDE**	**3 454**	**2 687**	**6 141**	**3 468**	**2 654**	**6 122**	**3 415**	**2 655**	**6 070**	**3 408**	**2 645**	**6 053**
	APPROVISIONNEMENT (10^6 m³)												
11	Transport												
12	FTLH (primaire & secondaire)	339	480	819	341	480	821	339	480	819	339	480	819
13	Transport par échange (Emp-GMIT)	74	0	74	35	0	35	0	0	0	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	24	27	51	23	27	51	23	27	50	23	27	50
15	Transport gaz d'appoint	0	33	33	0	33	33	0	33	33	0	33	33
16	FTLH non utilisé	0	0	0	0	-53	-53	-119	-70	-189	-137	-85	-222
17	*Transport Emp-GMIT*	*437*	*540*	*977*	*400*	*487*	*887*	*243*	*470*	*714*	*226*	*455*	*681*
18	Achats dans le territoire	5	7	12	10	53	63	68	102	171	80	118	198
19	Achat à Empress pour compression	17	15	32	15	14	29	9	13	22	8	13	21
20	Achats à Dawn (GR)	1 152	198	1 349	1 193	178	1 371	1 255	146	1 401	1 251	134	1 385
21	Livraisons à Dawn (AD)	1 529	2 208	3 737	1 535	2 217	3 752	1 527	2 204	3 731	1 529	2 207	3 736
22	Biogaz	13	16	29	13	16	29	13	16	29	13	16	29
23	Écart de mesurage	2	2	3	2	2	3	1	2	3	2	2	3
24	Retraits - injections	300	-300	1	300	-313	-14	299	-299	0	299	-299	0
25	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**3 454**	**2 687**	**6 141**	**3 468**	**2 654**	**6 122**	**3 415**	**2 655**	**6 070**	**3 408**	**2 645**	**6 053**

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2019-2022

		2019		*2020*		*2021*		*2022*	
	ENTREPOSAGE (Capacité)	**(PJ)**	**($10^6 m^3$)**	**(PJ)**	**($10^6 m^3$)**	**(PJ)**	**($10^6 m^3$)**	**(PJ)**	**($10^6 m^3$)**
26	LSR (daQ)	2,2	56,6	2,2	56,6	2,2	56,6	2,2	56,6
27	Pointe-du-Lac	0,9	22,7	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	36,6
28	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
29	Union Gas	8,7	230,3	8,7	230,3	8,7	230,3	8,7	230,3
30	**TOTAL**	**16,4**	**429,6**	**16,9**	**443,5**	**16,9**	**443,5**	**16,9**	**443,5**
	DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT	***(TJ/j)***	***($10^3 m^3/j$)***	***(TJ/j)***	***($10^3 m^3/j$)***	***(TJ/j)***	***($10^3 m^3/j$)***	***(TJ/j)***	***($10^3 m^3/j$)***
31	**Journée de pointe - continue**	**1 356**	**35 784**	**1 361**	**35 920**	**1 343**	**35 451**	**1 340**	**35 373**
32	**Besoins hiver extrême**	**1 282**	**33 831**	**1 275**	**33 661**	**1 244**	**32 844**	**1 252**	**33 047**
33	**Maximum**	**1 356**	**35 784**	**1 361**	**35 920**	**1 343**	**35 451**	**1 340**	**35 373**
	Approvisionnements								
34	FTLH (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire	1	25	3	72	17	461	20	530
37	Transport clients & biogaz	10	253	9	245	9	248	9	248
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	109	2 875	109	2 875
40	FTSH (Parkway - GMIT)	499	13 174	499	13 174	499	13 174	499	13 174
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac *	46	1 212	61	1 616	61	1 616	61	1 616
43	Saint-Flavien *	58	1 535	58	1 535	58	1 535	58	1 535
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	220	5 805	220	5 805	220	5 805	220	5 805
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
47	Sous-total approvisionnements	1 338	35 316	1 355	35 759	1 370	36 151	1 372	36 220
48	**Impact de la refonte du service interruptible**	0	0	0	0	20	528	20	528
49	**TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)**	1 338	35 316	1 355	35 759	1 390	36 679	1 392	36 748
50	**Provision additionnelle avant achat / (vente)**	-18	-468	-6	-161	47	1 228	52	1 376
51	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (l.50/ l.47)	-1,3%	-1,3%	-0,5%	-0,5%	3,4%	3,4%	3,8%	3,8%
52	**Achat / (vente) de transport *a priori***	19	491	9	232	-30	-789	-34	-905
53	**TOTAL approvisionnements après achat / (vente)**	**1 357**	**35 807**	**1 364**	**35 991**	**1 360**	**35 890**	**1 358**	**35 843**
54	**Provision additionnelle après achat / (vente)**	**1**	**23**	**3**	**71**	**17**	**439**	**18**	**470**
55	% du total approvisionnements après achat / (vente) (l.54/ l.53)		0,1%		0,2%		0,2%		1,2%

* Un pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m³ a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2019 est 38,26 MJ/m³

