

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENT NO 2 DE LA FCEI**

Probabilité de réalisation des projets – Performance historique

Question 1

Références :

- (i) R-4018-2017, B-0164, p. 10
- (ii) B-0058, p. 6
- (iii) B-0058, pp. 6 et 7
- (iv) B-0058, p. 7
- (v) D-2018-158, paragraphe 181
- (vi) B-0058, p. 7
- (vii) R-4069-2018, B-0008, p. 8
- (viii) B-0058, p. 5
- (ix) B-0154, p. 44

Préambule :

- (i) « Par conséquent, il est possible que le nombre de projets donnés dans une année inclue des projets qui ne se réaliseront que dans trois ou quatre ans. Cela a un impact sur le nombre de projets présentés chaque année puisqu'un même projet pourrait apparaître dans différentes années. Par exemple, dans le dossier tarifaire 2016, un projet pourrait se réaliser à l'année 2, ce qui signifie qu'il pourrait aussi être inclus dans le dossier tarifaire 2017 à l'année 1. Il sera donc comptabilisé dans deux années distinctes. »

(ii)

« Concrètement, Énergir a raffiné sa méthode d'évaluation de la probabilité de réalisation des projets en intégrant de nouveaux paramètres, rendant plus contraignant le pourcentage requis pour procéder à la réservation de la capacité de transport pour la Marge excédentaire. Ainsi, des filtres ont été ajoutés à la méthode d'évaluation, et se définissent comme suit :

- Les pointages associés aux critères de solidité financière, de l'environnement socio-économique et de degré d'innovation ne sont pris en compte que lorsque le niveau d'avancement du projet atteint un pointage minimum de 20 %.
- De plus, pour un projet majeur dont le volume de pointe requiert une garantie financière de transport (300 000 m³/jour et plus), le projet ne peut atteindre un pointage de 50 % tant que la garantie n'est pas reçue par Énergir. »

(iii)

« Comme indiqué ci-dessus, ces filtres et la pondération plus précise pour évaluer le potentiel de réalisation des projets industriels étaient inexistantes avant l'implantation de la méthode de la Marge excédentaire à la Cause tarifaire 2018-2019. Conséquemment, Énergir soumet respectueusement que les résultats d'évaluation de la réalisation de projets industriels antérieurs à l'année 2018-2019 ne sont pas pertinents et nullement utiles à l'appréciation de la méthodologie de calcul de la Marge excédentaire puisqu'ils ne sont pas représentatifs de la méthode raffinée. »

(iv)

« En fonction de ce qui précède, Énergir est d'avis que la réalisation éventuelle d'un projet, quelle que soit l'évaluation de sa probabilité, n'a pas vraiment d'importance aux fins bien spécifiques du modèle d'évaluation de la Marge excédentaire et qu'une analyse de la performance prévisionnelle du modèle n'est alors pas utile. »

(v)

« [181] Ce faisant, la Régie demande à Énergir de soumettre, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une analyse de la performance prévisionnelle du modèle d'évaluation de la marge excédentaire. »

(vi)

« La Régie a été à même de constater récemment, par son examen d'investissements nécessaires à l'implantation d'un projet industriel d'envergure, l'avantage qu'octroie la Marge excédentaire en matière de mitigation de risque, et ce, au bénéfice de la clientèle existante. En effet, le projet d'extension de réseau pour desservir Métaux BlackRock inc. a été approuvé par la Régie dans la décision D-2019-022 et a pu être avancé grâce à la disponibilité de la Marge excédentaire. Énergir soumet que l'introduction de la Marge excédentaire a changé les perspectives et qu'il faut examiner le contexte sous un angle nouveau. »

(vii)

« Ce projet de complexe métallurgique prévoit une période de construction sur environ dix-huit mois, débutant à partir du printemps 2019 et se terminant à la fin de l'année 2020. Le complexe nécessiterait des investissements de 655 M\$ par MBI en plus de l'aménagement d'une conduite de gaz naturel, d'une ligne électrique, d'une conduite d'eau de procédé et d'une usine de O2 et de N2 opérée en sous-traitance. MBI a annoncé lors du BAPE en juin 2018 une période d'opération de l'Usine minimale de 30 ans³, mais a aussi mentionné des durées de vie de ses activités supérieures, notamment pendant plus de 50 ans⁴.

Utilisé comme matière première, le gaz naturel est un intrant majeur dans l'exploitation de l'Usine. La période de rodage du client MBI est prévue débuter avant la fin de la période de construction, soit à partir de la mise en gaz demandée par le client en août 2020 et se terminer au plus tard le 31 décembre 2021. »

(viii)

« Énergir évalue en continu le potentiel de réalisation de projets industriels désirant s'implanter dans sa franchise. »

(ix)

« En ce qui a trait à la maturation des nouvelles ventes, certains projets ne se sont pas réalisés, ce qui explique l'écart entre ce qui était prévu à la Cause tarifaire 2018-2019 et la révision volumétrique 4/8 2019. »

Questions :

- 1.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer que, pour un projet donné, une seule probabilité de réalisation est évaluée pour la durée totale du plan d'approvisionnement plutôt qu'une probabilité distincte pour chacune des années.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 1.2 Veuillez indiquer le nombre de projets distincts ayant atteint le seuil de 25 % de probabilité de réalisation au cours des 10 dernières années.

Réponse :

Conformément à la décision D-2019-057 et à la lettre du 28 mai 2019 de la Régie, Énergir déposera au plus tard le 3 juin 2019, une preuve complémentaire relative à la méthodologie d'évaluation de la marge excédentaire. L'intervenante pourra alors en prendre connaissance le temps venu et poser de nouveau sa question d'ici au 20 juin 2019 si elle la juge toujours pertinente. Énergir y répondra par la suite au plus tard le 4 juillet 2019, le

tout conformément au calendrier procédural édicté par la Régie dans sa décision D-2019-057.

- 1.3 Veuillez indiquer la probabilité de réalisation de chacun de ces projets pour chacun des plans d’approvisionnement où il a été considéré. en incluant les évaluations faites antérieurement aux 10 dernières années, le cas échéant.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 1.4 Pour chaque combinaison projet-plan présentée en réponse à la question 1.3, veuillez indiquer le moment prévu pour la réalisation du projet sur l’horizon du plan en question.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 1.5 Pour chaque combinaison projet-plan présentée en réponse à la question 1.3, veuillez indiquer le pointage lié au niveau d’avancement du projet.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 1.6 Parmi les projets présentés à la question 1.3, veuillez identifier ceux dont il est question à la référence (ix).

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 1.7 Pour les projets ayant été réalisés, veuillez indiquer à quel moment la desserte du client a débuté.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 1.8 Veuillez indiquer si le critère relatif au seuil de 20 % de niveau d'avancement est appliqué avant ou après pondération.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 1.9 Veuillez indiquer à quoi correspond concrètement l'atteinte de ce seuil en termes d'avancement d'un projet.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 1.10 Veuillez identifier les projets requérant une capacité de 300 000 m³/jour et plus. Si ce statut change entre les plans d'approvisionnement, veuillez l'indiquer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 1.11 Veuillez, de plus, indiquer le statut relatif à l'exigence de garantie financière (exigence rencontrée ou non) pour chacun des plans.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 1.12 Relativement aux références (ii) et (iv), veuillez clarifier si Énergir ne produit pas l'analyse demandée par la Régie (v) parce qu'il en est incapable ou parce qu'il ne le juge pas utile?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 1.13 Veuillez indiquer pourquoi il ne serait pas possible de réévaluer rétrospectivement la probabilité de réalisation des projets pour les plans d’approvisionnement antérieurs à 2018-2019 en y appliquant les raffinements définis à la référence (ii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 1.14 Relativement à la référence (iv), veuillez identifier spécifiquement à quoi fait référence Énergir lorsqu’il indique « En fonction de ce qui précède ».

Réponse :

« En fonction de ce qui précède » fait référence à la preuve apparaissant dans les pages précédentes de la pièce B-0058, Énergir-H, Document 2 et qui permet à Énergir d’émettre son avis, tel qu’énoncé à la référence (iv).

- 1.15 Relativement à la référence (iv), veuillez indiquer si l’affirmation d’Énergir se limite aux projets dont la probabilité de réalisation est supérieure à 25 % ou si elle est également applicable aux projets avec moins de 25 % de probabilité de réalisation?

Réponse :

L’affirmation porte sur la méthodologie, laquelle considère uniquement les projets dont la probabilité de réalisation est égale ou supérieure à 25 % et inférieure à 50 %. Énergir tient à préciser que la marge excédentaire qui découle de la méthodologie proposée par Énergir n’est pas associée à un projet en particulier et par le fait même, la réalisation éventuelle du projet qui a servi de base pour déterminer la quantité de marge excédentaire n’est pas un indicateur probant de la nécessité de la marge excédentaire, et ce, peu importe la probabilité de réalisation du projet. La marge excédentaire est en effet requise pour répondre à tout projet d’implantation industrielle qui en ferait la demande à n’importe quel moment. Elle aide ainsi à positionner le Québec comme endroit privilégié pour s’implanter.

- 1.16 Veuillez justifier de ne pas tenir compte des projets dont la probabilité de réalisation est inférieure à 25 % pour les fins de l’établissement de la marge excédentaire.

Réponse :

Énergir limite l’évaluation de la marge excédentaire en considérant uniquement les projets dont la probabilité de réalisation est égale ou supérieure à 25 % et inférieure à 50 % afin d’éviter que des projets au stade embryonnaire affectent les résultats de la méthodologie proposée par Énergir.

- 1.17 Veuillez élaborer sur le caractère raisonnable des coûts d’approvisionnement si une marge excédentaire devait être retenue pour un projet dont la probabilité de réalisation est de 10 %.

Réponse :

Il ne serait pas adéquat ni raisonnable de considérer un projet à l’état embryonnaire pour quelque méthode que ce soit. C’est la raison pour laquelle Énergir ne considère que les projets dont la probabilité de réalisation est supérieure ou égale à 25 % et inférieure à 50 % dans sa méthodologie.

- 1.18 Relativement aux références (vi) et (vii), veuillez indiquer à partir de quel plan d’approvisionnement le projet BlackRock a obtenu une probabilité de réalisation supérieure à 25 %.

Réponse :

Le projet BlackRock a obtenu une probabilité de réalisation supérieure ou égale à 25 % dès la Cause tarifaire [REDACTED], soit au plan d’approvisionnement de l’année [REDACTED].

- 1.19 Pour ce plan et chacun des plans subséquents, veuillez indiquer la probabilité de réalisation attribuée au projet BlackRock et l’année prévue de sa mise en gaz.

Réponse :

Dans la Cause tarifaire [REDACTED], la probabilité de réalisation du projet BlackRock était de [REDACTED] et sa mise en gaz prévue en 2020.

Dans la Cause tarifaire [REDACTED], la probabilité de réalisation du projet BlackRock était de [REDACTED] et sa mise en gaz prévue en 2020.

- 1.20 Pour ce plan et chacun des plans subséquents incluant le plan actuel, veuillez indiquer la probabilité de réalisation qui aurait été attribuée au projet BlackRock si la méthode d’évaluation actuelle avait été en application.

Réponse :

La méthode d’évaluation actuelle a été mise en application à partir de la Cause tarifaire 2018-2019. [REDACTED]

- 1.21 Considérant la référence (viii), veuillez indiquer à quelle date le projet MBI a atteint le seuil de 50 % de probabilité de réalisation pour la première fois.

Réponse :

Le projet BlackRock (ou MBI) a atteint le seuil de 50 % de probabilité de réalisation pour la première fois au [REDACTED]

- 1.22 Veuillez indiquer si Énergir évalue sa performance prévisionnelle relative aux fluctuations de production VGE.

Réponse :

Énergir évalue sa performance prévisionnelle client par client de façon mensuelle à la lumière des résultats réels de consommation. Par conséquent, il n'y a pas d'évaluation distincte de performance prévisionnelle par types de facteurs au niveau des VGE. En d'autres mots, on peut expliquer les écarts prévisionnels de façon globale en identifiant un ensemble de facteurs, mais étant donné que la prévision n'est pas faite par facteur (ex. fluctuation de production, performance économique du Québec, maintenance, etc.), il n'est pas possible de mesurer la performance prévisionnelle par facteur.

Probabilité de réalisation des projets - Prévision de la demande**Question 2****Références :**

- (i) B-0154, section 5, p. 46 et suivantes
- (ii) R-4069-2018, B-0008, p. 8
- (iii) R-4069-2018, B-0008, p. 8 et 9
- (iv) B-0154, p. 49, tableau 17
- (v) B-0154, p. 61

Préambule :

(ii)

« Ce projet de complexe métallurgique prévoit une période de construction sur environ dix-huit mois, débutant à partir du printemps 2019 et se terminant à la fin de l'année 2020. Le complexe nécessiterait des investissements de 655 M\$ par MBI en plus de l'aménagement d'une conduite de gaz naturel, d'une ligne électrique, d'une conduite d'eau de procédé et d'une usine de O₂ et de N₂ opérée en sous-traitance. MBI a annoncé lors du BAPE en juin 2018 une période d'opération de l'Usine minimale de 30 ans³, mais a aussi mentionné des durées de vie de ses activités supérieures, notamment pendant plus de 50 ans⁴.

Utilisé comme matière première, le gaz naturel est un intrant majeur dans l'exploitation de l'Usine. La période de rodage du client MBI est prévue débuter avant la fin de la période de construction, soit à partir de la mise en gaz demandée par le client en août 2020 et se terminer au plus tard le 31 décembre 2021. »

(iii)

« Les volumes de consommation prévus au contrat (voir pièce Énergir-1, 26, document 3) sont de 112 Mm³ pendant la période de rodage. Ensuite, l'Usine opérerait à pleine production et le volume annuel prévu au contrat est de 196 Mm³ pour une période de 20 ans. Le volume souscrit au contrat au tarif D4 est de 537 000 m³ par jour. »

Questions :

- 2.1 Relativement à la prévision de la demande 2020-2023, veuillez indiquer le nombre total de projets ayant une probabilité de réalisation supérieure ou égale à 25 % et indiquer la probabilité de réalisation associée à chacun de ces projets.

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente l'information demandée.

Numéro de projet	Probabilité de réalisation
1	■
2	■
3	■
4	■
5	■
6	■

- 2.2 Veuillez également indiquer la probabilité de réalisation de chacun de ces projets pour tous les plans d'approvisionnement antérieurs dans lesquels ils étaient inclus.

Réponse :

Vous trouverez ci-dessous la liste de projets apparaissant dans les plans d'approvisionnement antérieurs.

Numéro de projet	Cause 2020	Cause 2019	Cause 2018	Cause 2017	Cause 2016
2	■	■	■	■	■
1	■	■	■	■	■
6	■	■	■	■	■

Les probabilités de réalisation sont évaluées avec l'ancienne méthodologie jusqu'à la Cause tarifaire 2018, inclusivement. À partir de la Cause tarifaire 2018-2019, la nouvelle méthodologie est mise en application. Cela explique les différences de présentation des probabilités de réalisation entre les différents plans d'approvisionnement.

En ce qui a trait au projet 2, il n'y a pas de probabilité de réalisation pour la Cause tarifaire 2018-2019, car le projet était considéré comme réalisé au moment de l'élaboration du plan d'approvisionnement et la consommation devait commencer durant l'année.

Malheureusement, cette consommation ne s'est pas réalisée et a été reportée dans le temps. Par conséquent, le projet est réapparu dans la Cause tarifaire 2019-2020.

2.3 Veuillez indiquer le volume et le besoin en pointe associé à chaque projet pour chacune des années du plan.

Réponse :

Les tableaux ci-dessous présentent l'information demandée.

• Scénario de base

Numero projet	2020		2021		2022		2023	
	Volumes (m ³)	Besoin de pointe (m ³)	Volumes (m ³)	Besoin de pointe (m ³)	Volumes (m ³)	Besoin de pointe (m ³)	Volumes (m ³)	Besoin de pointe (m ³)
2	1 220 000	9 067	10 294 726	76 717	23 499 795	175 122	23 499 795	175 122
3	6 134 400	45 589	30 339 893	226 095	37 000 000	275 726	37 000 000	275 726
4	-	-	8 114 000	60 466	8 114 000	60 466	8 114 000	60 466
5	2 515 000	18 691	5 000 000	37 260	5 000 000	37 260	7 500 000	55 890

• Scénario défavorable

Numero projet	2020		2021		2022		2023	
	Volumes (m ³)	Besoin de pointe (m ³)	Volumes (m ³)	Besoin de pointe (m ³)	Volumes (m ³)	Besoin de pointe (m ³)	Volumes (m ³)	Besoin de pointe (m ³)
2	-	-	1 220 000	9 092	10 284 726	76 642	23 499 795	175 122
3	6 134 400	45 589	30 339 893	226 095	37 000 000	275 726	37 000 000	275 726
4	-	-	8 114 000	60 466	8 114 000	60 466	8 114 000	60 466
5	2 515 000	18 691	5 000 000	37 260	5 000 000	37 260	7 500 000	55 890

• Scénario favorable

Numero projet	2020		2021		2022		2023	
	Volumes (m ³)	Besoin de pointe (m ³)	Volumes (m ³)	Besoin de pointe (m ³)	Volumes (m ³)	Besoin de pointe (m ³)	Volumes (m ³)	Besoin de pointe (m ³)
1	7 387 657	-	7 348 853	-	7 348 853	-	7 348 853	-
2	1 220 000	9 067	10 294 726	76 717	23 499 795	175 122	23 499 795	175 122
3	6 134 400	45 589	30 339 893	226 095	37 000 000	275 726	37 000 000	275 726
4	-	-	8 114 000	60 466	8 114 000	60 466	8 114 000	60 466
5	2 515 000	18 691	5 000 000	37 260	5 000 000	37 260	7 500 000	55 890
6	3 552 000	26 397	126 218 000	591 977	216 092 000	591 977	216 092 000	591 977

La méthodologie pour le calcul de la période de pointe est la suivante :

Pour tous les clients au service continu (hors combinaison tarifaire), Énergir effectue d'abord une régression sur l'ensemble des clients de ce service puis ajoute un facteur d'ajustement global afin de refléter la hausse ou la baisse globale de la consommation pour ces clients. Ainsi, l'apport à la pointe de l'un de ces clients ne peut qu'être estimé. Dans le plan 2020, la consommation moyenne quotidienne de cette clientèle est prévue à 11 169 10³m³. La consommation de pointe pour ces clients a été calculée à 30 392 10³m³. De façon approximative, il est prévu que la clientèle de ce segment consomme 2,72 fois plus à la pointe qu'en moyenne. La consommation de pointe des clients faisant partie de ce segment a donc été estimée en multipliant leur consommation quotidienne par 2,72 pour toutes les années.