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2019-2022
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*			
		2019 (10^6m^3)	**2020** (10^6m^3)	**2021** (10^6m^3)	**2022** (10^6m^3)	**2019** (10^6m^3)	**2020** (10^6m^3)	**2021** (10^6m^3)	**2022** (10^6m^3)	**2019** (10^6m^3)	**2020** (10^6m^3)	**2021** (10^6m^3)	**2022** (10^6m^3)
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
	DEMANDE												
1	Continue	5 658	5 647	5 601	5 586	5 658	5 647	5 601	5 586	0	0	0	0
2	Interruptible	272	262	264	264	272	262	264	264	0	0	0	0
3	Client biogaz en réseau dédié	29	29	29	29	29	29	29	29	0	0	0	0
4	Gaz d'appoint concurrence	33	33	33	33	33	33	33	33	0	0	0	0
5	*Sous-Total Demande*	5 993	5 971	5 928	5 912	5 993	5 971	5 928	5 912	0	0	0	0
6	Gaz perdu et usage de la compagnie	39	39	39	39	39	39	39	39	0	0	0	0
7	Compression (transport et entreposage)	111	108	102	100	111	108	102	100	0	0	0	0
8	Écart de mesurage	4	4	3	4	4	4	3	4	0	0	0	0
9	SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	6 147	6 123	6 072	6 055	6 147	6 123	6 072	6 055	0	0	0	0
	INVENTAIRES INJECTIONS												
10	Union Gas	233	237	238	238	233	237	238	238	0	0	0	0
11	LSR (DaQ)	10	10	10	10	10	10	10	10	0	0	0	0
12	Pointe-du-Lac	8	24	12	13	8	24	12	13	0	0	0	0
13	Saint-Flavien	119	121	121	121	119	121	121	121	0	0	0	0
14	SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	371	393	382	383	371	393	382	383	0	0	0	0
15	**TOTAL DE LA DEMANDE**	**6 518**	**6 515**	**6 454**	**6 438**	**6 518**	**6 515**	**6 454**	**6 438**	**0**	**0**	**0**	**0**
	APPROVISIONNEMENT												
16	FTLH Empress - GMIT	819	821	819	819	819	821	819	819	0	0	0	0
17	Transport par échange (EMP - GMIT)	74	35	0	0	74	35	0	0	0	0	0	0
18	Transport fourni par les clients	51	51	50	50	51	51	50	50	0	0	0	0
19	Gaz d'appoint	33	33	33	33	33	33	33	33	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	-53	-189	-222	0	-53	-189	-222	0	0	0	0
22	*Transport Emp-GMIT*	*977*	*887*	*714*	*681*	*977*	*887*	*714*	*681*	*0*	*0*	*0*	*0*
23	Achats dans le territoire	12	63	171	198	12	63	171	198	0	0	0	0
24	Achats à Empress pour compression	32	29	22	21	32	29	22	21	0	0	0	0
25	Achats à Dawn (GR)	1 349	1 371	1 401	1 385	1 349	1 371	1 401	1 385	0	0	0	0
26	Livraisons à Dawn (AD)	3 737	3 752	3 731	3 736	3 737	3 752	3 731	3 736	0	0	0	0
27	Biogaz	29	29	29	29	29	29	29	29	0	0	0	0
28	Écart de mesurage	3	3	3	3	3	3	3	3	0	0	0	0
29	SOUS-TOTAL TRANSPORT	6 140	6 136	6 070	6 053	6 140	6 136	6 070	6 053	0	0	0	0
	INVENTAIRES RETRAITS												
30	Union gas	233	237	238	238	233	237	238	238	0	0	0	0
31	LSR (DaQ)	10	10	10	10	10	10	10	10	0	0	0	0
32	Pointe-du-Lac	7	11	12	13	7	11	12	13	0	0	0	0
33	Saint-Flavien	121	121	121	121	121	121	121	121	0	0	0	0
34	SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	372	379	382	383	372	379	382	383	0	0	0	0
35	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**6 512**	**6 515**	**6 452**	**6 436**	**6 512**	**6 515**	**6 452**	**6 436**	**0**	**0**	**0**	**0**
36	**INTERRUPTIONS BRUTES**	-6	-1	-2	-2	-6	-1	-2	-2	0	0	0	0
37	**NIVEAU D'INVENTAIRE DAQ AU 31 MARS - HIVER EXTRÊME**	46	48	49	43	45	47	48	42	-1	-1	-1	-1
38	**MAINTIEN DE LA FIABILITÉ**												
39	Capacité additionnelle (10^3m^3/jour)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2019-2022
IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE

		2019 (1)	***2020*** (2)	***2021*** (3)	***2022*** (4)
	DEMANDE (10^6 m³)				
1	Continue	[5 435 ; 5 863]	[5 422 ; 5 853]	[5 380 ; 5 805]	[5 366 ; 5 788]
2	Interruptible	[258 ; 285]	[248 ; 275]	[251 ; 277]	[250 ; 276]
3	Gaz d'appoint	33	33	33	33
4	Client biogaz en réseau dédié	29	29	29	29
5	*Sous-total*	*[5 756 ; 6 210]*	*[5 732 ; 6 190]*	*[5 692 ; 6 144]*	*[5 678 ; 6 127]*
6	Interruptions	[0 ; -22]	[0 ; -17]	[0 ; -20]	[0 ; -22]
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	39	39	39	39
8	Compression (transport et entreposage)	107	104	97	96
9	Écart de mesurage	4	4	3	4
10	**TOTAL DEMANDE**	**[5 905 ; 6 346]**	**[5 879 ; 6 328]**	**[5 832 ; 6 272]**	**[5 817 ; 6 252]**
	APPROVISIONNEMENT (10^6 m³)				
11	Transport				
12	FTLH (primaire & secondaire)	819	821	819	819
13	Transport par échange (Emp-GMIT)	74	35	0	0
14	Transport fourni par les clients	51	51	50	50
15	Transport gaz d'appoint	33	33	33	33
16	FTLH non utilisé	0	[-53 ; -68]	[-189 ; -199]	[-222 ; -231]
17	*Transport Emp-GMIT*	*977*	*[887 ; 872]*	*[714 ; 703]*	*[681 ; 672]*
18	Achats dans le territoire	12	63	171	198
19	Achat à Empress pour compression	32	29	22	21
20	Achats à Dawn (GR)	[1 166 ; 1 516]	[1 185 ; 1 554]	[1 218 ; 1 579]	[1 203 ; 1 559]
21	Livraisons à Dawn (AD)	[3 688 ; 3 774]	[3 699 ; 3 790]	[3 678 ; 3 766]	[3 684 ; 3 770]
22	Biogaz	29	29	29	29
23	Écart de mesurage	3	3	3	3
24	Retraits - injections	[-2 ; 2]	[-16 ; -12]	[-3 ; 0]	[-3 ; 0]
25	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**[5 905 ; 6 346]**	**[5 879 ; 6 328]**	**[5 832 ; 6 272]**	**[5 817 ; 6 252]**

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2019-2022
IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE

		2019 (1)		*2020* (2)		*2021* (3)		*2022* (4)	
	ENTREPOSAGE (Capacité)	**(PJ)**	**(10^6m^3)**	**(PJ)**	**(10^6m^3)**	**(PJ)**	**(10^6m^3)**	**(PJ)**	**(10^6m^3)**
26	LSR (daQ)	2,2	56,6	2,2	56,6	2,2	56,6	2,2	56,6
27	Pointe-du-Lac	0,9	22,7	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	36,6
28	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
29	Union Gas	8,7	230,3	8,7	230,3	8,7	230,3	8,7	230,3
30	**TOTAL**	**16,4**	**429,6**	**16,9**	**443,5**	**16,9**	**443,5**	**16,9**	**443,5**
	DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT	***(TJ/j)***	***($10^3m^3/j$)***	***(TJ/j)***	***($10^3m^3/j$)***	***(TJ/j)***	***($10^3m^3/j$)***	***(TJ/j)***	***($10^3m^3/j$)***
31	**Journée de pointe - continue**	**1 356**	**35 784**	**1 361**	**35 920**	**1 343**	**35 451**	**1 340**	**35 373**
32	**Besoins hiver extrême**	**1 282**	**33 831**	**1 275**	**33 661**	**1 244**	**32 844**	**1 252**	**33 047**
33	**Maximum**	**1 356**	**35 784**	**1 361**	**35 920**	**1 343**	**35 451**	**1 340**	**35 373**
	Approvisionnements								
34	FTLH (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire	1	25	3	72	17	461	20	530
37	Transport clients & biogaz	10	253	9	245	9	248	9	248
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	109	2 875	109	2 875
40	FTSH (Parkway - GMIT)	499	13 174	499	13 174	499	13 174	499	13 174
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac *	46	1 212	61	1 616	61	1 616	61	1 616
43	Saint-Flavien *	58	1 535	58	1 535	58	1 535	58	1 535
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	220	5 805	220	5 805	220	5 805	220	5 805
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
47	Sous-total approvisionnements	1 338	35 316	1 355	35 759	1 370	36 151	1 372	36 220
48	**Impact de la refonte du service interruptible**	0	0	0	0	20	528	20	528
49	**TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)**	1 338	35 316	1 355	35 759	1 390	36 679	1 392	36 748
50	**Provision additionnelle avant achat / (vente)**	-18	-468	-6	-161	47	1 228	52	1 376
51	% du total approvisionnements avant achat (vente) (l.50/ l.47)	-1,3%	-1,3%	-0,5%	-0,5%	3,4%	3,4%	3,8%	3,8%
52	**Achat / (vente) de transport *a priori***	19	491	9	232	-30	-789	-34	-905
53	**TOTAL approvisionnements après achat / (vente)**	**1 357**	**35 807**	**1 364**	**35 991**	**1 360**	**35 890**	**1 358**	**35 843**
54	**Provision additionnelle après achat / (vente)**	1	23	3	71	17	439	18	470
55	% du total approvisionnements après achat / (vente) (l.54/ l.53)	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	1,2%	1,2%	1,3%	1,3%

* Un pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m³ a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2019 est 38,26 MJ/m³

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2019-2022
SCÉNARIO FAVORABLE

		2019	***2020***	***2021***	***2022***
		(1)	(2)	(3)	(4)
	DEMANDE (10^6 m³)				
1	Continue	5 758	5 872	6 549	6 605
2	Interruptible	286	278	280	279
3	Gaz d'appoint	33	33	33	33
4	Client biogaz en réseau dédié	29	29	29	29
5	*Sous-total*	*6 106*	*6 213*	*6 892*	*6 947*
6	Interruptions	-6	-1	0	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	39	39	39	39
8	Compression (transport et entreposage)	115	116	134	135
9	Écart de mesurage	4	4	3	4
10	**TOTAL DEMANDE**	**6 258**	**6 371**	**7 068**	**7 125**
	APPROVISIONNEMENT (10^6 m³)				
11	Transport				
12	FTLH (primaire & secondaire)	819	821	819	819
13	Transport par échange (Emp-GMIT)	184	220	699	713
14	Transport fourni par les clients	52	52	52	52
15	Transport gaz d'appoint	33	33	33	33
16	FTLH non utilisé	0	-53	-86	-85
17	*Transport Emp-GMIT*	*1 087*	*1 073*	*1 517*	*1 532*
18	Achats dans le territoire	12	63	171	198
19	Achat à Empress pour compression	36	36	55	56
20	Achats à Dawn (GR)	1 306	1 325	795	762
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 783	3 854	4 499	4 545
22	Biogaz	29	29	29	29
23	Écart de mesurage	3	3	3	3
24	Retraits - injections	1	-13	0	0
25	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**6 258**	**6 371**	**7 068**	**7 125**

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2019-2022
SCÉNARIO FAVORABLE

		2019 (1)		*2020* (2)		*2021* (3)		*2022* (4)	
	ENTREPOSAGE (Capacité)	**(PJ)**	**($10^6 m^3$)**	**(PJ)**	**($10^6 m^3$)**	**(PJ)**	**($10^6 m^3$)**	**(PJ)**	**($10^6 m^3$)**
26	LSR (daQ)	2,2	56,6	2,2	56,6	2,2	56,6	2,2	56,6
27	Pointe-du-Lac	0,9	22,7	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	36,6
28	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
29	Union Gas	8,7	230,3	8,7	230,3	8,7	230,3	8,7	230,3
30	**TOTAL**	**16,4**	**429,6**	**16,9**	**443,5**	**16,9**	**443,5**	**16,9**	**443,5**
	DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT	***(TJ/j)***	***($10^3 m^3/j$)***	***(TJ/j)***	***($10^3 m^3/j$)***	***(TJ/j)***	***($10^3 m^3/j$)***	***(TJ/j)***	***($10^3 m^3/j$)***
31	**Journée de pointe - continue**	**1 383**	**36 511**	**1 407**	**37 143**	**1 549**	**40 880**	**1 554**	**41 013**
32	**Besoins hiver extrême**	**1 304**	**34 407**	**1 303**	**34 396**	**1 417**	**37 410**	**1 426**	**37 624**
33	**Maximum**	**1 383**	**36 511**	**1 407**	**37 143**	**1 549**	**40 880**	**1 554**	**41 013**
	Approvisionnements								
34	FTLH (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire	1	25	3	72	17	461	20	530
37	Transport clients & biogaz	10	256	10	253	10	256	10	256
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	109	2 875	109	2 875
40	FTSH (Parkway - GMIT)	499	13 174	499	13 174	499	13 174	499	13 174
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac *	46	1 212	61	1 616	61	1 616	61	1 616
43	Saint-Flavien *	58	1 535	58	1 535	58	1 535	58	1 535
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	220	5 805	220	5 805	220	5 805	220	5 805
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
47	Sous-total approvisionnements	1 338	35 319	1 355	35 767	1 370	36 160	1 373	36 229
48	**Impact de la refonte du service interruptible**	0	0	0	0	20	528	20	528
49	**TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)**	1 338	35 319	1 355	35 767	1 390	36 688	1 393	36 757
50	**Provision additionnelle avant achat / (vente)**	-45	-1 192	-52	-1 376	-179	-4 720	-181	-4 784
51	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (l.50/ l.47)	-3,4%	-3,4%	-3,8%	-3,8%	-13,1%	-13,1%	-13,2%	-13,2%
52	**Achat / (vente) de transport *a priori***	46	1 217	55	1 446	175	4 629	179	4 724
53	**TOTAL approvisionnements après achat / (vente)**	**1 384**	**36 536**	**1 410**	**37 214**	**1 566**	**41 317**	**1 572**	**41 481**
54	**Provision additionnelle après achat / (vente)**	1	25	3	70	17	437	18	468
55	% du total approvisionnements après achat / (vente) (l.54/ l.53)	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%