- 2.4 Veuillez réconcilier les nouvelles ventes prévues à la référence (iv) avec les volumes annoncés pour le projet du client MBI.

Réponse :

Le projet est comptabilisé uniquement dans le scénario favorable, car sa probabilité de réalisation est égale ou supérieure à 25 % et inférieure à 50 %. Le tableau à la référence (iv) présente les volumes au scénario de base. Par conséquent, il n'est pas possible de réconcilier les nouvelles ventes avec le projet MBI.

- 2.5 Veuillez indiquer si l'échéancier du projet du client MBI demeure valide à ce jour et sinon en présenter une mise à jour.

Réponse :

Énergir n'a reçu aucun nouvel échéancier de la part de MBI.

- 2.6 Veuillez indiquer si une marge excédentaire est intégrée au scénario favorable et, le cas échéant, comment elle est établie.

Réponse :

Une marge excédentaire de 660 10³m³/jour a été intégrée au scénario favorable. Veuillez vous référer à la pièce B-0058, Énergir-H, Document 2, section 3 du présent dossier.

- 2.7 Veuillez présenter le résultat d'évaluation pour chacun des critères de la grille pour le projet utilisé pour établir le niveau de la marge excédentaire.

Réponse :

Le tableau suivant présente le résultat d'évaluation par critère.

Critères d'évaluation	Pondération
Niveau d'avancement du projet	■
Solidité financière du client/projet	■
Environnement socio-économique	■
Degré d'innovation	■
Total	■

- 2.8 Concernant la variation entre les plans 2019-2020 et 2020-2023 au PMD (v), veuillez ventiler les variations entre l'apport des migrations entre tarifs, l'ajout de clients PMD et les fluctuations de consommation.

Réponse :

Le tableau suivant ventile les écarts de prévision PMD entre les Causes tarifaires 2018-2019 (plan 2019-2022) et 2019-2020 (plan 2020-2023). Il est à noter qu'il n'y a aucun écart de prévision PMD pour le plan 2023 puisqu'il n'était pas présenté à la Cause tarifaire 2018-2019.

	2019	2020	2021	2022
Écart (millions de m³)	88,6	89,5	132,2	159,1
Migration entre tarifs	1,62	(1,2)	(2,6)	(2,6)
Ajout de clients PMD	13,88	26,1	38,2	51,4
Fluctuations de consommation	73,12	64,6	96,6	110,2

Évaluation du besoin à la pointe – Modèle de régression**Question 3****Références :**

- (i) B-0056, Annexe 6
- (ii) B-0161

Questions :

- 3.1 Veuillez produire la somme des erreurs au carré (SSE) pour chacun des modèles suivants et pour chacun des ensembles de données historiques utilisés pour étudier l'évolution des prévisions de 2013 à 2018 (section 3 de la référence ii).
- 3.1.1 Le modèle proposé par Artelys

Réponse :

L'annexe Q-3.1.1 présente les réponses aux questions 3.1.1 et 3.2 à 3.7 qui ont été préparées par Artelys. En sus de l'information demandée sur la somme des erreurs au carré, les coefficients R^2 sont également présentés pour le modèle proposé par Artelys.

Le distributeur se questionne toutefois sur la pertinence des questions 3.1.2 à 3.1.8. Énergir soumet que les éléments versés au dossier permettent d'apprécier la grande précision du modèle d'évaluation de la pointe. En effet, la pièce B-0161 (Énergir-H, Document 9) présente la comparaison de la consommation réelle et de la projection issue du modèle proposé.

De plus, concernant l'intégration des différentes variables climatiques de degrés-jours de la veille et du degrés-jours x vent, la Régie a rendu des décisions dans le passé qui approuvent l'utilisation de ces paramètres¹.

Ensuite, concernant la mesure de somme des erreurs au carré demandée par l'intervenante pour les différents modèles, Énergir soumet qu'elle ne permettra pas d'identifier un modèle strictement dominant aux autres. L'objectif principal recherché par la régression est d'obtenir la meilleure prévision lors des journées les plus froides. Or, la somme des erreurs au carré d'une régression portant sur toutes les températures de l'hiver ne permet pas d'apprécier la performance du modèle lors des journées les plus froides.

Par ailleurs, si la précision de la régression sur toutes les températures de l'hiver était d'intérêt pour l'intervenante, d'un point de vue statistique, Énergir soumet qu'il serait

¹ D-2009-156, paragr. 99.

difficile de prouver la dominance d'un modèle sur une régression qui possède un coefficient R^2 supérieur à 0,94.

Énergir a tout de même contacté la firme Artelys pour évaluer le travail requis afin de produire les analyses demandées par l'intervenante. Énergir soumet que les bénéfices attendus ne justifiaient pas les ressources importantes requises pour fournir les informations demandées.

3.1.2 Le modèle proposé par Artelys en remplaçant les variables dichotomiques de jour lundi à jeudi par une seule variable dichotomique « lundi à jeudi ».

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 3.1.1.

3.1.3 Le modèle proposé par Artelys en excluant la variable DJ*vent.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 3.1.1.

3.1.4 Le modèle proposé par Artelys en excluant la variable DJ(t-1).

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 3.1.1.

3.1.5 Le modèle proposé par Artelys en excluant les variables DJ*vent et DJ(t-1).

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 3.1.1.

3.1.6 Le modèle proposé par Artelys en remplaçant les variables dichotomiques de jour lundi à jeudi par une seule variable dichotomique « lundi à jeudi » et en retirant la variable DJ*vent.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 3.1.1.

3.1.7 Le modèle proposé par Artelys en remplaçant les variables dichotomiques de jour lundi à jeudi par une seule variable dichotomique « lundi à jeudi » et en retirant la variable DJ(t-1).

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 3.1.1.

3.1.8 Le modèle proposé par Artelys en remplaçant les variables dichotomiques de jour lundi à jeudi par une seule variable dichotomique « lundi à jeudi » et en retirant les variables DJ*vent et DJ(t-1).

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 3.1.1.

3.2 Veuillez indiquer le nombre d'observations dans chacun de ces ensembles de données (2013 à 2018).

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 3.1.1.

3.3 À la section 1 de la référence (ii), veuillez indiquer quelles sont les données historiques utilisées pour produire la prévision de l'année N.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 3.1.1.

3.4 Veuillez indiquer la période (année complète, hiver, autre) sur la laquelle sont basés les taux de croissance.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 3.1.1.

3.5 Veuillez élaborer davantage sur l'interprétation que vous donnez à ces résultats.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 3.1.1.

3.6 Veuillez produire les taux de croissance réels comparables.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 3.1.1.

3.7 Veuillez fournir les données sous-jacentes aux graphiques de la section 2 de la référence (ii).

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 3.1.1.

Évaluation du besoin à la pointe – Application de la méthode

Question 4

Référence :

- (i) B-0154, Annexe 7, Tableau 2, pp. 5 et 6

Questions :

- 4.1 Veuillez produire l'équivalent du tableau 2 pour chacune des années du plan d'approvisionnement.

Réponse :

Plan 2021

					Commentaires	
1 - Cause 2018-2019						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	503 594	602 603	529 899	483 791	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	92 597	96 468	87 098	92 693	
3	Clients 4,9 et 4,10	51 264	51 065	46 772	51 102	
4	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 600	3 050	
5	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

6	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	Base	8 220	8 679	8 753	8 575	
9	DJ _t	361	361	361	361	
10	DJ _{t-1}	99	99	99	99	
11	DJ _t xDV _t	3	3	3	3	
12	Paramètres journée de pointe					
13	DJ _t	36,62				
14	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
15	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
16	Pointe selon formule de régression	29 189	29 648	29 722	29 543	
16	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
17	Pointe clients continus purs et Autres	29 910	30 381	30 456	30 274	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
20	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
22	Journée de pointe = maximum	35 206	35 700	35 784	35 607	
2 - Cause 2018-2019 - Changement de l'année de référence pour la régression						
23	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
25	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
26	DJ _t	385	385	385	385	
27	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
28	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
29	Paramètres journée de pointe					
30	DJ _t	36,62				
31	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
32	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
33	Pointe selon formule de régression	30 189	30 189	30 189	30 189	
34	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 935	30 935	30 935	30 935	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
40	Journée de pointe = maximum	36 231	36 254	36 263	36 268	
41	Variation de la pointe vs Cause 2019			479		Impact de la régression 2017-2018 vs régression 2016-2017

3- Cause 2018-2019 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
42	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
43	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
44	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
45	DJ _t	385	385	385	385	
46	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
47	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ _t	36,54				
50	DJ _{t-1}	39,47				Paramètres utilisés pour le plan
51	DJ _t xDV _t	1 244,32				2021 (historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
52	Pointe selon formule de régression	30 141	30 141	30 141	30 141	
53	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
54	Pointe clients continus purs et Autres	30 886	30 886	30 886	30 886	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
57	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
59	Journée de pointe = maximum	36 182	36 205	36 214	36 219	
60	Variation de la pointe vs Cause 2019			430		
4 - Cause 2020-2021						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée						
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	528 598	609 400	527 440	478 061	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	61 099	68 224	63 215	69 532	
63	Clients 4,9 et 4,10	72 864	74 016	66 385	72 699	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 693	3 050	
65	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
66	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
67	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
68	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
69	DJ _t	385	385	385	385	
70	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
71	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ _t	36,54				
74	DJ _{t-1}	39,47				Paramètres utilisés pour le plan
75	DJ _t xDV _t	1 244,32				2021 (historique 30 ans) réchauffés
76	Pointe selon formule de régression	30 141	30 141	30 141	30 141	
77	Ajustement pour la demande 2021	1,032	1,032	1,032	1,032	
78	Pointe clients continus purs et Autres	31 101	31 101	31 101	31 101	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 422	2 422	2 422	2 422	
80	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	2 753	2 753	2 753	2 753	
81	Client biogaz en réseau dédié	61	84	96	98	Demande mois / # jours mois
82	Besoin GM GNL	0	0	0	0	GM GNL en combinaison tarifaire
83	Journée de pointe = maximum	36 337	36 360	36 372	36 374	
84	Variation de la pointe vs Cause 2019			588		Impact de la variation de la pointe du plan 2021 vs Cause 2019
85	Sommaire des variations					
86	Impact du changement de l'année de regression			479		ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe			-49		ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande			158		ligne 84 - ligne 60

Plan 2022

					Commentaires	
1 - Cause 2018-2019						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	503 594	602 603	529 899	483 791	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	92 597	96 468	87 098	92 693	
3	Clients 4,9 et 4,10	51 264	51 065	46 772	51 102	
4	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 600	3 050	
5	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

6	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	Base	8 220	8 679	8 753	8 575	
9	DJ _t	361	361	361	361	
10	DJ _{t-1}	99	99	99	99	
11	DJ _t xDV _t	3	3	3	3	
12	Paramètres journée de pointe					
13	DJ _t	36,62				
14	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
15	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
16	Pointe selon formule de régression	29 189	29 648	29 722	29 543	
16	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
17	Pointe clients continus purs et Autres	29 910	30 381	30 456	30 274	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
20	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
22	Journée de pointe = maximum	35 206	35 700	35 784	35 607	
2 - Cause 2018-2019 - Changement de l'année de référence pour la régression						
23	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
25	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
26	DJ _t	385	385	385	385	
27	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
28	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
29	Paramètres journée de pointe					
30	DJ _t	36,62				
31	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
32	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
33	Pointe selon formule de régression	30 189	30 189	30 189	30 189	
34	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 935	30 935	30 935	30 935	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
40	Journée de pointe = maximum	36 231	36 254	36 263	36 268	
41	Variation de la pointe vs Cause 2019			479		Impact de la régression 2017-2018 vs régression 2016-2017

3- Cause 2018-2019 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
42	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
43	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
44	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
45	DJ _t	385	385	385	385	
46	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
47	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ _t	36,50				
50	DJ _{t-1}	39,42				Paramètres utilisés pour le plan
51	DJ _t xDV _t	1 242,78				2022 (historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
52	Pointe selon formule de régression	30 114	30 114	30 114	30 114	
53	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
54	Pointe clients continus purs et Autres	30 859	30 859	30 859	30 859	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
57	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
59	Journée de pointe = maximum	36 155	36 177	36 186	36 192	
60	Variation de la pointe vs Cause 2019			402		
4 - Cause 2021-2022						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée						
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	526 449	609 432	528 976	479 102	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	66 139	71 298	65 172	70 097	
63	Clients 4,9 et 4,10	72 864	74 016	66 385	72 699	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 693	3 050	
65	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
66	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
67	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
68	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
69	DJ _t	385	385	385	385	
70	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
71	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ _t	36,50				
74	DJ _{t-1}	39,42				Paramètres utilisés pour le plan
75	DJ _t xDV _t	1 242,78				2022 (historique 30 ans) réchauffés
76	Pointe selon formule de régression	30 114	30 114	30 114	30 114	
77	Ajustement pour la demande 2022	1,033	1,033	1,033	1,033	
78	Pointe clients continus purs et Autres	31 120	31 120	31 120	31 120	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 422	2 422	2 422	2 422	
80	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	2 753	2 753	2 753	2 753	
81	Client biogaz en réseau dédié	61	84	96	98	Demande mois / # jours mois
82	Besoin GM GNL	0	0	0	0	GM GNL en combinaison tarifaire
83	Journée de pointe = maximum	36 356	36 379	36 391	36 393	
84	Variation de la pointe vs Cause 2019			607		Impact de la variation de la pointe du plan 2022 vs Cause 2019
85	Sommaire des variations					
86	Impact du changement de l'année de régression			479		ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe			-76		ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande			205		ligne 84 - ligne 60

Plan 2023

					Commentaires	
1 - Cause 2018-2019						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	503 594	602 603	529 899	483 791	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	92 597	96 468	87 098	92 693	
3	Clients 4,9 et 4,10	51 264	51 065	46 772	51 102	
4	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 600	3 050	
5	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

6	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	Base	8 220	8 679	8 753	8 575	
9	DJ _t	361	361	361	361	
10	DJ _{t-1}	99	99	99	99	
11	DJ _t xDV _t	3	3	3	3	
12	Paramètres journée de pointe					
13	DJ _t	36,62				
14	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
15	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
16	Pointe selon formule de régression	29 189	29 648	29 722	29 543	
16	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
17	Pointe clients continus purs et Autres	29 910	30 381	30 456	30 274	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
20	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
22	Journée de pointe = maximum	35 206	35 700	35 784	35 607	
2 - Cause 2018-2019 - Changement de l'année de référence pour la régression						
23	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
25	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
26	DJ _t	385	385	385	385	
27	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
28	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
29	Paramètres journée de pointe					
30	DJ _t	36,62				
31	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
32	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
33	Pointe selon formule de régression	30 189	30 189	30 189	30 189	
34	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 935	30 935	30 935	30 935	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
40	Journée de pointe = maximum	36 231	36 254	36 263	36 268	
41	Variation de la pointe vs Cause 2019			479		Impact de la régression 2017-2018 vs régression 2016-2017

3- Cause 2018-2019 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
42	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
43	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
44	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
45	DJ _t	385	385	385	385	
46	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
47	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ _t	36,45				
50	DJ _{t-1}	39,38				Paramètres utilisés pour le plan
51	DJ _t xDV _t	1 241,25				2023 (historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
52	Pointe selon formule de régression	30 087	30 087	30 087	30 087	
53	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
54	Pointe clients continus purs et Autres	30 831	30 831	30 831	30 831	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
57	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
59	Journée de pointe = maximum	36 127	36 150	36 159	36 164	
60	Variation de la pointe vs Cause 2019			375		
4 - Cause 2022-2023						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée						
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	529 087	610 687	530 521	480 009	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	66 139	71 298	65 172	70 097	
63	Clients 4,9 et 4,10	72 864	74 016	66 385	72 699	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 693	3 050	
65	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
66	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
67	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
68	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
69	DJ _t	385	385	385	385	
70	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
71	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ _t	36,45				
74	DJ _{t-1}	39,38				Paramètres utilisés pour le plan
75	DJ _t xDV _t	1 241,25				2023 (historique 30 ans) réchauffés
76	Pointe selon formule de régression	30 087	30 087	30 087	30 087	
77	Ajustement pour la demande 2023	1,038	1,038	1,038	1,038	
78	Pointe clients continus purs et Autres	31 227	31 227	31 227	31 227	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 422	2 422	2 422	2 422	
80	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	2 753	2 753	2 753	2 753	
81	Client biogaz en réseau dédié	61	84	96	98	Demande mois / # jours mois
82	Besoin GM GNL	0	0	0	0	GM GNL en combinaison tarifaire
83	Journée de pointe = maximum	36 463	36 486	36 498	36 500	
84	Variation de la pointe vs Cause 2019			714		Impact de la variation de la pointe du plan 2023 vs Cause 2019
85	Sommaire des variations					
86	Impact du changement de l'année de régression			479		ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe			-104		ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande			339		ligne 84 - ligne 60

Plan 2020 favorable

					Commentaires	
1 - Cause 2018-2019						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	503 594	602 603	529 899	483 791	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	92 597	96 468	87 098	92 693	
3	Clients 4,9 et 4,10	51 264	51 065	46 772	51 102	
4	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 600	3 050	
5	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

6	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	Base	8 220	8 679	8 753	8 575	
9	DJ _t	361	361	361	361	
10	DJ _{t-1}	99	99	99	99	
11	DJ _t xDV _t	3	3	3	3	
12	Paramètres journée de pointe					
13	DJ _t	36,62				
14	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
15	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
16	Pointe selon formule de régression	29 189	29 648	29 722	29 543	
16	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
17	Pointe clients continus purs et Autres	29 910	30 381	30 456	30 274	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
20	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
22	Journée de pointe = maximum	35 206	35 700	35 784	35 607	
2 - Cause 2018-2019 - Changement de l'année de référence pour la régression						
23	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
25	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
26	DJ _t	385	385	385	385	
27	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
28	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
29	Paramètres journée de pointe					
30	DJ _t	36,62				
31	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
32	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
33	Pointe selon formule de régression	30 189	30 189	30 189	30 189	
34	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 935	30 935	30 935	30 935	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
40	Journée de pointe = maximum	36 231	36 254	36 263	36 268	
41	Variation de la pointe vs Cause 2019			479		Impact de la régression 2017-2018 vs régression 2016-2017