* Un pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m³ a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2019 est 38,26 MJ/m³

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2019-2022
SCÉNARIO DÉFAVORABLE

		2019 (1)	***2020*** (2)	***2021*** (3)	***2022*** (4)
	DEMANDE ($10^6 m^3$)				
1	Continue	5 444	5 360	5 254	5 177
2	Interruptible	244	230	229	227
3	Gaz d'appoint	0	0	0	0
4	Client biogaz en réseau dédié	29	29	29	29
5	*Sous-total*	*5 718*	*5 619*	*5 512*	*5 433*
6	Interruptions	-6	-2	-7	-6
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	39	39	39	39
8	Compression (transport et entreposage)	104	97	87	83
9	Écart de mesurage	4	4	3	4
10	**TOTAL DEMANDE**	**5 859**	**5 757**	**5 635**	**5 553**
	APPROVISIONNEMENT ($10^6 m^3$)				
11	Transport				
12	FTLH (primaire & secondaire)	819	821	819	819
13	Transport par échange (Emp-GMIT)	0	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	48	48	48	48
15	Transport gaz d'appoint	0	0	0	0
16	FTLH non utilisé	-99	-294	-540	-659
17	*Transport Emp-GMIT*	*768*	*576*	*327*	*208*
18	Achats dans le territoire	12	63	171	198
19	Achat à Empress pour compression	25	17	8	3
20	Achats à Dawn (GR)	1 474	1 544	1 576	1 593
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 548	3 537	3 523	3 519
22	Biogaz	29	29	29	29
23	Écart de mesurage	3	3	3	3
24	Retraits - injections	0	-13	0	0
25	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**5 859**	**5 757**	**5 635**	**5 553**

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2019-2022
SCÉNARIO DÉFAVORABLE

		2019 (1)		*2020* (2)		*2021* (3)		*2022* (4)	
	ENTREPOSAGE (Capacité)	**(PJ)**	**($10^6 m^3$)**	**(PJ)**	**($10^6 m^3$)**	**(PJ)**	**($10^6 m^3$)**	**(PJ)**	**($10^6 m^3$)**
26	LSR (daQ)	2,2	56,6	2,2	56,6	2,2	56,6	2,2	56,6
27	Pointe-du-Lac	0,9	22,7	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	36,6
28	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
29	Union Gas	8,7	230,3	8,7	230,3	8,7	230,3	8,7	230,3
30	**TOTAL**	**16,4**	**429,6**	**16,9**	**443,5**	**16,9**	**443,5**	**16,9**	**443,5**
	DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT	***(TJ/j)***	***($10^3 m^3/j$)***	***(TJ/j)***	***($10^3 m^3/j$)***	***(TJ/j)***	***($10^3 m^3/j$)***	***(TJ/j)***	***($10^3 m^3/j$)***
31	**Journée de pointe - continue**	**1 312**	**34 623**	**1 292**	**34 092**	**1 261**	**33 275**	**1 237**	**32 656**
32	**Besoins hiver extrême**	**1 245**	**32 866**	**1 214**	**32 047**	**1 192**	**31 449**	**1 172**	**30 937**
33	**Maximum**	**1 312**	**34 623**	**1 292**	**34 092**	**1 261**	**33 275**	**1 237**	**32 656**
	Approvisionnements								
34	FTLH (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire	1	25	3	72	17	461	20	530
37	Transport clients & biogaz	9	241	9	238	9	241	9	241
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	109	2 875	109	2 875
40	FTSH (Parkway - GMIT)	499	13 174	499	13 174	499	13 174	499	13 174
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac *	46	1 212	61	1 616	61	1 616	61	1 616
43	Saint-Flavien *	58	1 535	58	1 535	58	1 535	58	1 535
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	220	5 805	220	5 805	220	5 805	220	5 805
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
47	Sous-total approvisionnements	1 338	35 304	1 355	35 752	1 370	36 145	1 372	36 214
48	**Impact de la refonte du service interruptible**	0	0	0	0	20	528	20	528
49	**TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)**	1 338	35 304	1 355	35 752	1 390	36 673	1 392	36 742
50	**Provision additionnelle avant achat / (vente)**	26	681	63	1 660	109	2 869	135	3 558
51	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (l.50/ l.47)	1,9%	1,9%	4,6%	4,6%	7,9%	7,9%	9,8%	9,8%
52	**Achat / (vente) de transport *a priori***	-25	-657	-60	-1 586	-112	-2 959	-137	-3 616
53	**TOTAL approvisionnements après achat / (vente)**	**1 313**	**34 647**	**1 295**	**34 166**	**1 277**	**33 714**	**1 255**	**33 126**
54	**Provision additionnelle après achat / (vente)**	1	24	3	74	17	439	18	470
55	% du total approvisionnements après achat / (vente) (l.54/ l.53)	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	1,3%	1,3%	1,4%	1,4%

* Un pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m³ a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2019 est 38,26 MJ/m³

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

Dossier tarifaire	Livraisons globales (avant interruptions)									
	Livraisons prévues			Livraisons réelles			Variation			
	Service continu	Service interruptible	Total	Service continu	Service interruptible	Total	Service continu	Service interruptible	Total	
	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	10^6m^3	%
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(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	5 768	312	6 080	352	15	367	6,43

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 2018 (avant interruptions).*

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

Dossier tarifaire	Demande clientèle continue										
	Journée de pointe prévue			Observation réelle				Volume estimé			
	Facteur base	Facteur calorifique	Pointe à 44 DJ	Volume réel de pointe	Date		Degrés-jours réels	Variation de DJ	Ajustement de volume	Volume estimé à 44 DJ	Écart
	10^3m^3/jour	10^3m^3/DJ/jour	10^3m^3/jour	10^3m^3/jour			Dj	Dj	10^3m^3/jour	10^3m^3/jour	10^3m^3/jour
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(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 1er janvier 2008

Dossier tarifaire	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe	Volume réel de pointe	Date		Paramètre réels	Variation des paramètres	Ajustement de volume	Volume estimé	Écart vs prévision
			10^3m^3/jour	10^3m^3/jour					10^3m^3/jour	10^3m^3/jour	10^3m^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 (10^3m^3/jour)	10 116,69										
DJ_t (10^3m^3/DJ)	294,44	36,93					32,51	4,42			
DJ_{t-1} (10^3m^3/DJ)	91,72	39,64					36,89	2,75			
DJ_t x V_t (10^3m^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 (10^3m^3/jour)	10 008,43										
DJ_t (10^3m^3/DJ)	300,08	36,88					30,68	6,20			
DJ_{t-1} (10^3m^3/DJ)	104,58	39,52					33,07	6,45			
DJ_t x V_t (10^3m^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	Volume réel de pointe	Date		Paramètre réels	Variation des paramètres	Ajustement de volume	Volume estimé	Écart vs prévision
			10^3m^3/jour	10^3m^3/jour					10^3m^3/jour	10^3m^3/jour	10^3m^3/jour
2013			29 077	28 917	Mercredi	2013-01-23			1 584	30 501	1 424
Base (10^3m^3/jour)	12 074,88										
DJ_t (10^3m^3/DJ)	291,20	36,85					36,64	0,21			
DJ_{t-1} (10^3m^3/DJ)	91,38	39,50					34,63	4,87			
DJ_t x V_t (10^3m^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 (10^3m^3/jour)	12 786,50										
DJ_t (10^3m^3/DJ)	327,69	36,80					35,97	0,83			
DJ_{t-1} (10^3m^3/DJ)	88,61	39,48					32,05	7,43			
DJ_t x V_t (10^3m^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 (10^3m^3/jour)	13 698,96										
DJ_t (10^3m^3/DJ)	338,31	36,78					36,10	0,68			
DJ_{t-1} (10^3m^3/DJ)	109,45	39,66					25,37	14,28			
DJ_t x V_t (10^3m^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 (10^3m^3/jour)	13 813,44										
DJ_t (10^3m^3/DJ)	357,52	36,75					34,18	2,56			
DJ_{t-1} (10^3m^3/DJ)	110,42	39,62					38,19	1,44			
DJ_t x V_t (10^3m^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 (10^3m^3/jour)	14 294,02										
DJ_t (10^3m^3/DJ)	378,16	36,70					32,42	4,28			
DJ_{t-1} (10^3m^3/DJ)	78,83	39,59					20,88	18,71			
DJ_t x V_t (10^3m^3/DJxkm/h)	1,55	1 252,40					694,54	557,86			

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

E N T R E P O S A G E À P O I N T E - D U - L A C

P R O J E T D ' I N T R A G A Z

Introduction

Dans la planification des outils d'approvisionnement sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2019-2022, Énergir prévoit faire appel à une nouvelle capacité de retrait dans son territoire, rendue disponible par Intragaz à son site de Pointe-du-Lac dans la mesure où la Régie approuve son projet d'investissement[1]. Cette nouvelle capacité de retrait, à laquelle est associée une capacité d'entreposage, permet de répondre en tout ou en partie aux déficits du plan d'approvisionnement.

La présente annexe contient les analyses sur lesquelles Énergir s'est appuyée pour sélectionner le projet d'Intragaz dans la planification de son approvisionnement gazier.

Afin de donner à la Régie une vision à long, moyen et court termes sur la valeur du projet, Énergir a fait trois analyses, une pour chaque perspective.

Caractéristiques du projet et impact global sur les outils d'approvisionnement

Selon les données fournies par Intragaz, la réalisation du projet permettrait de modifier les caractéristiques du site de Pointe-du-Lac de la manière suivante :

		Avant (a)	Après (b)	Variation (c=b-a)
1	Capacité d'entreposage (volume utile), m³	22 700 000	36 600 000	13 900 000
2	Capacité maximale de retrait, m³/jour	1 200 000	1 600 000	400 000
3	Capacité maximale d'injection, m³/jour	2 400 000	2 400 000	-
4	Coût annuel selon tarifs, M$	4,4	5,8	1,4

La mise en service du projet serait prévue pour l'hiver 2019-2020.

La principale caractéristique d'intérêt pour Énergir et sa clientèle est l'augmentation de la capacité maximale de retrait identifiée à la ligne 2. En effet, compte tenu de la façon dont est calculé l'apport de la capacité de retrait de Pointe-du-Lac[2] à la capacité totale des

[1] Dossier Intragaz, R-4034-2018.
[2] La contribution de Pointe-du-Lac au débit total requis pour répondre à la demande de pointe est établie à sa capacité maximale de retrait.

outils requis pour répondre à la demande de pointe, l'augmentation de 400 000 m³/jour de capacité de retrait permet d'abaisser d'autant les besoins marginaux pour la pointe.

L'augmentation associée de la capacité d'entreposage permettrait de ralentir l'effritement du site en cas d'hiver froid. L'impact sur la valeur de la fourniture serait quant à lui négligeable puisque le site de Pointe-du-Lac est opéré de manière cyclique pendant l'hiver. Ainsi, le gaz « entreposé » à Pointe-du-Lac n'est pas du gaz principalement injecté en été et retiré en hiver.