3- Cause 2018-2019 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
42	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
43	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
44	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
45	DJ _t	385	385	385	385	
46	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
47	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ _t	36,59				Paramètres utilisés pour le plan favorable 2020 (historique 30 ans) réchauffés
50	DJ _{t-1}	39,51				
51	DJ _t xDV _t	1 245,85				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
52	Pointe selon formule de régression	30 168	30 168	30 168	30 168	
53	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
54	Pointe clients continus purs et Autres	30 914	30 914	30 914	30 914	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
57	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
59	Journée de pointe = maximum	36 210	36 232	36 241	36 247	
60	Variation de la pointe vs Cause 2019			457		
4 - Cause 2019-2020						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée						
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	538 752	615 353	546 214	475 615	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	90 549	98 627	93 642	99 485	
63	Clients 4,9 et 4,10	53 247	53 078	49 707	52 812	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 693	3 050	
65	Autres	4 085	4 620	4 182	3 821	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
66	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
67	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
68	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
69	DJ _t	385	385	385	385	
70	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
71	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ _t	36,59				Paramètres utilisés pour le plan favorable 2020 (historique 30 ans) réchauffés
74	DJ _{t-1}	39,51				
75	DJ _t xDV _t	1 245,85				
76	Pointe selon formule de régression	30 168	30 168	30 168	30 168	
77	Ajustement pour la demande 2020	1,032	1,032	1,032	1,032	
78	Pointe clients continus purs et Autres	31 137	31 137	31 137	31 137	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 365	3 365	3 365	3 365	
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	36 485	36 508	36 517	36 522	
84	Variation de la pointe vs Cause 2019			733		Impact de la variation de la pointe du plan favorable 2020 vs Cause 2019
85	Sommaire des variations					
86	Impact du changement de l'année de regression			479		ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe			-21		ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande			275		ligne 84 - ligne 60

Plan 2021 favorable

					Commentaires	
1 - Cause 2018-2019						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	503 594	602 603	529 899	483 791	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	92 597	96 468	87 098	92 693	
3	Clients 4,9 et 4,10	51 264	51 065	46 772	51 102	
4	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 600	3 050	
5	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

6	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	Base	8 220	8 679	8 753	8 575	
9	DJ _t	361	361	361	361	
10	DJ _{t-1}	99	99	99	99	
11	DJ _t xDV _t	3	3	3	3	
12	Paramètres journée de pointe					
13	DJ _t	36,62				
14	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
15	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
16	Pointe selon formule de régression	29 189	29 648	29 722	29 543	
16	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
17	Pointe clients continus purs et Autres	29 910	30 381	30 456	30 274	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
20	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
22	Journée de pointe = maximum	35 206	35 700	35 784	35 607	
2 - Cause 2018-2019 - Changement de l'année de référence pour la régression						
23	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
25	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
26	DJ _t	385	385	385	385	
27	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
28	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
29	Paramètres journée de pointe					
30	DJ _t	36,62				
31	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
32	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
33	Pointe selon formule de régression	30 189	30 189	30 189	30 189	
34	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 935	30 935	30 935	30 935	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
40	Journée de pointe = maximum	36 231	36 254	36 263	36 268	
41	Variation de la pointe vs Cause 2019			479		Impact de la régression 2017-2018 vs régression 2016-2017

3- Cause 2018-2019 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
42	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
43	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
44	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
45	DJ _t	385	385	385	385	
46	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
47	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ _t	36,54				Paramètres utilisés pour le plan favorable 2021 (historique 30 ans) réchauffés
50	DJ _{t-1}	39,47				
51	DJ _t xDV _t	1 244,32				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
52	Pointe selon formule de régression	30 141	30 141	30 141	30 141	
53	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
54	Pointe clients continus purs et Autres	30 886	30 886	30 886	30 886	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
57	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
59	Journée de pointe = maximum	36 182	36 205	36 214	36 219	
60	Variation de la pointe vs Cause 2019			430		
4 - Cause 2020-2021						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée						
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	557 264	639 937	565 264	496 253	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	86 228	94 203	86 872	95 114	
63	Clients 4,9 et 4,10	58 753	56 748	52 966	60 153	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 693	3 050	
65	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
66	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
67	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
68	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
69	DJ _t	385	385	385	385	
70	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
71	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ _t	36,54				Paramètres utilisés pour le plan favorable 2021 (historique 30 ans) réchauffés
74	DJ _{t-1}	39,47				
75	DJ _t xDV _t	1 244,32				
76	Pointe selon formule de régression	30 141	30 141	30 141	30 141	
77	Ajustement pour la demande 2021	1,086	1,086	1,086	1,086	
78	Pointe clients continus purs et Autres	32 731	32 731	32 731	32 731	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 253	3 253	3 253	3 253	
80	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	2 513	2 513	2 513	2 513	
81	Client biogaz en réseau dédié	61	84	96	98	Demande mois / # jours mois GM GNL en combinaison tarifaire
82	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
83	Journée de pointe = maximum	38 559	38 581	38 594	38 596	
84	Variation de la pointe vs Cause 2019			2 810		Impact de la variation de la pointe du plan favorable 2021 vs Cause 2019
85	Sommaire des variations					
86	Impact du changement de l'année de regression			479		ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe			-49		ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande			2 380		ligne 84 - ligne 60

Plan 2022 favorable

					Commentaires	
1 - Cause 2018-2019						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	503 594	602 603	529 899	483 791	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	92 597	96 468	87 098	92 693	
3	Clients 4,9 et 4,10	51 264	51 065	46 772	51 102	
4	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 600	3 050	
5	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

6	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	Base	8 220	8 679	8 753	8 575	
9	DJ _t	361	361	361	361	
10	DJ _{t-1}	99	99	99	99	
11	DJ _t xDV _t	3	3	3	3	
12	Paramètres journée de pointe					
13	DJ _t	36,62				
14	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
15	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
16	Pointe selon formule de régression	29 189	29 648	29 722	29 543	
16	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
17	Pointe clients continus purs et Autres	29 910	30 381	30 456	30 274	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
20	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
22	Journée de pointe = maximum	35 206	35 700	35 784	35 607	
2 - Cause 2018-2019 - Changement de l'année de référence pour la régression						
23	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
25	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
26	DJ _t	385	385	385	385	
27	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
28	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
29	Paramètres journée de pointe					
30	DJ _t	36,62				
31	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
32	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
33	Pointe selon formule de régression	30 189	30 189	30 189	30 189	
34	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 935	30 935	30 935	30 935	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
40	Journée de pointe = maximum	36 231	36 254	36 263	36 268	
41	Variation de la pointe vs Cause 2019			479		Impact de la régression 2017-2018 vs régression 2016-2017

3- Cause 2018-2019 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
42	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
43	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
44	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
45	DJ _t	385	385	385	385	
46	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
47	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ _t	36,50				Paramètres utilisés pour le plan favorable 2022 (historique 30 ans) réchauffés
50	DJ _{t-1}	39,42				
51	DJ _t xDV _t	1 242,78				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
52	Pointe selon formule de régression	30 114	30 114	30 114	30 114	
53	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
54	Pointe clients continus purs et Autres	30 859	30 859	30 859	30 859	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
57	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
59	Journée de pointe = maximum	36 155	36 177	36 186	36 192	
60	Variation de la pointe vs Cause 2019			402		
4 - Cause 2021-2022						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée						
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	565 033	647 156	572 544	503 480	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	91 328	97 346	88 889	95 744	
63	Clients 4,9 et 4,10	71 600	71 431	64 570	71 165	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 693	3 050	
65	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
66	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
67	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
68	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
69	DJ _t	385	385	385	385	
70	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
71	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ _t	36,50				Paramètres utilisés pour le plan favorable 2022 (historique 30 ans) réchauffés
74	DJ _{t-1}	39,42				
75	DJ _t xDV _t	1 242,78				
76	Pointe selon formule de régression	30 114	30 114	30 114	30 114	
77	Ajustement pour la demande 2022	1,102	1,102	1,102	1,102	
78	Pointe clients continus purs et Autres	33 185	33 185	33 185	33 185	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 253	3 253	3 253	3 253	
80	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	2 513	2 513	2 513	2 513	
81	Client biogaz en réseau dédié	61	84	96	98	Demande mois / # jours mois
82	Besoin GM GNL	0	0	0	0	GM GNL en combinaison tarifaire
83	Journée de pointe = maximum	39 013	39 036	39 048	39 050	
84	Variation de la pointe vs Cause 2019			3 264		Impact de la variation de la pointe du plan favorable 2022 vs Cause 2019
85	Sommaire des variations					
86	Impact du changement de l'année de regression			479		ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe			-76		ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande			2 862		ligne 84 - ligne 60

Plan 2023 favorable

					Commentaires	
1 - Cause 2018-2019						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	503 594	602 603	529 899	483 791	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	92 597	96 468	87 098	92 693	
3	Clients 4,9 et 4,10	51 264	51 065	46 772	51 102	
4	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 600	3 050	
5	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

6	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	Base	8 220	8 679	8 753	8 575	
9	DJ _t	361	361	361	361	
10	DJ _{t-1}	99	99	99	99	
11	DJ _t xDV _t	3	3	3	3	
12	Paramètres journée de pointe					
13	DJ _t	36,62				
14	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
15	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
16	Pointe selon formule de régression	29 189	29 648	29 722	29 543	
16	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
17	Pointe clients continus purs et Autres	29 910	30 381	30 456	30 274	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
20	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
22	Journée de pointe = maximum	35 206	35 700	35 784	35 607	
2 - Cause 2018-2019 - Changement de l'année de référence pour la régression						
23	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
25	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
26	DJ _t	385	385	385	385	
27	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
28	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
29	Paramètres journée de pointe					
30	DJ _t	36,62				
31	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
32	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
33	Pointe selon formule de régression	30 189	30 189	30 189	30 189	
34	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 935	30 935	30 935	30 935	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
40	Journée de pointe = maximum	36 231	36 254	36 263	36 268	
41	Variation de la pointe vs Cause 2019			479		Impact de la régression 2017-2018 vs régression 2016-2017

3- Cause 2018-2019 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
42	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
43	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
44	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
45	DJ _t	385	385	385	385	
46	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
47	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ _t	36,45				Paramètres utilisés pour le plan favorable 2023 (historique 30 ans) réchauffés
50	DJ _{t-1}	39,38				
51	DJ _t xDV _t	1 241,25				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
52	Pointe selon formule de régression	30 087	30 087	30 087	30 087	
53	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
54	Pointe clients continus purs et Autres	30 831	30 831	30 831	30 831	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
57	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
59	Journée de pointe = maximum	36 127	36 150	36 159	36 164	
60	Variation de la pointe vs Cause 2019			375		
4 - Cause 2022-2023						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée						
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	574 723	658 536	583 079	511 998	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	91 328	97 346	88 889	95 744	
63	Clients 4,9 et 4,10	71 600	71 431	64 570	71 165	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 693	3 050	
65	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
66	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
67	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
68	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
69	DJ _t	385	385	385	385	
70	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
71	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ _t	36,45				Paramètres utilisés pour le plan favorable 2023 (historique 30 ans) réchauffés
74	DJ _{t-1}	39,38				
75	DJ _t xDV _t	1 241,25				
76	Pointe selon formule de régression	30 087	30 087	30 087	30 087	
77	Ajustement pour la demande 2023	1,122	1,122	1,122	1,122	
78	Pointe clients continus purs et Autres	33 766	33 766	33 766	33 766	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 253	3 253	3 253	3 253	
80	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	2 513	2 513	2 513	2 513	
81	Client biogaz en réseau dédié	61	84	96	98	Demande mois / # jours mois
82	Besoin GM GNL	0	0	0	0	GM GNL en combinaison tarifaire
83	Journée de pointe = maximum	39 594	39 617	39 629	39 632	
84	Variation de la pointe vs Cause 2019			3 845		Impact de la variation de la pointe du plan favorable 2023 vs Cause 2019
85	Sommaire des variations					
86	Impact du changement de l'année de regression			479		ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe			-104		ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande			3 470		ligne 84 - ligne 60

Plan 2020 défavorable

					Commentaires	
1 - Cause 2018-2019						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	503 594	602 603	529 899	483 791	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	92 597	96 468	87 098	92 693	
3	Clients 4,9 et 4,10	51 264	51 065	46 772	51 102	
4	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 600	3 050	
5	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

6	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	Base	8 220	8 679	8 753	8 575	
9	DJ _t	361	361	361	361	
10	DJ _{t-1}	99	99	99	99	
11	DJ _t xDV _t	3	3	3	3	
12	Paramètres journée de pointe					
13	DJ _t	36,62				
14	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
15	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
16	Pointe selon formule de régression	29 189	29 648	29 722	29 543	
16	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
17	Pointe clients continus purs et Autres	29 910	30 381	30 456	30 274	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
20	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
22	Journée de pointe = maximum	35 206	35 700	35 784	35 607	
2 - Cause 2018-2019 - Changement de l'année de référence pour la régression						
23	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
25	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
26	DJ _t	385	385	385	385	
27	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
28	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
29	Paramètres journée de pointe					
30	DJ _t	36,62				
31	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
32	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
33	Pointe selon formule de régression	30 189	30 189	30 189	30 189	
34	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 935	30 935	30 935	30 935	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
40	Journée de pointe = maximum	36 231	36 254	36 263	36 268	
41	Variation de la pointe vs Cause 2019			479		Impact de la régression 2017-2018 vs régression 2016-2017

3- Cause 2018-2019 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
42	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
43	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
44	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
45	DJ _t	385	385	385	385	
46	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
47	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ _t	36,59				Paramètres utilisés pour le plan défavorable 2020 (historique 30 ans) réchauffés
50	DJ _{t-1}	39,51				
51	DJ _t xDV _t	1 245,85				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
52	Pointe selon formule de régression	30 168	30 168	30 168	30 168	
53	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
54	Pointe clients continus purs et Autres	30 914	30 914	30 914	30 914	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
57	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
59	Journée de pointe = maximum	36 210	36 232	36 241	36 247	
60	Variation de la pointe vs Cause 2019			457		
4 - Cause 2019-2020						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée						
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	516 400	589 464	523 685	454 914	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	64 766	72 767	69 516	73 493	
63	Clients 4,9 et 4,10	69 747	70 178	65 657	69 812	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 693	3 050	
65	Autres	4 085	4 620	4 182	3 821	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
66	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
67	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
68	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
69	DJ _t	385	385	385	385	
70	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
71	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ _t	36,59				Paramètres utilisés pour le plan défavorable 2020 (historique 30 ans) réchauffés
74	DJ _{t-1}	39,51				
75	DJ _t xDV _t	1 245,85				
76	Pointe selon formule de régression	30 168	30 168	30 168	30 168	
77	Ajustement pour la demande 2020	0,989	0,989	0,989	0,989	
78	Pointe clients continus purs et Autres	29 831	29 831	29 831	29 831	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 534	2 534	2 534	2 534	
80	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	2 753	2 753	2 753	2 753	
81	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois GM GNL en combinaison tarifaire
82	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
83	Journée de pointe = maximum	35 179	35 201	35 210	35 216	
84	Variation de la pointe vs Cause 2019			-574		Impact de la variation de la pointe du plan défavorable 2020 vs Cause 2019
85	Sommaire des variations					
86	Impact du changement de l'année de regression			479		ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe			-21		ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande			-1 031		ligne 84 - ligne 60

Plan défavorable 2021

					Commentaires	
1 - Cause 2018-2019						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	503 594	602 603	529 899	483 791	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	92 597	96 468	87 098	92 693	
3	Clients 4,9 et 4,10	51 264	51 065	46 772	51 102	
4	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 600	3 050	
5	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

6	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	Base	8 220	8 679	8 753	8 575	
9	DJ _t	361	361	361	361	
10	DJ _{t-1}	99	99	99	99	
11	DJ _t xDV _t	3	3	3	3	
12	Paramètres journée de pointe					
13	DJ _t	36,62				
14	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
15	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
16	Pointe selon formule de régression	29 189	29 648	29 722	29 543	
16	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
17	Pointe clients continus purs et Autres	29 910	30 381	30 456	30 274	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
20	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
22	Journée de pointe = maximum	35 206	35 700	35 784	35 607	
2 - Cause 2018-2019 - Changement de l'année de référence pour la régression						
23	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
25	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
26	DJ _t	385	385	385	385	
27	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
28	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
29	Paramètres journée de pointe					
30	DJ _t	36,62				
31	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
32	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
33	Pointe selon formule de régression	30 189	30 189	30 189	30 189	
34	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 935	30 935	30 935	30 935	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
40	Journée de pointe = maximum	36 231	36 254	36 263	36 268	
41	Variation de la pointe vs Cause 2019			479		Impact de la régression 2017-2018 vs régression 2016-2017

3- Cause 2018-2019 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
42	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
43	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
44	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
45	DJ _t	385	385	385	385	
46	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
47	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ _t	36,54				Paramètres utilisés pour le plan défavorable 2021 (historique 30 ans) réchauffés
50	DJ _{t-1}	39,47				
51	DJ _t xDV _t	1 244,32				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
52	Pointe selon formule de régression	30 141	30 141	30 141	30 141	
53	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
54	Pointe clients continus purs et Autres	30 886	30 886	30 886	30 886	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
57	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
59	Journée de pointe = maximum	36 182	36 205	36 214	36 219	
60	Variation de la pointe vs Cause 2019			430		
4 - Cause 2020-2021						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée						
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	512 998	588 772	519 990	454 255	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	61 062	68 180	63 174	69 479	
63	Clients 4,9 et 4,10	69 747	70 178	63 393	69 812	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 693	3 050	
65	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
66	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
67	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
68	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
69	DJ _t	385	385	385	385	
70	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
71	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ _t	36,54				Paramètres utilisés pour le plan défavorable 2021 (historique 30 ans) réchauffés
74	DJ _{t-1}	39,47				
75	DJ _t xDV _t	1 244,32				
76	Pointe selon formule de régression	30 141	30 141	30 141	30 141	
77	Ajustement pour la demande 2021	0,998	0,998	0,998	0,998	
78	Pointe clients continus purs et Autres	30 089	30 089	30 089	30 089	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 422	2 422	2 422	2 422	
80	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	2 753	2 753	2 753	2 753	
81	Client biogaz en réseau dédié	61	84	96	98	Demande mois / # jours mois
82	Besoin GM GNL	0	0	0	0	GM GNL en combinaison tarifaire
83	Journée de pointe = maximum	35 325	35 348	35 360	35 362	
84	Variation de la pointe vs Cause 2019			-424		Impact de la variation de la pointe du plan défavorable 2021 vs Cause 2019
85	Sommaire des variations					
86	Impact du changement de l'année de regression			479		ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe			-49		ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande			-854		ligne 84 - ligne 60

Plan défavorable 2022

					Commentaires	
1 - Cause 2018-2019						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	503 594	602 603	529 899	483 791	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	92 597	96 468	87 098	92 693	
3	Clients 4,9 et 4,10	51 264	51 065	46 772	51 102	
4	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 600	3 050	
5	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

6	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	Base	8 220	8 679	8 753	8 575	
9	DJ _t	361	361	361	361	
10	DJ _{t-1}	99	99	99	99	
11	DJ _t xDV _t	3	3	3	3	
12	Paramètres journée de pointe					
13	DJ _t	36,62				
14	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
15	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
16	Pointe selon formule de régression	29 189	29 648	29 722	29 543	
16	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
17	Pointe clients continus purs et Autres	29 910	30 381	30 456	30 274	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
20	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
22	Journée de pointe = maximum	35 206	35 700	35 784	35 607	
2 - Cause 2018-2019 - Changement de l'année de référence pour la régression						
23	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
25	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
26	DJ _t	385	385	385	385	
27	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
28	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
29	Paramètres journée de pointe					
30	DJ _t	36,62				
31	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
32	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
33	Pointe selon formule de régression	30 189	30 189	30 189	30 189	
34	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 935	30 935	30 935	30 935	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
40	Journée de pointe = maximum	36 231	36 254	36 263	36 268	
41	Variation de la pointe vs Cause 2019			479		Impact de la régression 2017-2018 vs régression 2016-2017

3- Cause 2018-2019 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
42	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
43	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
44	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
45	DJ _t	385	385	385	385	
46	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
47	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ _t	36,50				Paramètres utilisés pour le plan défavorable 2022 (historique 30 ans) réchauffés
50	DJ _{t-1}	39,42				
51	DJ _t xDV _t	1 242,78				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
52	Pointe selon formule de régression	30 114	30 114	30 114	30 114	
53	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
54	Pointe clients continus purs et Autres	30 859	30 859	30 859	30 859	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
57	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
59	Journée de pointe = maximum	36 155	36 177	36 186	36 192	
60	Variation de la pointe vs Cause 2019			402		
4 - Cause 2021-2022						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée						
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	501 763	573 504	507 050	443 529	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	66 131	71 289	65 162	70 071	
63	Clients 4,9 et 4,10	69 747	70 178	63 393	69 812	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 693	3 050	
65	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
66	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
67	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
68	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
69	DJ _t	385	385	385	385	
70	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
71	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ _t	36,50				Paramètres utilisés pour le plan défavorable 2022 (historique 30 ans) réchauffés
74	DJ _{t-1}	39,42				
75	DJ _t xDV _t	1 242,78				
76	Pointe selon formule de régression	30 114	30 114	30 114	30 114	
77	Ajustement pour la demande 2022	0,976	0,976	0,976	0,976	
78	Pointe clients continus purs et Autres	29 392	29 392	29 392	29 392	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 422	2 422	2 422	2 422	
80	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	2 753	2 753	2 753	2 753	
81	Client biogaz en réseau dédié	61	84	96	98	Demande mois / # jours mois
82	Besoin GM GNL	0	0	0	0	GM GNL en combinaison tarifaire
83	Journée de pointe = maximum	34 628	34 650	34 663	34 665	
84	Variation de la pointe vs Cause 2019			-1 121		Impact de la variation de la pointe du plan défavorable 2022 vs Cause 2019
85	Sommaire des variations					
86	Impact du changement de l'année de regression			479		ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe			-76		ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande			-1 524		ligne 84 - ligne 60

Plan défavorable 2023

					Commentaires	
1 - Cause 2018-2019						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	503 594	602 603	529 899	483 791	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	92 597	96 468	87 098	92 693	
3	Clients 4,9 et 4,10	51 264	51 065	46 772	51 102	
4	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 600	3 050	
5	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

6	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	Base	8 220	8 679	8 753	8 575	
9	DJ _t	361	361	361	361	
10	DJ _{t-1}	99	99	99	99	
11	DJ _t xDV _t	3	3	3	3	
12	Paramètres journée de pointe					
13	DJ _t	36,62				
14	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
15	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
16	Pointe selon formule de régression	29 189	29 648	29 722	29 543	
16	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
17	Pointe clients continus purs et Autres	29 910	30 381	30 456	30 274	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
20	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
22	Journée de pointe = maximum	35 206	35 700	35 784	35 607	
2 - Cause 2018-2019 - Changement de l'année de référence pour la régression						
23	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
25	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
26	DJ _t	385	385	385	385	
27	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
28	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
29	Paramètres journée de pointe					
30	DJ _t	36,62				
31	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
32	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
33	Pointe selon formule de régression	30 189	30 189	30 189	30 189	
34	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 935	30 935	30 935	30 935	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
40	Journée de pointe = maximum	36 231	36 254	36 263	36 268	
41	Variation de la pointe vs Cause 2019			479		Impact de la régression 2017-2018 vs régression 2016-2017

3- Cause 2018-2019 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
42	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
43	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
44	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
45	DJ _t	385	385	385	385	
46	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
47	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ _t	36,45				Paramètres utilisés pour le plan
50	DJ _{t-1}	39,38				défavorable 2023 (historique 30 ans)
51	DJ _t xDV _t	1 241,25				réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
52	Pointe selon formule de régression	30 087	30 087	30 087	30 087	
53	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
54	Pointe clients continus purs et Autres	30 831	30 831	30 831	30 831	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
57	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
59	Journée de pointe = maximum	36 127	36 150	36 159	36 164	
60	Variation de la pointe vs Cause 2019			375		
4 - Cause 2022-2023						
Demande normale projetée		Décembre	Janvier	Février	Mars	
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	496 774	567 334	501 642	439 412	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	66 131	71 289	65 162	70 071	
63	Clients 4,9 et 4,10	69 747	70 178	63 393	69 812	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 693	3 050	
65	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
66	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2020
67	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
68	Base	7 953	7 953	7 953	7 953	
69	DJ _t	385	385	385	385	
70	DJ _{t-1}	133	133	133	133	
71	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ _t	36,45				Paramètres utilisés pour le plan
74	DJ _{t-1}	39,38				défavorable 2023 (historique 30 ans)
75	DJ _t xDV _t	1 241,25				réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
76	Pointe selon formule de régression	30 087	30 087	30 087	30 087	
77	Ajustement pour la demande 2023	0,967	0,967	0,967	0,967	
78	Pointe clients continus purs et Autres	29 109	29 109	29 109	29 109	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 422	2 422	2 422	2 422	
80	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	2 753	2 753	2 753	2 753	
81	Client biogaz en réseau dédié	61	84	96	98	Demande mois / # jours mois
82	Besoin GM GNL	0	0	0	0	GM GNL en combinaison tarifaire
83	Journée de pointe = maximum	34 345	34 368	34 380	34 382	
84	Variation de la pointe vs Cause 2019			-1 404		Impact de la variation de la pointe du plan défavorable 2023 vs Cause 2019
85	Sommaire des variations					
86	Impact du changement de l'année de regression			479		ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe			-104		ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande			-1 779		ligne 84 - ligne 60

4.2 Veuillez expliquer les écarts entre les années et faire le lien avec la prévision de la demande continue.

Réponse :

Pour les mois de décembre à mars Tous les volumes en 10 ³ m ³	Scénarios de base				Scénarios favorables				Scénarios défavorables			
	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Demande clients continus purs	2 140 294	2 161 857	2 162 318	2 168 662	2 192 643	2 277 076	2 306 572	2 346 694	2 101 171	2 094 374	2 044 204	2 023 520
Demande autres clients	579 424	558 278	568 914	568 914	601 391	601 281	662 317	662 317	566 180	545 269	556 027	556 027
Nombre de jours (demande)	122	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121
Augmentation (baisse) de la demande clients continus purs relative à la base 2019-2020		1,84%	1,86%	2,16%	3,29%	7,27%	8,66%	10,55%	-1,02%	-1,34%	-3,70%	-4,67%
Augmentation (baisse) de la demande autres clients relative à la base 2019-2020		-2,85%	-1,00%	-1,00%	4,65%	4,63%	15,25%	15,25%	-1,48%	-5,12%	-3,25%	-3,25%
Pointe clients continus purs	30 392	31 101	31 120	31 227	31 137	32 731	33 185	33 766	29 831	30 089	29 392	29 109
Pointe autres clients	5 380	5 271	5 271	5 271	5 380	5 863	5 863	5 863	5 380	5 271	5 271	5 271
Journée de pointe	35 771	36 372	36 391	36 498	36 517	38 594	39 048	39 629	35 210	35 360	34 663	34 380
Variation des paramètres de pointe	-21	-49	-76	-104	-21	-49	-76	-104	-21	-49	-76	-104
Augmentation (baisse) de la pointe clients continus purs relative à la base 2019-2020		2,43%	2,58%	3,02%	2,45%	7,79%	9,37%	11,38%	-1,85%	-0,90%	-3,11%	-3,95%
Augmentation (baisse) de la pointe autres clients relative à la base 2019-2020		-2,02%	-2,02%	-2,02%	0,00%	8,98%	8,98%	8,98%	0,00%	-2,02%	-2,02%	-2,02%

L'évolution de la pointe suit d'assez près l'évolution de la demande pour les clients du service continu purs issus du calcul de régression et du facteur d'ajustement.

Par contre, pour les clients traités à la marge (clients en combinaison tarifaire continu et interruptible, et clients au tarif 4.9 et 4.10), certains écarts existent entre la variation de la demande et de la pointe, surtout dans les scénarios favorables et défavorables. Pour ces clients, l'information utilisée pour évaluer la pointe est le volume souscrit, qui est inscrite pour chaque client en fonction des communications effectuées avec ceux-ci, ou la consommation quotidienne maximale. Il est donc possible que des écarts se dégagent dans les scénarios favorables ou défavorables pour ces clients car la variation de ces paramètres peut différer de la variation de la demande.

4.3 Veuillez faire de même avec les scénarios favorables et défavorables.

Réponse :

Veuillez vous référer aux réponses aux questions 4.1 et 4.2.

Évaluation du besoin de l'hiver extrême

Question 5

Référence :

- (i) B-0154, Annexe 7, p. 10

Préambule :

(i)

« 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. »

Questions :

- 5.1 Veuillez confirmer que l'évaluation du besoin de l'hiver extrême suppose la possibilité d'injecter à l'usine LSR dès le 1^{er} décembre.

Réponse :

Le scénario de l'hiver extrême au plan d'approvisionnement suppose la possibilité d'injection (liquéfaction) de gaz naturel à l'usine LSR dès le 1^{er} janvier. À partir de cette date, le plan d'approvisionnement en hiver extrême prévoit le début de la liquéfaction du gaz naturel lorsque l'inventaire de GNL s'abaisse en deçà de 31,67 10⁶m³ (1,2 PJ) et que des outils d'approvisionnement sont disponibles pour le faire sur une base quotidienne.

- 5.2 Veuillez réévaluer le besoin de l'hiver extrême en supposant que les injections à l'usine LSR ne débutent que le 15 janvier.

Réponse :

Dans le scénario de l'hiver extrême du plan 2019-2020, la liquéfaction du gaz naturel débiterait que le 22 février. Ainsi, même en ne débutant la possibilité de liquéfaction que le 15 janvier, cela ne ferait aucune différence quant au niveau d'outils requis pour répondre à cet hiver extrême.

La liquéfaction du gaz ne commence qu'à la date du 22 février, car lors des journées et semaines précédentes, il n'y a pas d'outils d'approvisionnement disponibles pour liquéfier. En effet, ils sont déjà tous requis pour répondre à la demande.

Condition de première contingence à l'usine LSR**Question 6****Références :**

- (i) B-0154, pp. 79 et 80
- (ii) R-3919-2015, B-0015, pp 6 et 7
- (iii) R-3919-2015, B-0015, Appendix D

Préambule :

(i) «Par ailleurs, une revue des activités et des équipements de l'usine LSR, notamment à la lumière de l'évolution de certaines règles d'évaluation des risques associés à la disponibilité de l'actif, a conduit Énergir à réviser à la baisse la capacité de vaporisation « garantie » quotidienne en prévision de l'hiver 2018-2019. La capacité garantie est passée de 5 805 10³m³/jour à 5 147 10³m³/jour, soit une baisse de 658 10³m³/jour. Cette réduction s'explique par la considération de la philosophie de redondance « N+1 » au niveau des équipements de vaporisation. Cette philosophie s'inscrit dans les bonnes pratiques de l'industrie gazière. À titre d'exemple, lors du projet de renforcement du réseau de transmission du Saguenay (R-3919-2015), les postes de compression de La Tuque et de Saint-Maurice ont été conçus en respect de cette philosophie, et ce, sur la base d'un rapport d'expert qui recommandait d'appliquer la philosophie de redondance N+1 dans la conception du réseau³¹. »

(ii) « In engineering, redundancy is the duplication or multiplication of critical components of a system with the intention of increasing the reliability of the system (i.e. the ability to maintain system operability in the event of component failure or other unavailability). The choice of redundancy is driven by a calculation of the risk of failure of components offset by the consequence, or cost, of failure.

In gas transport, redundancy is often employed for all kinds of station equipment, but typically not for the pipelines themselves. Although the consequence of a pipeline failure (e.g. loss of supply, loss of transportation revenues, penalties) is high, the probability of such an event is extremely small and when the cost of insuring against the failure is taken into account (i.e. the cost to construct a pipeline loop), it can be difficult to justify the expenditure. Elements of the pipeline system that are more localized and that have a vital function in the system's capacity, such as compressor stations, are almost always equipped with a reserve.

Redundancy aimed at increasing the availability of the system is often referred to as the 'N+1-philosophy', as it is generally implemented by adding one spare unit to the existing operational

units, although other configurations are possible. Backup components are not active during normal operation, but the role of backup may alternate between the available units. Adding a back-up to a single compressor increases the average availability of the station significantly, since the failure rate (i.e. the frequency with which it fails, expressed as the number of failures per time unit) or failure probability (i.e. the probability that it fails, expressed as the ratio of failed time over total time) of a compressor is generally low, and the failure rate or probability of two at the same time, being the square of that low value, is even lower.

The failure probabilities of individual components of a station can be calculated by determining the average of measured life times and repair times of the component and dividing the average repair time by the sum of the two. In addition, for compressors the probability of a failure to start and the time needed for start-up also contribute to the probability of failure. The failure probability of a station is then calculated from the individual failure probabilities of the components, supplemented by a common cause failure probability, taking into account events where all compressors fail at the same time by the same cause (e.g. an outage of the power supply). Maintenance activities also play a role in the availability of components and stations. Further background and information regarding these factors are provided in Appendix D. »

Questions :

- 6.1 Veuillez dresser le portrait (nombre, capacité unitaire, âge, vie utile, profil d'utilisation, entretien, etc.) des équipements de vaporisation de l'usine LSR.

Réponse :

Voici les principaux éléments du système de vaporisation :

- Réservoirs de GNL : Deux réservoirs d'entreposage de Gaz Naturel Liquéfié (GNL). Les réservoirs d'entreposage L-80A et L-80B d'une capacité approximative de 47,700 m³ liquide chacun. Mis en service en 1969 et 1972, respectivement.
- Pompes de GNL : Quatre pompes de GNL d'une capacité d'environ 2 m³/minute chacune avec une pression de refoulement d'environ 4000 kPag suffisante pour alimenter le réseau gazier à 2400 kPag. Les pompes L-85A et L-85B (1969) au réservoir L-80A et les pompes L-85C et L-85D (1972) au réservoir L-80B sont utilisées pour acheminer le GNL des réservoirs d'entreposage vers les vaporisateurs.
- Vaporisateurs de GNL : Quatre vaporisateurs à combustion submergée d'une capacité approximative de 6,8 millions m³/jour de gaz vaporisé pour chaque vaporisateur. Chaque vaporisateur comprend 4 brûleurs et consomme un volume approximatif de 1160 m³/heure de gaz naturel pour la vaporisation du GNL. Les vaporisateurs L-87A et L-87B ont été mis en place en 1969. Les vaporisateurs L-87C et L-87D ont été mis en place en 1972.

Vie utile des équipements :

- Réservoirs de GNL : On estime la durée de vie restante des réservoirs de GNL à plusieurs dizaines d'années. Une inspection récente des réservoirs en 2011 et 2012 lors de mise à niveau a permis de constater que ceux-ci étaient en excellente condition.
- Pompes de GNL : Énergir évalue que la durée de vie restante des pompes de GNL est également de plusieurs dizaines d'années, tant que les pompes seront soutenues par le manufacturier.
- Vaporisateurs de GNL : La technologie des vaporisateurs en place à l'usine LSR a toujours requis un suivi intensif en cours d'opération spécialement en phase de démarrage pour atteindre et maintenir les cibles de production. Des modifications ont été effectuées au fil des ans pour faciliter le processus. Malgré les améliorations mises en place, une interaction entre les brûleurs d'un même vaporisateur demeure lors des démarrages et un suivi intensif des opérations est toujours de mise pour monter et maintenir la production des vaporisateurs. Énergir constate que la majorité des sites d'écêtement de pointes répertoriés aux États-Unis ont subi des remplacements de vaporisateur de 2000 à 2017. Énergir considère donc ses vaporisateurs en fin de vie utile. Énergir évalue présentement un projet de mise à jour de ses installations de vaporisation.