Évaluation de la valeur à long terme du projet

Énergir est d'avis que la valeur du projet s'évalue notamment par une comparaison avec la valeur de l'outil d'approvisionnement qu'il substitue à long terme. Dans ce cas-ci, l'outil que le projet permet de substituer à long terme est du transport FTSH sur le marché primaire. En effet, la nouvelle capacité de retrait en franchise de 400 000 m³/jour (15 156 GJ/j) permettrait d'abaisser d'autant le besoin de transport pour répondre à la journée de pointe.

Ainsi l'évaluation de la valeur du projet estimée sur le long terme est assez simple à réaliser. Mis à part des effets relativement marginaux (base de tarification, gaz de compression, etc.), la valeur du projet se compare directement au coût annuel du transport FTSH, soit au taux actuel environ 4,3 M$ (15 156 GJ/j * 0,774[3] $/GJ * 365 jours = 4,3 M$). Puisque l'impact tarifaire annuel du projet est estimé à 1,4 M$ comme présenté à la ligne 4 du tableau précédent, les économies annuelles du projet seraient de l'ordre de 2,9 M$ (4,3 M$ - 1,4 M$).

Volontairement, cette analyse sur le long terme ne tient pas compte de l'état contextuel et actuel de la structure d'approvisionnement. Par exemple, elle ne s'arrête pas au fait qu'en réalité il n'y a pas de transport FTSH primaire actuellement disponible et qu'ainsi, le projet ne substituera pas vraiment du transport FTSH primaire à court terme. Selon Énergir, il ne s'agit cependant pas d'un biais puisque le projet aura un impact à long terme sur les outils d'approvisionnement et qu'ainsi sa valeur ne devrait pas être seulement évaluée à partir d'un plan d'approvisionnement circonstanciel.

[3] Taux de transport intérimaire de TCPL sur le tronçon Dawn-EDA. Sujet à l'approbation de l'ONÉ.

Pour illustrer ceci, prenons pour exemple l'année 1 de la présente planification d'approvisionnement et supposons que de la capacité de transport FTSH primaire était disponible. Cette année précise étant en déficit d'approvisionnement, la valeur du projet serait facilement évaluée en comparant le coût annuel d'une nouvelle capacité de transport FTSH au coût annuel du projet. Mais si au contraire les circonstances avaient été que cette année était en excédent d'outils, le projet serait alors évalué en fonction de la valeur de revente des nouveaux outils excédentaires. Si la revente de ces outils ne générait pas autant de valeur que le coût annuel du projet, le projet serait déficitaire selon cette analyse. Ainsi un tel projet qui est très économique sur le long terme pourrait ne pas voir le jour simplement à cause du contexte bien précis d'une année quelconque.

Énergir est d'avis qu'un projet comme celui de Pointe-du-Lac devrait s'évaluer en premier lieu sur un horizon de long terme, car d'une manière ou d'une autre, le projet permettra soit de décontracter son équivalent en transport FTSH ou de réduire le besoin futur en transport FTSH.

Énergir croit donc que l'estimation appropriée de la valeur du projet est d'environ 2,9 M$ par an en fonction des tarifs actuels.

Évaluation de la valeur à court terme du projet

Dans le but d'offrir à la Régie une vision plus large de la valeur du projet, Énergir présente l'impact du projet sur les coûts du dernier plan d'approvisionnement approuvé par la Régie, soit le plan de l'année 2017-2018.

Il est à noter que pour réaliser cette analyse, Énergir a dû poser une hypothèse quant à l'inventaire de départ du scénario « avec projet PDL ». De fait, dans ce scénario l'inventaire de départ est considéré plein au 1er novembre tout comme l'inventaire du scénario comparatif. Ainsi cela permet d'éviter d'introduire un biais important dans l'analyse quant au volume disponible à Pointe-du-Lac.

Le résultat de l'analyse est le suivant:

PLAN D'APPROVISIONNEMENT - CAUSE TARIFAIRE 2018

STRATÉGIE ALTERNATIVE INTRAGAZ ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

		Cause tarifaire 2018 avec projet - PDL	*Cause tarifaire 2018*	*Variation*
		(1)	(2)	(3) = (1) - (2)
	DEMANDE (10⁶ m³)			
1	Continue	5 385	5 385	0
2	Interruptible	276	276	0
3	Gaz d'appoint	20	20	0
4	Client biogaz en réseau dédié	31	31	0
5	*Sous-total*	*5712*	*5712*	*0*
6	Interruptions	-17	-16	-1
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	41	41	0
8	Compression (transport et entreposage)	138	137	0
9	Écart de mesurage	0	0	0
10	**TOTAL DEMANDE**	**5 874**	**5 875**	**-1**
	APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)			
11	Transport			
12	FT LH (primaire & secondaire)	841	841	0
13	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	78	78	0
15	Transport gaz d'appoint	20	20	0
16	FTLH non utilisé	0	0	0
17	*Transport Emp-GMIT*	*940*	*940*	*0*
18	Achats dans le territoire	7	7	0
19	Achat à Empress pour compression	40	40	0
20	Achats à Dawn (GR)	1 205	1 205	0
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 651	3 652	-1
22	Biogaz	31	31	0
23	Écart de mesurage	0	0	0
24	Retraits - injections	0	0	0
25	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**5 874**	**5 875**	**-1**
	DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)			
26	**Journée de pointe - continue**	**33 043**	**33 043**	**0**
27	**Total appro. après vente**	**32 371**	**32 371**	**0**
28	**Provision additionnelle**	**33 043**	**33 043**	**0**
	ESTIMATION DES COÛTS (000 $)			
	Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	76 618	76 618	0
31	FTSH (Dawn, Parkwway & échange)	168 370	171 987	-3 616
32	STS	55 005	54 894	111
33	M12 / C1	34 918	35 127	-209
34	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0
35	Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur Transport	-30 129	-30 129	0
36	Crédit de compression	31	31	0
37	Crédit/(Frais) de livraison	-205	-205	0
38	Total - coûts de transport	*304 609*	*308 322*	*-3 714*
39	Coûts d'entreposage	*34 872*	*33 636*	*1 236*
40	Sous-total transport et équilibrage	339 481	341 958	-2 477
41	Fourniture	848 706	849 050	-344
42	Maintien des inventaires	3 524	3 386	137
43	**TOTAL DES COÛTS**	**1 191 711**	**1 194 395**	**-2 684**
44	**Variation en %**			**-0,23%**

Ainsi, l'impact du projet sur le dernier plan approuvé par la Régie serait positif d'environ 2,68 M$. Cet impact s'explique principalement par le fait que la valeur des outils revendus en excédent est plus grande que l'impact financier du projet. En effet, l'impact financier (tarifaire) du projet est de 1,4 M$ alors que la revente des outils en excédent s'élève à 3,5 M$[4]. La différence entre ces deux chiffres (2,1 M$) est proche de l'évaluation de l'impact du projet de 2,9 M$ présentée dans la section sur l'évaluation de la valeur à long terme du projet.