Profil d'utilisation :

- À moins de circonstances exceptionnelles, la plage potentielle d'utilisation des installations de pointes de l'usine LSR sont du 1^{er} décembre au 31 mars de chaque année. Soit 80 mois au cours des 20 dernières années où les installations sont les plus susceptibles d'être utilisées.
- Au cours des 20 dernières années, les installations de vaporisation de l'usine LSR ont été utilisées environ 157 jours (journées complètes ou partielles) pour vaporiser du GNL en période de pointe soit une moyenne de 7,85 jours/année.
- 50 mois/80 mois au cours desquels il y a eu vaporisation à l'usine LSR.
- 23 mois/80 mois où durant le mois, la vaporisation journalière a été inférieure à 20 % de la capacité journalière de vaporisation.
- 20 mois/80 mois où durant le mois, la vaporisation journalière a été égale ou supérieure à 20 % et inférieure à 50 % de la capacité journalière de vaporisation.
- 5 mois/80 mois où durant le mois, la vaporisation journalière a été égale ou supérieure à 50 % et inférieure à 75 % de la capacité journalière de vaporisation.
- 2 mois/80 mois où durant le mois, la vaporisation journalière a été égale ou supérieure à 75 % de la capacité journalière de vaporisation.

Entretien :

Pour les pompes et les vaporisateurs, l'entretien préventif est effectué hors de la période de pointe soit entre le 1^{er} avril et le 1^{er} décembre. L'entretien préventif du système de vaporisation comprend, entre autres :

- la vérification et la réparation au besoin du matériel réfractaire des cloches des brûleurs des vaporisateurs;
- le nettoyage des bassins d'eau;
- la vérification des anodes de protection cathodique;
- la vérification de l'intégrité des bassins des vaporisateurs, incluant la chambre d'évacuation des gaz de combustion;
- la vérification de l'intégrité de la tuyauterie interne du vaporisateur qui transporte le GNL qui se vaporise à l'intérieur du bassin du vaporisateur;
- des mesures de vibration sont prises en cours d'opération des principales composantes (moteurs électriques, pompes, soufflantes des vaporisateurs) pour identifier les équipements dont les composantes sont susceptibles de se dégrader.

Avec l'entretien préventif qui est effectué, en général, peu d'interventions sont requises sur les équipements en période de production (1^{er} décembre au 31 mars).

- 6.2 Veuillez élaborer sur l'évolution des règles d'évaluation des risques associés à la disponibilité de l'actif chez Énergir. Veuillez expliquer ce qui a déclenché la réflexion à cet égard. Veuillez également décrire le processus interne d'évaluation et de décision par rapport à cet enjeu en indiquant les parties impliquées à chaque étape.

Réponse :

Énergir a effectué un changement de philosophie sur la gestion de ses actifs vers la fin des années 2000. En 2010, Énergir déposait, en suivi de décision D-2009-010 la pièce Gaz Métro-11, Document 1 au dossier R-3720-2010, sa stratégie de gestion des actifs. Énergir y mentionnait le changement de philosophie de la manière suivante :

« La nouvelle approche vers laquelle tend [Énergir] dans la stratégie de gestion de ses actifs est un processus axé sur l'évaluation des risques à partir de diagnostics de son réseau. Elle vise à gérer l'équilibre entre les risques, les coûts et la performance, à partir d'une meilleure compréhension du profil actuel, de l'identification du profil souhaité et de la détermination des façons de combler les écarts entre ces deux profils.

La différence par rapport au passé est la direction proposée qui est une approche centrée sur les risques. Le changement fondamental de la philosophie est qu'auparavant [Énergir] réalisait des projets pour régler des problèmes alors que dorénavant la réalisation des projets visera à mitiger des risques. Pour ce faire, [Énergir] s'inspire des meilleures

pratiques élaborées à travers le monde en matière de gestion des actifs qu'elle adapte à sa réalité. »²
[Énergir souligne]

Cette philosophie vise à minimiser les risques, à juste coût. L'implantation de redondance sur certains actifs s'inscrit dans cette philosophie. À titre d'exemple, en 2015, dans sa demande d'investissement pour le renforcement du réseau de transmission du Saguenay (R-3919-2015), Énergir proposait l'application du principe de redondance pour les compresseurs des stations de Saint-Maurice et de La Tuque. Cette approche était à l'époque validée par le rapport de la firme d'expert DNV cité à la référence (ii). Sous la recommandation des experts³, Énergir a appliqué la philosophie de redondance N+1 pour les équipements critiques que sont les compresseurs.

Au fil du temps, Énergir a étendu sa philosophie de gestion des actifs à son installation de l'usine LSR. Dans les dernières années, les vaporisateurs de l'usine LSR ont été identifiés comme des équipements critiques, au même titre que les compresseurs d'un réseau de transmission. À l'automne 2018, Énergir a mandaté la firme Jenmar Concepts afin d'évaluer la disponibilité des équipements de l'usine LSR avec l'implantation de la philosophie de redondance N+1. Ce rapport est déposé en annexe Q-6.2. La firme a confirmé une disponibilité supérieure à 99 % avec la philosophie de redondance N+1. L'analyse montre également que sans philosophie de redondance N+1, la disponibilité de l'outil est inférieure à 99 %⁴.

Dans ses activités d'approvisionnement gazier, Énergir détient des outils fermes auprès de fournisseurs. Afin de garantir la capacité contractée, TCPL applique les principes de redondance sur ses équipements critiques et la disponibilité de son service est supérieure à 99 %. Le seuil de disponibilité atteint par la redondance N+1 à l'usine LSR a été jugé comme satisfaisant afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

6.3 Veuillez indiquer si la philosophie « N-1 » doit être appliquée à tout actif en toutes circonstances?

Réponse :

La philosophie de redondance appliquée par Énergir est dite « N+1 », signifiant que la quantité d'équipement disponible est supérieure de 1, à la quantité requise, « N », pour offrir le service garanti.

La philosophie « N+1 » n'est pas applicable à tout actif en toutes circonstances. Le passage cité à la référence (ii) du préambule en fait la distinction. Il donne l'exemple d'un réseau de transport de gaz et de postes de compression sur le réseau de transport. Dans ce cas

² R-3720-2010, Gaz Métro-11, Document 1, p. 4.

³ R-3919-2015, B-0015, Gaz Métro-1, Document 8, pages 6 à 8 (document PDF).

⁴ Annexe Q-6.2, page 17.

précis, il est indiqué que les postes de compression sont presque toujours redondants (N+1) alors que le principe de redondance n'est pas appliqué aux conduites de transport étant donné la faible probabilité de défaillance et des coûts de construction importants afin d'assurer la redondance. La philosophie vise à trouver un équilibre entre, d'une part, le risque de défaillance et ses conséquences et, d'autre part, le coût de couvrir le risque et ce, tel qu'indiqué à la référence (ii).

L'usine LSR est un équipement critique du réseau d'Énergir utilisé en fine pointe. Les conséquences d'une défaillance sont très importantes. Ainsi, afin d'atteindre un niveau de fiabilité comparable aux autres outils d'approvisionnement, Énergir soumet que l'application de la philosophie de redondance N+1 est raisonnable pour couvrir le risque de défaillance.

- 6.4 Veuillez confirmer que les bonnes pratiques de l'industrie gazière n'exigent pas une redondance pour tous les actifs en toutes circonstances.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.3.

- 6.5 Veuillez présenter les règles définies dans les bonnes pratiques de l'industrie gazière permettant de départager les situations où une redondance est souhaitable de celles où elle ne l'est pas.

Réponse :

À la connaissance d'Énergir, il n'existe pas un manuel de référence qui fait la liste des bonnes pratiques de redondance dans l'industrie gazière.

Cependant, selon le personnel qualifié d'Énergir, afin de déterminer la criticité d'un système et de ses composantes, une étude RAM (Reliability, Availability and Maintainability) doit être complétée. Dans son évaluation du risque et de criticité pour le système de vaporisation, Énergir a mandaté la firme Jenmar Concepts afin de produire une étude RAM⁵.

De plus, dans son évaluation du risque, Énergir s'est appuyée sur le rapport de l'expert DNV, lequel recommandait l'application de la philosophie de redondance N+1 dans les stations de compression ou autres stations.

⁵ Annexe Q-6.2.

« R3 At compressor and other stations, apply the N+1 redundancy philosophy for critical equipment. »⁶

Ainsi, les stations de compressions à La Tuque et de Saint-Maurice ont fait l'objet de la philosophie de redondance N+1. Ces stations de compression sont des équipements critiques pour lesquels les conséquences d'une défaillance sont importantes.

Énergir a soumis en réponse à la question 6.2 que les équipements de vaporisation sont également des équipements critiques. Les conséquences d'une défaillance sont tout aussi importantes. C'est pourquoi Énergir soumet que la redondance de N+1 est nécessaire pour les équipements de vaporisation de l'usine LSR.

- 6.6 Veuillez déposer la ou les documents de référence où sont définies les bonnes pratiques de l'industrie gazière.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.5.

- 6.7 Veuillez présenter les analyses de risques réalisées en lien avec les équipements de vaporisation de même que toute autre analyse ayant été prise en compte dans le processus décisionnel.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse à la question 6.2, Énergir a mandaté Jenmar Concepts pour évaluer la disponibilité des équipements de l'usine LSR. Le rapport est déposé à l'annexe Q-6.2.

- 6.8 Veuillez indiquer si Énergir a considéré d'autres options que d'appliquer la règle N-1.

Réponse :

La philosophie de redondance appliquée par Énergir est dite « N+1 », signifiant que la quantité d'équipement disponible est supérieure de 1, à la quantité requise, « N », pour offrir le service garanti.

⁶ R-3919-2015, B-0015, Gaz Métro-1, Document 8, page 13 (document PDF).

Comme mentionné aux réponses aux questions 6.2, 6.3 et 6.5, Énergir considère que l'application de la philosophie de redondance de N+1 aux équipements de vaporisation de l'usine LSR est nécessaire.

Énergir est présentement à la recherche de la meilleure option à long terme afin de pallier cette baisse de la capacité « garantie » à l'usine LSR. Elle évaluera les options disponibles et présentera à la Régie celle qu'elle privilégie lorsqu'elle aura été identifiée.

- 6.9 Veuillez indiquer si Énergir a effectué un balisage du traitement appliqué pour des actifs similaires utilisés à des fins semblables (i.e. compression du gaz vaporisé à un site d'entreposage). Si oui, veuillez déposer ce balisage.

Réponse :

Énergir n'a pas effectué de balisage formel pour des actifs similaires. En plus des éléments discutés en réponse à la question 6.5, Énergir s'est renseignée sur l'application de la philosophie de redondance N+1 dans les projets de vaporisation de GNL réalisés dans les 20 dernières années. À titre d'exemple, un concepteur majeur ayant réalisé une trentaine de projets au cours de cette période a informé Énergir qu'il avait appliqué la philosophie de redondance N+1 dans tous ses projets de remplacement ou de mise à niveau de vaporisation de GNL.

- 6.10 Veuillez indiquer si Énergir a évalué le coût d'ajouter un compresseur additionnel à l'usine LSR.

Réponse :

Étant donné que les vaporisateurs de l'usine LSR sont en mesure de livrer le gaz à la sortie de l'usine LSR à la pression maximale d'opération du réseau, l'ajout d'un compresseur n'est pas une alternative qui peut être envisagée. La pratique dans l'industrie lorsque du GNL est vaporisé est d'utiliser des pompes pour atteindre la pression de livraison aux réseaux gaziers plutôt que de mettre en place des compresseurs. L'augmentation de la pression sous forme liquide est beaucoup plus économique que la mise en place d'un compresseur pour la même augmentation de pression sous forme gazeuse.

Énergir réitère qu'elle est présentement à la recherche de la meilleure option à long terme afin de pallier cette baisse de la capacité « garantie » à l'usine LSR. Elle évaluera les options disponibles et présentera à la Régie celle qu'elle privilégie lorsqu'elle aura été identifiée.

6.11 Veuillez présenter les statistiques de défaillance des vaporisateurs actuels.

Réponse :

Aucune défaillance ayant empêché de répondre aux besoins d’approvisionnement journaliers n’a été observée sur les vaporisateurs actuels.

Cela dit, Jenmar Concepts⁷ a évalué que la disponibilité de l’équipement de vaporisation sans la philosophie de redondance N+1 (permettant de fournir une capacité de 5 805 10³m³/jour) est 92,1 %. La disponibilité totale de l’équipement à l’usine avec la philosophie de redondance N+1 est de 99,9 %, permettant de fournir une capacité garantie de 5 147 10³m³/jour.

6.12 Veuillez indiquer la probabilité qu’un vaporisateur soit hors service au moment d’une pointe historique ayant une probabilité d’occurrence d’une fois tous les trente ans.

Réponse :

La probabilité de défaillance est indépendante de la température. Ainsi, la probabilité de défaillance en journée de pointe est la même que pour toute autre journée. Sans redondance, la disponibilité des vaporisateurs de l’usine à une capacité de 5 805 10³m³/jour est de 92,1 %. Avec redondance, la disponibilité des vaporisateurs de l’usine à une capacité de 5 147 10³m³/jour est de 99,9 %.

⁷ Annexe Q-6.2, page 16.

Entente sur PNGTS

Question 7

Références :

- (i) B-0154, p. 20
- (ii) B-0154, p. 69

Préambule :

- (i) « Cette extension du réseau de transport et la croissance entamée et à venir des volumes transportés sur le gazoduc PNGTS permettront de mieux approvisionner l'Est du Canada et le Nord-Est des États-Unis, dans le contexte notamment de la fin de l'exploitation des gisements extracôtiers Deep Panuke et de Sable Island au large de la Nouvelle-Écosse. »
- (ii) « Considérant cette révision et afin de disposer des outils requis pour répondre à la pointe projetée de l'hiver 2018-2019, Énergir a dû explorer les diverses alternatives existant tant sur le marché primaire que secondaire pour compenser cette réduction de 658 10³m³/jour dans la capacité « garantie ». Bien que la capacité de vaporisation « garantie » selon la philosophie de redondance soit de à 5 147 10³m³/jour, il n'en demeure pas moins que dans la mesure où les équipements sont tous en bon état de fonctionnement – ce qui est toujours l'objectif visé, l'usine LSR est en mesure de fournir les 5 805 10³m³/jour historiquement considérés au plan d'approvisionnement. C'est pourquoi Énergir a envisagé des options moins traditionnelles, mais surtout, moins onéreuses pour pallier ce risque. Ainsi, pour l'hiver 2018-2019, Énergir a été en mesure de trouver deux fournisseurs intéressés à lui fournir des services de pointe totalisant 658 10³m³/jour disponibles 5 journées au maximum.

Pour l'année 2019-2020, en raison de la disponibilité visée de l'usine LSR mentionnée ci-dessus, Énergir considère dans ses outils présentés au Tableau 30 ci-dessous que l'usine LSR fournira malgré tout 5 805 10³m³/jour en journée de pointe. Toutefois, elle considère qu'il serait imprudent de ne pas se prémunir d'une alternative de dernier recours advenant le cas où l'usine LSR ne puisse fournir que la capacité de vaporisation « garantie ». Énergir souhaite donc contracter, pour l'hiver 2019-2020 un service de pointe sous forme d'option semblable à celui qu'elle a contracté pour l'hiver précédent, plutôt que de contracter des outils de transport annuel. Le coût de ce type de service se décompose en deux volets : le coût de réservation du service afin d'être en mesure d'y recourir (coût fixe), et le coût associé à son recours (coût variable) pour un maximum de 5 jours. Pour information à la Régie, le coût fixe de cet outil pour l'hiver 2018-2019 s'est élevé à 63 117 \$. Quant au coût variable, celui-ci a été fixé en fonction de l'alternative disponible aux fournisseurs du service de pointe s'il avait été utilisé. Les fournisseurs qui ont offert le service de pointe auraient utilisé des capacités de transport

avec un point de livraison à East Hereford, point d'interconnexion avec PNGTS, qui dessert le marché de la Nouvelle-Angleterre, en particulier la région d'Algonguin. Ainsi donc, le coût variable du service a été fixé en fonction du prix à Algonguin. Énergir n'a finalement pas eu besoin de ce service et n'a donc encouru aucun coût variable. Mais si tel avait été le cas, le coût total, si Énergir avait utilisé les 5 journées, aurait tout de même été inférieur au coût associé à l'achat de capacité de transport sur le marché primaire ou secondaire pour l'hiver 2018-2019.

En fonction des discussions avec divers fournisseurs, Énergir devrait être en mesure de contracter un service similaire pour l'hiver 2019-2020. Énergir informera la Régie des caractéristiques finales de cet outil.

Énergir souligne qu'il n'est pas possible de prévoir si ce type de service demeurera offert sur le long terme, à un prix raisonnable. Il demeure fonction des possibilités et alternatives disponibles aux fournisseurs susceptibles d'offrir ce service. C'est pourquoi Énergir est présentement à la recherche de la meilleure option à long terme afin de pallier à cette baisse de la capacité « garantie » à l'usine LSR. Elle évaluera les options disponibles et présentera à la Régie celle qu'elle privilégie lorsqu'elle aura été identifiée. »

Questions :

7.1 Veuillez indiquer quelle est la capacité totale du gazoduc PNGTS.

Réponse :

La capacité actuelle du gazoduc PNGTS est de 250 840 Dth/jour⁸.

7.2 Veuillez indiquer le nombre total d'expéditeurs disposant de capacité sur PNGTS.

Réponse :

Quatorze expéditeurs détiennent actuellement des capacités de transport ferme sur PNGTS⁹.

7.3 Veuillez indiquer le nombre total de fournisseurs potentiels disposant de capacité sur PNGTS pour le service recherché.

⁸ <http://www.columbiapipeinfo.com/cpginfo/post/>

⁹ <http://www.columbiapipeinfo.com/cpginfo/post/>

Réponse :

Le service recherché n'est pas offert par les fournisseurs disposant de capacités sur le gazoduc PNGTS, mais bien par des fournisseurs disposant des capacités sur le réseau de transport principal de TCPL. Ces fournisseurs détiennent de façon permanente ou temporaire des capacités de transport vers Énergir EDA ou East-Hereford. En date du 15 mai 2019, hormis Énergir, il y avait 38 détenteurs de capacités de transport vers l'un ou l'autre de ces points¹⁰. De ce nombre, seulement 11 détenaient des contrats au-delà du 31 octobre 2019. Il s'agit principalement de distributeurs gaziers ou d'opérateurs de centrales électriques alimentées au gaz naturel.

- 7.4 Veuillez indiquer si une croissance de la capacité du gazoduc PNGTS est prévue ou simplement une croissance des volumes transportés sur la capacité existante.