Il est intéressant de noter que selon cette analyse, le projet d'Intragaz est rentable pour la clientèle même dans une situation d'excédents. Ainsi, il serait justifié pour le bien de la clientèle d'Énergir d'aller de l'avant avec le projet même si celle-ci n'était pas dans une situation de déficit d'approvisionnement pour les prochaines années.

Évaluation de la valeur à moyen terme du projet

En plus de l'évaluation de l'impact du projet à court terme du plan d'approvisionnement, Énergir a procédé à une analyse des impacts estimés du projet sur l'horizon du plan d'approvisionnement (2020-2022). L'année 2018-2019 a été exclue puisque le projet ne pourra être complété à temps pour cette année.

Il est à noter que pour éviter le même biais que celui évoqué à la section précédente, les scénarios exposés dans les tableaux qui suivent ont été ajustés afin de débuter avec un inventaire plein au 1er novembre.

Le résultat des analyses est le suivant:

[4] L'ajout du projet d'Intragaz ajoute 15 300 d'excédents de capacité de pointe aux 86 600 déjà prévus pour 2017-2018. La valeur de revente de ces nouveaux excédents est évaluée en utilisant les mêmes hypothèses que celles utilisées pour les excédents déjà prévus, c'est-à-dire les hypothèses de la Cause tarifaire 2018. Ainsi, le revenu de la vente de 3,5 M$ est calculé comme suit : 15 300 GJ/j * 151 jours * 1,52 $/GJ.

CAUSE TARIFAIRE 2019 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020

STRATÉGIE ALTERNATIVE INTRAGAZ ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

		Cause tarifaire 2019 Plan 2020 - avec PDL	*Cause tarifaire 2019 Plan 2020 - sans PDL*	*Variation*
		(1)	(2)	(3) = (1) - (2)
	DEMANDE (10⁶ m³)			
1	Continue	5 647	5 647	0
2	Interruptible	262	262	0
3	Gaz d'appoint	33	33	0
4	Client biogaz en réseau dédié	29	29	0
5	*Sous-total*	*5971*	*5971*	*0*
6	Interruptions	-1	-1	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	39	39	0
8	Compression (transport et entreposage)	108	110	-1
9	Écart de mesurage	4	4	0
10	**TOTAL DEMANDE**	**6 122**	**6 123**	**-1**
	APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)			
11	Transport			
12	FT LH (primaire & secondaire)	821	821	0
13	Transport par échange (EMP - GMIT)	35	97	-61
14	Transport fourni par les clients	51	51	0
15	Transport gaz d'appoint	33	33	0
16	FTLH non utilisé	-53	-53	0
17	*Transport Emp-GMIT*	*887*	*949*	*-61*
18	Achats dans le territoire	63	63	0
19	Achat à Empress pour compression	29	31	-3
20	Achats à Dawn (GR)	1 358	1 295	62
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 752	3 752	0
22	Biogaz	29	29	0
23	Écart de mesurage	3	3	0
24	Retraits - injections	0	0	0
25	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**6 122**	**6 123**	**-1**
	DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)			
26	**Journée de pointe - continue**	**35 920**	**35 920**	**0**
27	**Total appro. après vente**	**33 661**	**33 661**	**0**
28	**Provision additionnelle**	**35 920**	**35 920**	**0**
	ESTIMATION DES COÛTS (000 $)			
	Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	73 746	80 651	-6 905
31	FTSH (Dawn, Parkwway & échange)	165 071	165 028	43
32	STS	47 520	47 476	45
33	M12 / C1	38 372	38 282	91
34	Vente de transport FTLH non utilisé	-1 555	-1 555	0
35	Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur Transport	-32 340	-34 698	2 358
36	Crédit de compression	0	0	0
37	Crédit/(Frais) de livraison	0	0	0
38	Total - coûts de transport	*290 814*	*295 182*	*-4 368*
39	Coûts d'entreposage	*33 106*	*31 949*	*1 157*
40	Sous-total transport et équilibrage	323 920	327 131	-3 211
41	Fourniture	700 926	700 972	-46
42	Maintien des inventaires	1 800	1 713	87
43	**TOTAL DES COÛTS**	**1 026 645**	**1 029 816**	**-3 171**
44	**Variation en %**			**-0,31%**

CAUSE TARIFAIRE 2019 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021

STRATÉGIE ALTERNATIVE INTRAGAZ ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