Réponse :

Une croissance de la capacité du gazoduc est prévue dans les prochaines années. Cette croissance de capacité est associée à de l'ajout de compression sur le réseau¹¹. Aucune nouvelle conduite n'est requise.

- 7.5 Veuillez indiquer si Énergir a considéré la possibilité d'obtenir plus que 658 10³m³/jour auprès des deux fournisseurs ou d'autres fournisseurs.

Réponse :

Le besoin d'Énergir s'élevait à 658 10³m³/jour alors Énergir n'a considéré que ce volume.

- 7.6 Veuillez indiquer la capacité totale que ces deux fournisseurs auraient été prêts à fournir à la connaissance d'Énergir.

Réponse :

À la connaissance d'Énergir, les deux fournisseurs choisis auraient été prêts à fournir une capacité totale de [REDACTED].

¹⁰ <http://www.tccustomerexpress.com/assets/CDE-Report.xls>

¹¹ <https://www.globenewswire.com/news-release/2019/02/14/1725354/0/en/TC-PipeLines-LP-Announces-Successful-Open-Season-on-PNGTS-Records-Non-Cash-Charges-on-Bison-and-Tuscarora.html>

- 7.7 Veuillez indiquer si d'autres fournisseurs se sont montrés intéressés à fournir de la capacité et, si oui, combien.

Réponse :

Un autre fournisseur s'est montré intéressé à fournir de la capacité cependant, le coût fixe associé à son offre la rendait moins intéressante.

- 7.8 Veuillez élaborer sur la position des fournisseurs et les contraintes auxquelles ils font face relativement à la possibilité de s'engager sur un horizon de trois ans ou plus.

Réponse :

Les fournisseurs ayant démontré de l'intérêt ne détenaient pas les capacités pour offrir ce service sur un horizon de plus d'une année. Énergir ne peut élaborer plus en détail sur les contraintes de ces fournisseurs.

- 7.9 Veuillez indiquer si Énergir a demandé aux deux fournisseurs mentionnés en préambule, ou à tout autre fournisseur, de lui fournir des prix pour de telles ententes.

Réponse :

Énergir n'étant pas à la recherche de telles ententes, elle n'a demandé à aucun fournisseur de soumissionner sur de telles ententes.

- 7.10 Veuillez indiquer le coût variable des ententes avec les deux fournisseurs.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.5 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie (Énergir-T, Document 1).

Débit quotidien d'approvisionnement

Question 8

Référence :

- (i) B-0062, p. 7

Préambule :

- (i) « La Régie notera qu'il est possible que dans les prochaines semaines, TCPL exige des expéditeurs qu'ils prolongent tous les contrats ayant une date de fin inférieure à 5 ans après le 1er novembre 2022 (procédure de « term up »), à défaut de quoi ceux-ci ne pourront être renouvelés à leur échéance. Dans cette éventualité, Énergir informera la Régie de ses décisions en fonction des informations connues. »

Questions :

- 8.1 Veuillez indiquer quelles sont les informations manquantes qui empêchent Énergir de prendre position dès maintenant sur ce qu'elle ferait en cas de procédure de « term up ».

Réponse :

Un « term-up » peut contenir des caractéristiques qui ne peuvent être connues d'avance. Par exemple, il n'était pas possible pour Énergir de savoir à l'avance qu'elles allaient être les nouvelles dates d'échéance demandées par TCPL. En effet, celles-ci dépendent des montants et des années où des investissements seraient requis par TCPL.

Ce n'est que le 29 avril dernier que TCPL a lancé la procédure de « term-up ». Énergir est à valider le besoin de capacités sur l'horizon de la prolongation des contrats touchés et cherchera la solution la plus avantageuse pour la clientèle. La date fixée par TCPL pour leur revenir avec la décision concernant le « term-up » est le 2 juillet 2019. Subséquemment, Énergir informera la Régie des détails et des décisions prises relativement au « term-up » par le dépôt d'un complément de preuve à cet effet.

- 8.2 Veuillez présenter les solutions potentielles en cas de « term up » et indiquer celles favorisées par Énergir.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.1.

CASS

Question 9**Références :**

- (i) B-0066, p. 4
- (ii) B-0066, p. 6
- (iii) B-0066, p. 5

Préambule :

- (i)
 - « Cet objectif d'aide aux MFR en difficulté repose à son tour sur deux principes :
 - la considération de la part d'Énergir de la capacité de paiement du client MFR en difficulté pour une situation ponctuelle et exceptionnelle; et
 - le respect, par le client, de l'entente de paiement convenu à la suite de sa qualification au programme, lui permettant ainsi de développer de saines habitudes de paiement. » (Nous soulignons)
 - (ii)
 - « Une entente de paiement qui respecte la capacité de paiement du client :
 1. L'entente peut avoir une durée maximale de 18 mois par rapport à 15 mois, actuellement. De plus, Énergir n'exigera pas de preuve de renouvellement de bail dans le but de simplifier le processus de qualification pour le client,
 2. La mensualité ne doit pas dépasser 5 % du revenu brut du ménage,
 3. L'entente inclut la dette ainsi que la consommation à venir, et
 4. Si l'entente est respectée, l'entièreté du solde restant au compte sera couverte par le programme, ce qui simplifie grandement le suivi de l'entente pour Énergir et le client; » (Nous soulignons)
 - (iii)
 - « Les preuves de revenus qui seront demandées sont :
 - les revenus d'emploi bruts (avant impôts et déductions) de chaque personne du ménage;
 - les diverses prestations reçues par les membres du ménage (CSST, aide sociale, assurance-emploi, rente de retraite, etc.); et
 - les allocations familiales fédérales et provinciales.
- Étant donné qu'il est impossible pour Énergir de valider le nombre d'occupants dans un ménage, aucune preuve à cet effet ne serait exigée pour la qualification. »

Questions :

- 9.1 Considérant les modifications significatives apportées au programme, sur quelles bases Énergir conclut-elle que le programme est maintenant suffisamment stable pour que lui soit retiré le statut de projet pilote?

Réponse :

Énergir est d'avis que l'utilité d'avoir un programme d'aide aux ménages à faible revenu n'est plus remis en question et qu'il est donc inutile de continuer avec un projet pilote puisque le programme y est pour durer. Le fait de retirer le statut de projet pilote n'empêche pas Énergir de demander à la Régie des modifications au cours des prochaines années si elle le juge nécessaire.

- 9.2 Veuillez décrire les critères utilisés par Énergir pour déterminer si un programme doit être considéré comme projet pilote.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 9.1.

- 9.3 Veuillez comparer l'application de ces critères dans le cas du CASS et des autres programmes considérés comme projet pilote par le passé, dont la version actuelle du CASS et les programmes d'efficacité énergétique.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 9.1.

- 9.4 Veuillez indiquer comment Énergir prévoit déterminer s'il est face à une situation ponctuelle et exceptionnelle.

Réponse :

Énergir est en mesure de déterminer si elle est face à une situation ponctuelle et exceptionnelle lors des conversations téléphoniques qu'elle a avec ses clients démontrant des difficultés de paiement.

Voici des exemples de situations mentionnées par les clients à Énergir lors des conversations téléphoniques visant à conclure des ententes de paiement et qui permettent de détecter une situation ponctuelle et exceptionnelle : famille monoparentale, divorce, perte d'emploi, maladie, mortalité, etc.

- 9.5 Relativement à la référence (ii), comment Énergir a-t-elle déterminé le seuil de 5 % du revenu brut du ménage?

Réponse :

Énergir a établi le seuil de 5 % à partir de l'offre actuellement faite par Hydro-Québec¹². De cette façon, Énergir est d'avis qu'elle n'exigera pas d'entente de paiement plus exigeante à la même clientèle.

- 9.6 Relativement à la référence (iii), veuillez indiquer quels documents seront considérés comme des preuves valides de revenu. Comment Énergir entend-elle s'assurer que l'information reçue à cet égard est complète?

Réponse :

Comme mentionné à la référence (iii), Énergir exigera les preuves de revenus officielles des adultes formant le ménage, tels que et non limités à : avis de cotisation d'impôt, relevé de paie si la situation du client a changé depuis le dernier avis de cotisation, relevés des diverses prestations reçues telles que la CSST, les allocations familiales, l'assurance emploi, la rente de retraite etc. Il sera cependant impossible pour Énergir de valider si un client n'a pas divulgué ou falsifié une preuve de revenu afin de se qualifier.

- 9.7 Considérant, le niveau de validation possible de l'information reçue, veuillez commenter la possibilité d'exiger des participants qu'ils signent une entente autorisant Énergir à exiger des preuves additionnelles formelles si elle le juge requis.

Réponse :

Énergir n'entend pas utiliser cette avenue.

¹² R-4011-2017, HQD-14, Document 1, p.5.

Tarif de réception

Question 10

Références :

- (i) B-0068, pp. 6 et 7
- (ii) http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/36/DocPrj/R-3772-2011-B-0007-DEMANDE-PIECE-2011_07_12.pdf
- (iii) B-0068, pp. 8 et 9

Préambule :

- (i)

« Énergir propose que l'allocation des conduites existantes qui ont été construites pour la desserte de consommateurs ne soit pas revue, entre autres puisque ces dernières ont été construites en s'assurant que les règles de rentabilité déjà établie étaient rencontrées. De plus, l'arrivée d'un producteur sur une conduite existante ne générerait aucun coût supplémentaire puisque ce dernier paierait l'ensemble des coûts marginaux relatifs à son raccordement et l'injection de gaz naturel ne fait pas en sorte de diminuer la capacité disponible sur un tronçon (elle peut au contraire permettre de libérer de la capacité pour de nouveaux consommateurs). »
(Nous soulignons)
 - (ii)

Le contrat avec Bonduelle Canada inc. prévoyait une réévaluation de la rentabilité du projet après 5 ans pour tenir compte des raccordements ultérieurs.
 - (iii)

« Dans le cas d'une conduite existante construite à des fins d'injection (cas 2) sur laquelle un client consommateur veut se raccorder, si les critères de rentabilité, tels qu'approuvés dans la décision D-2018-080, n'étaient pas obtenus, la méthode de classification devrait être ajustée. Pour classer les coûts dans la catégorie « consommation », on utiliserait le maximum des coûts pour atteindre ce niveau de rentabilité et la balance se retrouverait dans la catégorie « injection ». Comme il s'agit d'une allocation d'une conduite existante, tout ajout de nouveaux clients serait souhaitable pour Énergir. »
- 10.1 Veuillez donner une fourchette de l'ordre de grandeur des coûts de raccordement envisagés pour les projets d'injection présentement sous étude.

Réponse :

Parmi les projets qui sont rendus à l'étape de signature d'entente, le plus bas est à 0,9 M\$ et le plus élevé est à 2,8 M\$.

- 10.2 Veuillez indiquer s'il est prévu que les conduites de raccordement des clients producteurs soient construites en s'assurent que les règles de rentabilité déjà établies sont rencontrées.

Réponse :

Chacun des clients producteurs se voit attribué un tarif de réception unique visant à récupérer l'ensemble des coûts occasionnés par les nouveaux investissements et ceux occasionnés par les services afférant à la réception du gaz naturel, conformément aux méthodes approuvées par la Régie dans sa décision D-2011-108¹³. L'enjeu de la rentabilité ne se pose donc pas puisque le producteur assume tous les coûts de son raccordement.

- 10.3 Veuillez indiquer si ces règles de rentabilité ont été respectées dans le cas de l'usine de biométhanisation de Saint-Hyacinthe. (ref bas de p. 5)

Réponse :

Dans le cas de Saint-Hyacinthe, le tarif de réception a été déterminé de la façon décrite à la réponse 10.2.

- 10.4 Combien de contrats semblables à celui de Bonduelle avec réévaluation ultérieure de la rentabilité Énergir a-t-elle conclut à ce jour?

Réponse :

Énergir signe d'un à cinq contrats par année prévoyant la réévaluation de la rentabilité du raccordement. Les termes prévus à ces contrats ne sont pas nécessairement les mêmes que ceux agréés au contrat avec Bonduelle Canada inc. Les termes de ces contrats sont toutefois conformes à l'article 4.3.4 des *Conditions de service et Tarif*.

- 10.5 Veuillez confirmer qu'en vertu de ces contrats Énergir cesse de faire le suivi des ajouts au réseau après 5 ans.

¹³ Dossier R-3732-2010.

Réponse :

Énergir cesse de faire les suivis d'ajouts et de retraits lorsque la période prévue au contrat est atteinte.

- 10.6 Veuillez confirmer qu'elle cesse également de faire le suivi des retraits de clients.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 10.5.

- 10.7 Veuillez expliquer pourquoi Énergir impose cette limite de 5 ans.

Réponse :

Lorsqu'une clause de réévaluation de la rentabilité est prévue à un contrat, Énergir détermine une période de réévaluation selon la nature et les caractéristiques du projet et selon les demandes du client. La période au terme de laquelle la réévaluation est faite n'est pas nécessairement de cinq ans.

- 10.8 Veuillez indiquer si Énergir prévoit mettre un terme au suivi des ajouts de clients sur les conduites de raccordement après 5 ans et, si non, pourquoi?

Réponse :

Dans le cas de conduites construites pour la desserte d'un client producteur, le suivi requis quant à l'allocation des coûts et le tarif de réception est celui prévu au contrat avec le producteur, tel que précisé à la note de bas de page 4 à la page 6 de la pièce Énergir-Q, Document 13 :

« Les règles entourant la fréquence de suivi des nouveaux clients seraient indiquées au contrat avec le producteur. »

Énergir cessera de faire les suivis d'ajouts et de retraits lorsque la période prévue au contrat sera atteinte.

Dans le cas d'une conduite construite pour une extension de réseau visant de nouveaux clients consommateurs, voir les réponses aux questions 10.5 à 10.7.

- 10.9 Dans le modèle actuel, le client producteur est tenu indemne à la fois des ajouts de nouveaux clients et des départs de clients existants. Les clients consommateurs, pour leur

part, sont affectés positivement et négativement par ces deux mêmes situations. Veuillez justifier que votre proposition ait pour effet de faire bénéficier le client producteur de l'arrivée de nouveaux clients, mais de le tenir indemne du départ des clients existants (iv).

Réponse :

Énergir rappelle que le modèle proposé touche uniquement les deux cas suivants :

- Cas 1 : Une nouvelle conduite de raccordement qui vise à rejoindre de nouveaux clients producteurs et consommateurs; et
- Cas 2 : Une conduite de raccordement existante qui est entièrement allouée à des producteurs sur lesquelles de nouveaux clients consommateurs pourraient éventuellement se raccorder.

Dans les deux cas, l'ajout de clients consommateurs risque d'être conditionnel à la présence de clients producteurs. Dans un tel contexte, Énergir juge qu'il est juste de partager les bénéfices de l'arrivée de nouveaux clients entre les clients consommateurs et producteurs.

Comme il s'agit de cas qui touchent l'arrivée de nouveaux clients, Énergir croit qu'il n'est pas nécessaire de réallouer les coûts en cas de départs d'un client existant, puisqu'il n'est que très peu probable que cela se produise pendant la période de réévaluation de la rentabilité.

De plus, lorsqu'une clause de réévaluation de la rentabilité est prévue au contrat d'un nouveau client consommateur et que les revenus de distribution sont moins élevés que prévu, aucun ajustement à la hausse n'est fait sur la contribution du client. Énergir propose d'agir de façon similaire pour les clients producteurs.

10.10 Dans le contexte du cas 2 : veuillez justifier de ne pas revoir le tarif de réception à la hausse si le client consommateur devait partir.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 10.9.

10.11 Veuillez présenter un exemple d'une situation où le cas 1 serait suivi du cas 2.

Réponse :

Énergir comprend qu'il s'agirait d'un cas où de nouveaux clients producteurs et consommateurs viendraient se raccorder sur une conduite qui aurait été construite dans le but de desservir des clients consommateurs et producteurs.

Dans un tel cas, la capacité de la conduite serait divisée à l'ensemble des clients. Comme le présente l'exemple suivant :

Hypothèses :

- Un investissement initial de 2 000 000 \$ pour le raccordement, dont 1 000 000 \$ pour la conduite de raccordement et de 1 000 000 \$ pour le reste des coûts de catégorie A
- Un client producteur avec une CMC de 500 m³/jour
- 10 clients avec une capacité de 1 000 m³/jour

Les coûts sont alloués de manière suivante :

Le point de départ de l'analyse est donc le résultat du Cas 1¹⁴.

Investissement	Classification		Allocation	
	Producteur	Consommateurs	Producteur	Consommateurs
Conduites	$(500/1500) * 1 \text{ M\$}$ = 0,33 M\$	$(1000/1500) *$ 1 M\$ = 0,67 M\$	Directe	CONDPRIND
Autres coûts d'injection	1 M\$	0 \$	Directe	N/A
Total	1,33 M\$	0,67 M\$	1,33 M\$	0,67 M\$

Si d'autres clients venaient s'ajouter par la suite d'après les hypothèses suivantes :

- La moitié de l'investissement initial est remboursé;
- Un nouveau client producteur avec une CMC de 500 m³/jour (avec un investissement de 1 M\$ pour les actifs d'injection);
- 10 nouveaux clients avec une capacité de 1 000 m³/jour.

La classification et l'allocation sont présentées dans le tableau suivant.

¹⁴ Énergir-Q, Document 13, page 10, tableau 1.

Investissement	Classification		Allocation	
	Producteurs	Consommateurs	Producteurs	Consommateurs
Conduites	(1 000/3 000) * 0,5 M\$ = 0,17 M\$	(2 000/3 000) * 0,5 M\$ = 0,33 M\$	Directe	CONDPRIND
Autres coûts d'injection				
Producteur 1	0,5 M\$	0 \$	Directe	N/A
Producteur 2	1 M\$		Directe	
Total	1,67 M\$	0,33 M\$	1,67 M\$	0,33 M\$

10.12 Veuillez indiquer si le coût alloué à un nouveau client consommateur serait dépendant de l'emplacement de son branchement sur la conduite de raccordement (i.e. près du producteur versus près du réseau en amont de la conduite de réception). Sinon, veuillez justifier de réallouer vers l'ensemble de la clientèle des coûts potentiellement supérieurs à ceux qui auraient été encourus si le client avait été raccordé directement sur le réseau en amont de la conduite de raccordement.

Réponse :

Pour l'instant, la proposition d'Énergir ne prévoit pas d'allouer de coûts de conduite en fonction de l'emplacement de son branchement.

Comme c'est le cas lors d'un projet de prolongement de réseau, Énergir n'alloue pas ses coûts en fonction de l'emplacement du branchement de chacun des clients consommateurs, mais cherchent plutôt à s'assurer que l'ensemble des revenus de distribution relié au projet est suffisant pour couvrir l'investissement total. C'est également ce qu'Énergir cherche à s'assurer dans le cas de l'allocation des conduites entre des producteurs et des consommateurs.

Par ailleurs, l'emplacement sur une conduite de raccordement déjà existante, que ce soit près du producteurs versus près du réseau en amont de la conduite de réception, n'a pas d'incidence sur les coûts.

10.13 Dans le contexte du cas 1 : veuillez indiquer si Énergir appliquerait sa proposition à un prolongement de réseau rentable pour lequel le seul ajout du client consommateur suffirait à rentabiliser l'extension du réseau.

Réponse :

Oui, Énergir appliquerait sa proposition même si le projet pouvait être rentabilisé par un seul client consommateur.

- 10.14 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI que, dans une telle situation, la manière de définir les projets (un projet versus deux projets) et leur séquence peut affecter le niveau du tarif de réception.

Réponse :

Comme Énergir appliquerait sa proposition même si le projet pouvait être rentabilisé par un seul client consommateur, la séquence des projets n'affecterait pas le niveau du tarif de réception.

La seule situation pour laquelle la séquence des projets pourrait affecter le tarif de réception serait celle où un projet associé à un client consommateur se réalisait avant un projet associé à un producteur et que ce projet pouvait rentabiliser le raccordement à lui seul. Toutefois, cette situation n'est pas propre à la proposition d'Énergir puisque ce serait le cas également dans la situation actuelle des choses.

- 10.15 Énergir dispose-t-elle de règles qui guident le regroupement de clients dans un même projet d'investissement et, si oui, quelles sont-elles?

Réponse :

Non, puisque les projets d'investissement visant les extensions de réseau sont évalués selon les paramètres de coûts et de revenus et selon la méthodologie approuvée par la Régie, qu'il y ait un ou plusieurs demandeurs pour un même projet.

- 10.16 Veuillez indiquer si la règle décrite en (iii) implique que les coûts réalloués suite à l'ajout d'un client seraient pris en compte dans l'analyse de rentabilité de ce client.

Réponse :

La règle décrite en référence (iii) s'appliquerait uniquement à l'exercice d'allocation des coûts. Elle n'a aucun impact sur la méthodologie d'évaluation de la rentabilité d'un nouveau raccordement pour un client consommateur.

La proposition d'Énergir n'est pas de revoir l'analyse de rentabilité, mais bien d'utiliser cet outil comme façon de classer des coûts entre deux catégories de client.

Les nouveaux clients consommateurs qui souhaiteraient se raccorder dans les deux cas présentés dans la preuve d'Énergir seraient soumis aux mêmes critères de rentabilité que les autres clients, c'est-à-dire en incluant les coûts marginaux de leur raccordement.

Les coûts de la conduite seraient toutefois classifiés entre la distribution et la réception. Les coûts classifiés en distribution auraient, comme maximum théorique, ce que la rentabilité des nouveaux clients consommateurs permet d'absorber, afin de s'assurer que les clients consommateurs en distribution soient, au minimum, tenus indemnes.

- 10.17 Veuillez confirmer que cette règle assure que les clients consommateurs seraient, au minimum, tenus indemnes lors d'un ajout de client sur une conduite de raccordement.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 10.18 Veuillez indiquer si, parmi les projets de GNR qui sont à l'étude chez Énergir, il y en a qui envisagent déjà la possibilité de brancher un client consommateur sur une conduite de raccordement (cas 1).

Réponse :

Oui.

Tarif de réception

Question 11

Références :

- (i) B-0068, p. 13

Préambule :

- (i) « Pour ce qui est de toutes les autres composantes de la catégorie A (ex. : coûts d'acquisition de terrains, postes de mesurage, compression aux points d'interconnexion, etc.), celles-ci appartiennent majoritairement au poste d'injection du producteur. La capacité joue également un rôle important dans la détermination du design d'un poste d'injection. Il est donc proposé de classer également ces coûts en fonction de la capacité. »

- 11.1 Veuillez confirmer que le besoin de capacité globale de la clientèle des consommateurs n'a aucune influence sur le design du poste d'injection du producteur.

Réponse :

En effet, le besoin de capacité globale de la clientèle des consommateurs n'a aucune influence sur le design du poste d'injection du producteur.

- 11.2 Veuillez indiquer comment sont alloués en général les coûts pour lesquels aucune causalité ne peut être établie.

Réponse :

Il n'existe pas beaucoup de facteurs pour lesquels aucune causalité ne peut être établie. Lorsque c'est le cas, Énergir analyse le coût en question et propose l'allocation qui serait la plus adéquate. Il n'existe donc pas de règle généralisable applicable aux coûts n'ayant aucune causalité.

Ceci étant dit, il est important de rappeler que les coûts dont il est mentionné sont reliés au poste d'injection et directement alloués au producteur qui injecte à ce point. Les clients consommateurs ne doivent pas allouer ces coûts.

Advenant plus d'un client producteur qui injecterait en un même point, une méthode d'allocation serait proposée, mais ce cas de figure n'est pas traité dans la demande d'Énergir.

Évaluation du besoin à la pointe – Modèle de régression

Question 3

3.1.1

La table ci-dessous présente la somme des erreurs au carré (SSE) pour l'ensemble des variantes. On y retrouve les variantes de projection utilisées pour les graphiques de la section 2 (ii).

La variable « **type** » illustre l'écart entre année de projection et de calibration (N_1 = une année d'écart, N_2 = deux années d'écart, ...).

La dernière colonne « **Nombre** » fournit le nombre d'observations sur lesquelles la régression est projetée (un hiver constitué des mois de novembre à mars au pas journalier).

Année Projection	Année Calibration (Modèle de régression)	Type	SSE	SST	R ²	Nombre d'observations
2014	2013	N_1	197 417 092 363	2 808 460 399 312	0,9297063	151
2015	2014	N_1	120 066 345 079	3 588 160 526 189	0,9665382	151
2015	2013	N_2	116 758 022 973	3 403 467 617 323	0,9646350	151
2016	2015	N_1	120 363 669 413	2 290 123 639 875	0,9637586	152
2016	2014	N_2	115 214 771 578	3 497 876 082 884	0,9537483	152
2016	2013	N_3	131 399 167 543	3 588 160 526 189	0,9674602	152
2017	2016	N_1	82 997 205 364	3 403 467 617 323	0,9661478	151
2017	2015	N_2	85 765 032 387	2 290 123 639 875	0,9625500	151
2017	2014	N_3	79 848 717 811	3 497 876 082 884	0,9526469	151
2017	2013	N_4	102 404 431 024	3 403 467 617 323	0,9613926	151
2018	2017	N_1	161 782 640 773	2 290 123 639 875	0,9651334	151
2018	2016	N_2	165 635 189 932	3 497 876 082 884	0,9457291	151
2018	2015	N_3	189 832 896 994	2 290 123 639 875	0,9552843	151
2018	2014	N_4	158 097 533 228	3 497 876 082 884	0,9548018	151

3.2

Voir 3.1.1 dernière colonne du tableau.

3.3

Pour la calibration des taux de croissance, on compare les modèles sur une seule et même année normale. Les données de cette année normale sont fournies dans le fichier Excel joint (onglet « Données normales »).

À l'aide des données de l'année normale, les taux de croissance sont constitués par le processus suivant :

1. Calibration des modèles de régressions sur chacune des années d'historiques (période Hiver)
2. Projection de chacune des régressions sur l'année normale
3. Calcul des volumes d'énergie pour chacune des projections sur l'année normale
4. Calcul des taux de croissance (i.e. augmentation relative du volume d'énergie normalisé d'une année sur l'autre)

Voir fichier Excel joint, onglet « Données normales ».

3.4

Les taux de croissance produits ci-dessous sont construits **par hiver**. Pour une année donnée, un hiver constitue une période continue allant du **1^{er} novembre de l'année N-1 au 31 Mars de l'année N** (exemple : pour l'année 2013 l'Hiver débute au 1^{er} novembre 2012 et s'achève au 31 mars 2013).

3.5

Les taux de croissance présentés témoignent d'une augmentation relativement stable d'un portefeuille client utilisé dans la méthodologie de prévision de la demande de pointe d'Énergir.

L'indicateur SSE permet de constater que plus l'année de calibration du modèle est proche de l'année de projection, meilleure est la prévision de demande. Il est globalement stable sur l'ensemble des prévisions. À noter que le modèle calibré sur l'année 2014 obtient globalement moins d'écart avec l'historique.

Les graphiques illustrent une bonne calibration du modèle particulièrement sur les pointes de demande. Lorsque la demande est moins élevée (creux et mois intermédiaires) le modèle performe moins bien. Ces périodes sont :

- Les deux dernières semaines de l'année (15 au 31 décembre), l'écart de prévision est lié à une structure de la demande différente en période de vacances de fin d'années. Ce décalage a un impact particulier sur l'hiver 2018 où les températures les plus froides ont été constatées lors de cette période.
- Concernant la fin du mois de mars, l'écart est moins marqué que pour la période de décembre. Le modèle de consommation surestime la demande.

Le modèle testé est donc performant pour la prédiction des pointes de demande et présente une stabilité des résultats d'année en année.

3.6

Le taux de croissance représente l'augmentation du portefeuille client (demande globale) indépendamment de la température. Ces taux sont calculés et dépendent du modèle de prévision de la demande proposé. Ils ne peuvent pas être comparés à l'augmentation réelle de la consommation historique qui dépend des conditions climatiques.

3.7

Voir fichier Excel joint, onglet « Données graphiques ».

Date	DJ	DJ_1	DJ_V	Féerie	Jour (semaine)	Mois
2018-11-01	6,5	6,41	92,9	0	4	11
2018-11-02	7,34	6,5	96,73	0	5	11
2018-11-03	7,61	7,34	106,65	0	6	11
2018-11-04	7,9	7,61	113,48	0	7	11
2018-11-05	8,05	7,9	116,98	0	1	11
2018-11-06	7,99	8,05	118,25	0	2	11
2018-11-07	9,27	7,99	131,34	0	3	11
2018-11-08	9,15	9,27	121,15	0	4	11
2018-11-09	9,21	9,15	115,75	0	5	11
2018-11-10	9,31	9,21	134,75	0	6	11
2018-11-11	10,26	9,31	143,62	0	7	11
2018-11-12	10,66	10,26	146,52	0	1	11
2018-11-13	10,73	10,66	153,46	0	2	11
2018-11-14	10,14	10,73	159,08	0	3	11
2018-11-15	10,61	10,14	148,16	0	4	11
2018-11-16	10,95	10,61	167,8	0	5	11
2018-11-17	11,34	10,95	161,59	0	6	11
2018-11-18	11,75	11,34	149,05	0	7	11
2018-11-19	11,05	11,75	145,3	0	1	11
2018-11-20	11,49	11,05	181,78	0	2	11
2018-11-21	12,12	11,49	178,09	0	3	11
2018-11-22	12,8	12,12	189,38	0	4	11
2018-11-23	12,82	12,8	187,01	0	5	11
2018-11-24	12,92	12,82	196,79	0	6	11
2018-11-25	13,34	12,92	193,74	0	7	11
2018-11-26	13,11	13,34	187,15	0	1	11
2018-11-27	13,33	13,11	195,29	0	2	11
2018-11-28	13,04	13,33	194,66	0	3	11
2018-11-29	13,73	13,04	192,55	0	4	11
2018-11-30	13,52	13,73	187,15	0	5	11
2018-12-01	14,06	13,52	219,75	0	6	12
2018-12-02	14,6	14,06	254,96	0	7	12
2018-12-03	15,01	14,6	247,78	0	1	12
2018-12-04	15,92	15,01	225,28	0	2	12
2018-12-05	15,76	15,92	216,54	0	3	12
2018-12-06	14,81	15,76	240,85	0	4	12
2018-12-07	17,57	14,81	270,53	0	5	12
2018-12-08	18,65	17,57	239,85	0	6	12
2018-12-09	17,25	18,65	244,69	0	7	12
2018-12-10	17	17,25	258,92	0	1	12
2018-12-11	18,09	17	251	0	2	12
2018-12-12	18,18	18,09	247,98	0	3	12
2018-12-13	18,19	18,18	256,93	0	4	12
2018-12-14	17,94	18,19	260,85	0	5	12
2018-12-15	17,67	17,94	280,78	0	6	12
2018-12-16	17,93	17,67	283,21	0	7	12
2018-12-17	19,09	17,93	288,62	0	1	12
2018-12-18	20,19	19,09	287,49	0	2	12
2018-12-19	20,8	20,19	297,61	0	3	12
2018-12-20	20,3	20,8	302,5	0	4	12
2018-12-21	19,25	20,3	313,31	0	5	12
2018-12-22	18,34	19,25	288,27	0	6	12
2018-12-23	17,35	18,34	247,28	0	7	12
2018-12-24	18,55	17,35	272,77	1	1	12
2018-12-25	19,45	18,55	306,14	1	2	12
2018-12-26	19,77	19,45	322,89	1	3	12
2018-12-27	20,26	19,77	287,25	1	4	12
2018-12-28	19,23	20,26	277,93	0	5	12
2018-12-29	20,07	19,23	311,07	0	6	12
2018-12-30	21,93	20,07	342,5	0	7	12
2018-12-31	20,46	21,93	269,16	0	1	12
2019-01-01	20,6	20,46	333,93	1	2	1
2019-01-02	21,66	20,6	330,44	1	3	1
2019-01-03	21,17	21,66	312,3	0	4	1
2019-01-04	20,14	21,17	338,09	0	5	1
2019-01-05	20,95	20,14	324,47	0	6	1
2019-01-06	20,86	20,95	326,26	0	7	1
2019-01-07	21,7	20,86	372,39	0	1	1
2019-01-08	22,44	21,7	345,07	0	2	1
2019-01-09	22,04	22,44	332,48	0	3	1
2019-01-10	22,02	22,04	343,54	0	4	1
2019-01-11	21,59	22,02	359,78	0	5	1
2019-01-12	21,62	21,59	317,23	0	6	1
2019-01-13	22,14	21,62	371,28	0	7	1
2019-01-14	22,84	22,14	341,38	0	1	1
2019-01-15	23,76	22,84	378,28	0	2	1

Date	DJ	DJ_1	DJ_V	Féerie	Jour (semaine)	Mois
2019-01-16	23,97	23,76	372,31	0	3	1
2019-01-17	23,66	23,97	349,79	0	4	1
2019-01-18	21,72	23,66	337,24	0	5	1
2019-01-19	21,25	21,72	324,94	0	6	1
2019-01-20	23,58	21,25	375,57	0	7	1
2019-01-21	23,95	23,58	347,88	0	1	1
2019-01-22	22,51	23,95	366,43	0	2	1
2019-01-23	20,84	22,51	325,23	0	3	1
2019-01-24	20,82	20,84	356,33	0	4	1
2019-01-25	21,83	20,82	357,19	0	5	1
2019-01-26	22,25	21,83	344,43	0	6	1
2019-01-27	22,25	22,25	346,7	0	7	1
2019-01-28	21,64	22,25	318,81	0	1	1
2019-01-29	21,58	21,64	352,7	0	2	1
2019-01-30	21,79	21,58	319,05	0	3	1
2019-01-31	21,99	21,79	339,37	0	4	1
2019-02-01	21,94	21,99	315,97	0	5	2
2019-02-02	22,42	21,94	337,6	0	6	2
2019-02-03	21,49	22,42	286,2	0	7	2
2019-02-04	22,47	21,49	355,59	0	1	2
2019-02-05	23,04	22,47	374,82	0	2	2
2019-02-06	22,67	23,04	342,27	0	3	2
2019-02-07	22,09	22,67	356,03	0	4	2
2019-02-08	21,84	22,09	374,35	0	5	2
2019-02-09	22,41	21,84	303,42	0	6	2
2019-02-10	22,4	22,41	336,44	0	7	2
2019-02-11	22,77	22,4	345,2	0	1	2
2019-02-12	22,36	22,77	341,41	0	2	2
2019-02-13	21,6	22,36	362,69	0	3	2
2019-02-14	21,13	21,6	321,86	0	4	2
2019-02-15	20,48	21,13	320,53	0	5	2
2019-02-16	21,15	20,48	297,22	0	6	2
2019-02-17	20,54	21,15	312,51	0	7	2
2019-02-18	19,03	20,54	277,02	0	1	2
2019-02-19	17,03	19,03	292,22	0	2	2
2019-02-20	16,97	17,03	277,46	0	3	2
2019-02-21	17,33	16,97	263,79	0	4	2
2019-02-22	17,72	17,33	263,59	0	5	2
2019-02-23	18,63	17,72	293,03	0	6	2
2019-02-24	18,81	18,63	280,93	0	7	2
2019-02-25	19,47	18,81	286,37	0	1	2
2019-02-26	19,21	19,47	298,45	0	2	2
2019-02-27	18,65	19,21	289,92	0	3	2
2019-02-28	18,77	18,65	275,77	0	4	2
2019-03-01	18,34	18,77	303,39	0	5	3
2019-03-02	18,96	18,34	314,09	0	6	3
2019-03-03	19,3	18,96	312,19	0	7	3
2019-03-04	18,09	19,3	285,02	0	1	3
2019-03-05	17,54	18,09	291,86	0	2	3
2019-03-06	17,32	17,54	273,93	0	3	3
2019-03-07	16,24	17,32	251,46	0	4	3
2019-03-08	17,09	16,24	269,52	0	5	3
2019-03-09	17,03	17,09	248,47	0	6	3
2019-03-10	15,42	17,03	236,86	0	7	3
2019-03-11	15,24	15,42	260,56	0	1	3
2019-03-12	16,38	15,24	252,26	0	2	3
2019-03-13	15,27	16,38	240,94	0	3	3
2019-03-14	14,06	15,27	241,54	0	4	3
2019-03-15	14,89	14,06	244,69	0	5	3
2019-03-16	15,12	14,89	234,93	0	6	3
2019-03-17	14,97	15,12	236,1	0	7	3
2019-03-18	14,86	14,97	235,81	0	1	3
2019-03-19	13,9	14,86	200,51	0	2	3
2019-03-20	13,93	13,9	211,28	0	3	3
2019-03-21	13,68	13,93	239,81	0	4	3
2019-03-22	13,94	13,68	251,1	0	5	3
2019-03-23	13,71	13,94	214,01	0	6	3
2019-03-24	13,42	13,71	198,7	0	7	3
2019-03-25	11,96	13,42	177,3	0	1	3
2019-03-26	12,41	11,96	209,82	0	2	3
2019-03-27	11,59	12,41	172,81	0	3	3
2019-03-28	10,35	11,59	153,94	0	4	3
2019-03-29	9,79	10,35	158,74	0	5	3
2019-03-30	9,35	9,79	152,21	0	6	3
2019-03-31	9,56	9,35	141,09	0	7	3