		Cause tarifaire 2019 Plan 2021 - avec PDL	*Cause tarifaire 2019 Plan 2021 - sans PDL*	*Variation*
		(1)	(2)	(3) = (1) - (2)
	DEMANDE (10⁶ m³)			
1	Continue	5 601	5 601	0
2	Interruptible	264	264	0
3	Gaz d'appoint	33	33	0
4	Client biogaz en réseau dédié	29	29	0
5	*Sous-total*	*5928*	*5928*	*0*
6	Interruptions	-2	-2	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	39	39	0
8	Compression (transport et entreposage)	102	103	-1
9	Écart de mesurage	3	3	0
10	**TOTAL DEMANDE**	**6 070**	**6 071**	**-1**
	APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)			
11	Transport			
12	FT LH (primaire & secondaire)	819	819	0
13	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	50	50	0
15	Transport gaz d'appoint	33	33	0
16	FTLH non utilisé	-189	-128	-61
17	*Transport Emp-GMIT*	*714*	*774*	*-61*
18	Achats dans le territoire	171	171	0
19	Achat à Empress pour compression	22	24	-2
20	Achats à Dawn (GR)	1 401	1 340	61
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 731	3 731	0
22	Biogaz	29	29	0
23	Écart de mesurage	3	3	0
24	Retraits - injections	0	0	0
25	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**6 070**	**6 071**	**-1**
	DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)			
26	**Journée de pointe - continue**	**35 451**	**35 451**	**0**
27	**Total appro. après vente**	**32 844**	**32 844**	**0**
28	**Provision additionnelle**	**35 451**	**35 451**	**0**
	ESTIMATION DES COÛTS (000 $)			
	Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	59 333	64 667	-5 333
31	FTSH (Dawn, Parkwway & échange)	165 141	165 104	37
32	STS	47 575	47 524	51
33	M12 / C1	38 459	38 368	91
34	Vente de transport FTLH non utilisé	-1 925	-1 925	0
35	Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur Transport	-34 200	-36 435	2 234
36	Crédit de compression	0	0	0
37	Crédit/(Frais) de livraison	0	0	0
38	Total - coûts de transport	*274 382*	*277 303*	*-2 921*
39	Coûts d'entreposage	*33 360*	*31 970*	*1 390*
40	Sous-total transport et équilibrage	307 743	309 273	-1 530
41	Fourniture	707 301	707 363	-62
42	Maintien des inventaires	1 815	1 727	88
43	**TOTAL DES COÛTS**	**1 016 858**	**1 018 363**	**-1 505**
44	**Variation en %**			**-0,15%**

CAUSE TARIFAIRE 2019 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2022

STRATÉGIE ALTERNATIVE INTRAGAZ ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

		Cause tarifaire 2019 Plan 2022 - avec PDL	*Cause tarifaire 2019 Plan 2022 - sans PDL*	*Variation*
		(1)	(2)	(3) = (1) - (2)
	DEMANDE (10⁶ m³)			
1	Continue	5 586	5 586	0
2	Interruptible	264	264	0
3	Gaz d'appoint	33	33	0
4	Client biogaz en réseau dédié	29	29	0
5	*Sous-total*	*5912*	*5912*	*0*
6	Interruptions	-2	-2	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	39	39	0
8	Compression (transport et entreposage)	100	102	-1
9	Écart de mesurage	4	4	0
10	**TOTAL DEMANDE**	**6 053**	**6 054**	**-1**
	APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)			
11	Transport			
12	FT LH (primaire & secondaire)	819	819	0
13	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	50	50	0
15	Transport gaz d'appoint	33	33	0
16	FTLH non utilisé	-222	-161	-61
17	*Transport Emp-GMIT*	*681*	*741*	*-61*
18	Achats dans le territoire	198	198	0
19	Achat à Empress pour compression	21	23	-2
20	Achats à Dawn (GR)	1 385	1 324	61
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 736	3 736	0
22	Biogaz	29	29	0
23	Écart de mesurage	3	3	0
24	Retraits - injections	0	0	0
25	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**6 053**	**6 054**	**-1**
	DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)			
26	**Journée de pointe - continue**	**35 373**	**35 373**	**0**
27	**Total appro. après vente**	**33 047**	**33 047**	**0**
28	**Provision additionnelle**	**35 373**	**35 373**	**0**
	ESTIMATION DES COÛTS (000 $)			
	Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	57 954	63 249	-5 296
31	FTSH (Dawn, Parkwway & échange)	165 214	165 175	39
32	STS	47 580	47 530	50
33	M12 / C1	38 525	38 434	91
34	Vente de transport FTLH non utilisé	-2 029	-2 029	0
35	Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur Transport	-34 642	-36 698	2 056
36	Crédit de compression	0	0	0
37	Crédit/(Frais) de livraison	0	0	0
38	Total - coûts de transport	*272 602*	*275 661*	*-3 059*
39	Coûts d'entreposage	*33 379*	*31 984*	*1 395*
40	Sous-total transport et équilibrage	305 982	307 646	-1 664
41	Fourniture	717 517	717 571	-54
42	Maintien des inventaires	1 870	1 778	92
43	**TOTAL DES COÛTS**	**1 025 369**	**1 026 995**	**-1 626**
44	**Variation en %**			**-0,16%**

Le premier tableau ci-haut présente l'effet direct du projet d'Intragaz sur l'année 2019-2020. En moyenne, les économies s'élèveraient à 2,1 M$ par année[5]. L'année 2020 est particulièrement favorable puisque la clientèle d'Énergir est en situation de déficit.

Il est à noter également que le projet demeure économique pour la clientèle même si les approvisionnements passent en excédents (années 3 et 4 du plan d'approvisionnement). Cela s'explique par le fait que la valeur des outils en excédents[6] revendus est plus grande que l'impact financier du projet.

Conclusion

Le projet d'investissement à Pointe-du-Lac proposé par Intragaz est avantageux selon Énergir, quelle que soit la perspective de court, moyen ou long terme. Par ailleurs, il donne à Énergir une certaine marge pour faire face à un accroissement de la demande ou une diminution des outils projetés. À ce dernier sujet, Énergir rappelle deux hypothèses cruciales au niveau des outils d'approvisionnement pour les années 2020-2021 et 2021-2022 :

1. Hypothèse de la mise en service du nouveau service interruptible et d'un volume équivalent de 20 000 GJ/j;
2. Hypothèse d'approvisionnement stable en GNR permettant de réduire les capacités de transport.

Si l'un ou l'autre de ces outils venait à manquer, en tout ou en partie, Énergir pourrait se retrouver dans une position où elle devrait acheter du transport sur le marché secondaire. Or, selon les informations présentement disponibles, il est clairement plus avantageux d'augmenter la capacité de retrait d'Intragaz que de contracter des capacités sur le marché secondaire. Pour Énergir, l'accroissement de capacité de retrait auprès du site de Pointe-du-Lac apparaît clairement la décision prudente à prendre.

[5] Moyenne des résultats à la ligne 43, colonne variation des tableaux précédents.
[6] La valeur de revente des outils excédentaires (FTLH) pour 2020-2021 et 2021-2022 est respectivement de 5,1 et de 5,0 M$.