Comparaison prévision de la demande 2015

Date	Consommation	DJ	N_1	N_2
1-nov.	368117	9,9	397 233	384 237
2-nov.	422818	11,1	445 921	432 151
3-nov.	438908	8,5	442 378	437 983
4-nov.	393113	4,3	383 192	365 885
5-nov.	393738	5,9	389 401	369 154
6-nov.	424871	8,7	443 196	424 076
7-nov.	448242	12,2	472 564	460 962
8-nov.	399444	10,4	412 596	401 227
9-nov.	400422	9,2	413 042	396 761
10-nov.	444051	9,4	448 900	444 869
11-nov.	432343	8	444 752	432 553
12-nov.	468927	9,7	472 492	459 125
13-nov.	536470	12,6	518 558	505 946
14-nov.	520729	15,8	537 296	531 541
15-nov.	461024	13,8	483 337	478 035
16-nov.	465201	12,6	473 718	462 869
17-nov.	529296	13,6	538 684	542 055
18-nov.	610997	18,1	640 920	644 639
19-nov.	602097	17,3	624 455	624 654
20-nov.	607944	17,2	636 288	633 608
21-nov.	620827	19,3	625 002	626 462
22-nov.	461483	11,2	456 114	448 925
23-nov.	407667	6,9	384 257	365 619
24-nov.	373243	2,6	345 978	332 989
25-nov.	482819	10,1	453 836	441 683
26-nov.	548651	14,4	538 969	531 669
27-nov.	574336	16,9	589 615	583 664
28-nov.	605319	20	611 934	612 911
29-nov.	486363	14,4	512 113	509 478
30-nov.	426317	9	428 870	414 190
1-déc.	618848	20,5	621 887	632 028
2-déc.	677423	18,6	651 937	657 834
3-déc.	584136	14,2	589 298	586 359
4-déc.	731303	24,3	700 779	704 014
5-déc.	613314	18,8	628 111	630 922
6-déc.	573338	18,8	553 840	555 084
7-déc.	721384	26,3	689 281	697 041
8-déc.	678906	19,2	669 480	685 124
9-déc.	591684	14,2	593 655	594 243
10-déc.	565539	13,5	567 218	561 912
11-déc.	527099	14,7	567 644	559 381
12-déc.	561641	16,2	554 145	549 900
13-déc.	524449	16,5	521 077	519 050
14-déc.	529043	15,3	521 636	515 124
15-déc.	568808	14,5	543 307	547 864
16-déc.	538514	13,5	544 697	541 352
17-déc.	537736	13,4	531 086	523 575
18-déc.	575814	15,8	580 769	573 668
19-déc.	624767	22,8	642 283	645 894
20-déc.	597079	23,2	633 771	642 092
21-déc.	604035	21,2	637 002	640 634
22-déc.	610480	18,2	632 162	644 306
23-déc.	476290	11,1	525 173	520 482
24-déc.	380464	8,2	458 794	444 667
25-déc.	396018	9,2	482 745	466 466
26-déc.	406950	10,5	444 992	431 272
27-déc.	382035	8,9	383 260	369 312
28-déc.	484330	15	501 989	492 737
29-déc.	656670	24,2	696 198	713 161
30-déc.	728275	26,9	779 636	796 776
31-déc.	624062	21	733 255	742 721
1-janv.	553673	18,9	683 054	684 375
2-janv.	678212	26,7	722 457	732 729
3-janv.	649704	22,6	673 230	684 225
4-janv.	599511	18	626 371	627 946
5-janv.	910596	31,2	827 262	854 980
6-janv.	823380	25,4	785 850	804 078
7-janv.	966858	36,1	944 212	971 340
8-janv.	851612	25,8	832 908	848 385
9-janv.	750797	24,4	734 452	745 762
10-janv.	692509	24,2	679 889	691 466
11-janv.	657651	18,7	611 015	612 363

Comparaison prévision de la demande 2016

Date	Consommation	DJ	N_1	N_2	N_3
1-nov.	348303	4,1	319 564	333 236	309 064
2-nov.	379003	5,5	375 996	374 617	363 306
3-nov.	367730	5,6	386 633	392 278	374 768
4-nov.	379610	5,2	383 800	389 163	368 125
5-nov.	335624	0,5	302 100	324 865	294 792
6-nov.	288546	0,7	251 120	267 517	237 398
7-nov.	346069	8,4	330 759	338 139	318 917
8-nov.	384120	7,9	386 984	396 412	377 559
9-nov.	400235	7,5	425 015	423 649	416 662
10-nov.	405794	6,2	406 717	413 679	398 009
11-nov.	405435	5,7	392 743	397 387	377 121
12-nov.	369524	4,3	368 305	387 098	362 170
13-nov.	396984	9,3	412 370	421 739	404 551
14-nov.	418111	11,5	420 799	431 032	419 993
15-nov.	401737	8,6	407 764	416 486	399 678
16-nov.	479879	12,9	513 036	503 640	503 497
17-nov.	511423	13,6	543 914	542 279	537 904
18-nov.	424612	5	415 180	426 980	409 529
19-nov.	370155	3,2	347 716	367 577	340 971
20-nov.	417640	10,6	421 474	425 438	408 768
21-nov.	385418	8,9	379 336	392 534	378 496
22-nov.	459998	13	470 593	472 294	459 910
23-nov.	565993	17,1	599 159	586 311	593 418
24-nov.	611010	18,6	633 120	623 113	626 175
25-nov.	507185	10,8	526 728	532 347	524 172
26-nov.	416318	4,6	393 276	414 458	392 197
27-nov.	421227	9,3	407 287	414 806	397 262
28-nov.	493532	16	484 790	485 222	479 052
29-nov.	572188	18,7	587 330	583 571	581 170
30-nov.	618520	18	628 967	615 476	625 690
1-déc.	520105	11,4	527 863	531 616	526 757
2-déc.	480836	10,2	484 202	484 432	471 932
3-déc.	502726	11,3	498 990	509 961	495 707
4-déc.	445507	8,9	427 143	438 721	423 690
5-déc.	416744	9,8	386 253	396 443	382 678
6-déc.	451757	11,3	444 315	448 017	433 754
7-déc.	481936	11,6	502 867	497 042	496 521
8-déc.	489472	11,8	507 989	507 398	500 073
9-déc.	452670	8,2	457 764	463 197	448 738
10-déc.	409763	6	403 608	420 073	398 211
11-déc.	357830	4	327 293	342 583	319 123
12-déc.	382245	9,7	361 859	368 296	351 937
13-déc.	440422	11,6	450 166	454 375	440 543
14-déc.	461790	10,2	486 585	485 213	483 498
15-déc.	493571	12	507 402	506 531	498 959
16-déc.	527371	12,3	522 619	521 361	511 891
17-déc.	445832	8,2	453 822	469 584	452 174
18-déc.	462402	12,3	471 858	477 682	465 611
19-déc.	526737	17	525 536	531 952	529 384
20-déc.	513604	15,1	530 813	531 852	525 264
21-déc.	485715	10,9	506 964	504 136	504 489
22-déc.	462612	11,1	496 872	497 510	489 241
23-déc.	380590	6,1	424 074	433 009	415 881
24-déc.	299988	5	383 209	401 781	378 064
25-déc.	346789	10,5	425 190	429 133	413 012
26-déc.	411215	12,5	434 449	441 420	431 588
27-déc.	531626	18,6	576 613	573 499	569 769
28-déc.	665722	24,4	750 254	735 502	755 030
29-déc.	650416	22	740 820	740 481	752 924
30-déc.	567911	18	650 952	645 304	647 134
31-déc.	493853	15,5	598 082	607 889	602 385
1-janv.	483337	15,5	561 023	570 129	565 994
2-janv.	476503	14	486 057	496 979	491 853
3-janv.	678467	23,4	661 312	652 755	655 740
4-janv.	806742	30,4	853 448	826 680	854 784
5-janv.	772281	24,3	794 549	790 834	808 268
6-janv.	640692	18,3	665 643	661 554	664 857
7-janv.	601367	17,5	622 049	625 232	621 578
8-janv.	536997	13,4	529 277	539 640	533 349
9-janv.	461439	10,1	410 045	423 229	411 966
10-janv.	528728	12,8	486 784	496 440	485 513
11-janv.	728277	23,5	711 984	695 003	710 742

Comparaison prévision de la demande 2017

Date	Consommation	DJ	N_1	N_2	N_3	N_4
1-nov.	441398	5,2	411 087	415 408	425 479	409 396
2-nov.	382088	2,4	348 279	347 389	356 835	331 238
3-nov.	423137	6,7	414 410	403 747	416 323	391 799
4-nov.	443539	10,8	455 993	451 496	456 257	440 755
5-nov.	361442	7,7	382 018	367 527	380 398	364 020
6-nov.	441719	10,9	444 683	439 530	440 705	424 108
7-nov.	448257	7,7	453 680	452 981	452 045	446 322
8-nov.	384002	3,5	371 044	374 130	384 943	365 223
9-nov.	471739	10,6	475 986	479 865	476 825	461 115
10-nov.	416016	4,8	426 022	411 739	434 037	411 400
11-nov.	471533	11,8	478 298	469 869	476 120	461 769
12-nov.	396078	7,7	401 120	381 361	399 504	384 365
13-nov.	374952	5	360 762	347 651	361 051	337 432
14-nov.	413588	6,2	404 823	402 803	400 861	390 385
15-nov.	409996	5,3	397 136	400 441	408 506	390 566
16-nov.	411629	6,6	415 937	418 135	421 212	401 051
17-nov.	428775	8,2	452 605	444 321	455 964	435 188
18-nov.	417211	8,6	430 622	423 466	433 425	416 019
19-nov.	370112	7	368 589	351 388	365 945	348 006
20-nov.	471815	12,6	489 112	478 204	482 566	468 860
21-nov.	580895	14,7	597 758	593 216	590 529	595 843
22-nov.	582054	14,3	591 631	595 793	600 299	598 652
23-nov.	556375	14,6	580 521	587 972	584 785	579 003
24-nov.	567625	13,2	571 848	564 791	575 691	565 367
25-nov.	497717	12,4	498 732	498 318	502 024	491 095
26-nov.	455810	12,2	458 392	447 489	454 193	444 173
27-nov.	502276	13,1	504 186	498 656	500 878	489 502
28-nov.	590621	14,5	577 305	579 130	571 344	575 631
29-nov.	529630	11,7	533 835	541 282	545 070	539 192
30-nov.	484986	8,1	475 035	474 922	482 559	467 736
1-déc.	486315	8,6	478 409	465 731	481 776	462 884
2-déc.	483044	11	474 978	468 000	475 913	461 982
3-déc.	478762	13,7	485 378	472 512	478 840	470 545
4-déc.	540455	16,5	559 445	557 694	554 520	547

Comparaison prévision de la demande 2015

Date	Consommation	DJ	N_1	N_2
12-janv.	751043	25,5	730 999	751 155
13-janv.	887744	33,6	868 833	893 947
14-janv.	882546	30,9	857 116	878 892
15-janv.	751640	21,1	741 676	749 127
16-janv.	858800	31,4	816 800	834 671
17-janv.	754252	27,4	744 966	762 871
18-janv.	562513	13,5	549 347	545 746
19-janv.	704083	23,1	700 002	716 417
20-janv.	867956	30	825 851	846 608
21-janv.	801772	28,3	814 619	832 275
22-janv.	763816	24,3	759 438	768 695
23-janv.	599141	15,8	599 125	599 076
24-janv.	560135	18,1	550 590	550 794
25-janv.	757175	29,8	751 544	764 096
26-janv.	858557	28,8	855 182	885 770
27-janv.	839150	25,9	797 340	815 945
28-janv.	775571	26,1	771 183	784 687
29-janv.	663715	17,6	662 947	663 639
30-janv.	756586	28,1	748 552	760 556
31-janv.	767996	30,3	783 239	803 796
1-févr.	838160	33	859 476	881 694
2-févr.	942347	34	927 654	965 018
3-févr.	807104	24,8	791 196	810 043
4-févr.	740106	22,1	710 545	718 828
5-févr.	863377	31,7	842 896	858 619
6-févr.	777115	27,1	768 378	783 866
7-févr.	758054	29	753 614	771 791
8-févr.	836833	28,7	840 621	859 752
9-févr.	841971	25,5	785 086	810 224
10-févr.	771360	26,2	779 479	796 574
11-févr.	798579	25,6	776 743	790 430
12-févr.	817965	28,6	837 424	852 266
13-févr.	896863	34,2	882 330	906 455
14-févr.	800803	29,3	820 108	843 467
15-févr.	885234	33,6	889 838	913 804
16-févr.	939713	32,9	909 683	945 746
17-févr.	861024	28,9	824 077	846 217
18-févr.	780899	23,6	755 984	768 216
19-févr.	865408	28,8	865 395	881 450
20-févr.	864744	29,4	827 696	846 854
21-févr.	684219	22,7	648 679	658 885
22-févr.	684861	23,4	692 670	700 179
23-févr.	928902	35,2	897 717	932 050
24-févr.	792341	24,1	802 348	821 749
25-févr.	810245	26,9	786 312	800 634
26-févr.	854586	30,4	839 230	855 161
27-févr.	799481	26,9	795 461	812 085
28-févr.	683155	24,2	678 754	690 769
01-mars	618538	18,8	609 373	610 694
02-mars	715327	23	696 877	714 120
03-mars	647616	18	658 046	664 491
04-mars	648828	18,4	651 377	653 487
05-mars	805680	29,1	792 115	803 225
06-mars	692355	22,8	725 848	736 693
07-mars	571418	18,1	571 260	573 984
08-mars	571562	16,5	555 115	551 249
09-mars	553475	14,1	552 459	557 552
10-mars	470858	8	466 334	456 294
11-mars	533227	12	509 534	499 200
12-mars	651060	20,7	642 796	640 904
13-mars	550736	16,9	586 743	585 768
14-mars	516109	15	512 767	509 780
15-mars	574529	18,7	565 674	562 705
16-mars	531170	13,2	537 953	542 318
17-mars	671561	19,6	647 294	651 902
18-mars	706819	22,9	715 242	723 107
19-mars	636349	20,1	684 243	686 520
20-mars	490763	13,6	535 353	530 042
21-mars	578277	19,8	572 186	573 829
22-mars	731280	26,1	735 026	745 429
23-mars	726343	23,5	737 722	758 880
24-mars	599464	17,8	637 874	643 259

Comparaison prévision de la demande 2016

Date	Consommation	DJ	N_1	N_2	N_3
12-janv.	675692	19,9	705 562	708 613	718 226
13-janv.	785534	25,9	780 958	767 498	779 003
14-janv.	777004	26	787 843	782 447	792 615
15-janv.	716366	21,8	708 954	716 969	725 723
16-janv.	601219	18,9	586 040	591 157	594 609
17-janv.	640634	21,5	644 509	638 539	640 954
18-janv.	812192	26,4	820 218	815 630	841 018
19-janv.	804417	23,6	786 678	790 361	806 646
20-janv.	732988	23,1	748 051	739 817	749 344
21-janv.	740987	22	728 033	733 333	738 544
22-janv.	697459	23,3	699 498	695 606	703 008
23-janv.	680356	25,9	691 851	682 610	694 347
24-janv.	659797	20,5	652 196	650 385	654 407
25-janv.	616291	15,5	603 538	597 900	606 446
26-janv.	588502	12,7	554 852	562 854	559 742
27-janv.	682336	19,7	650 389	641 227	641 657
28-janv.	596628	14,4	580 515	590 080	583 460
29-janv.	587272	17,7	586 500	589 005	586 641
30-janv.	546452	16,4	517 848	519 592	517 190
31-janv.	468869	9,1	434 980	445 830	431 823
1-févr.	551157	14,1	540 481	532 038	534 084
2-févr.	623097	17,5	615 118	610 045	611 315
3-févr.	526516	9,6	506 447	515 020	505 141
4-févr.	571434	14,3	543 812	549 840	538 921
5-févr.	601003	18,4	586 550	584 004	581 614
6-févr.	530666	15,1	511 693	520 938	518 188
7-févr.	676310	21,9	656 409	656 624	659 435
8-févr.	705518	20,6	707 801	703 129	719 919
9-févr.	689021	20,4	686 138	679 515	687 168
10-févr.	682045	21,5	706 524	697 407	703 275
11-févr.	872505	30,1	862 306	859 320	874 601
12-févr.	751414	26,5	795 204	795 889	811 848
13-févr.	929266	38,2	943 872	936 731	968 359
14-févr.	929164	34,2	931 818	921 314	948 592
15-févr.	784982	21,1	750 528	745 816	767 651
16-févr.	663605	15,7	623 502	629 588	632 551
17-févr.	689960	20,5	676 260	668 067	670 924
18-févr.	773317	25,2	758 235	752 402	759 510
19-févr.	603522	14,4	579 668	594 693	593 419
20-févr.	495385	10,8	427 450	440 939	431 159
21-févr.	644562	20,4	601 040	594 815	592 714
22-févr.	766428	24,9	749 360	727 463	747 153
23-févr.	684797	18,8	681 816	682 185	690 163
24-févr.	600824	13,1	576 269	583 778	579 461
25-févr.	636387	17	616 657	627 546	622 768
26-févr.	718726	23,5	695 464	693 783	700 166
27-févr.	565138	14,8	538 271	555 582	555 653
28-févr.	660888	20,1	613 651	611 050	610 516
01-mars	694566	19,8	689 684	685 940	701 076
02-mars	741348	22,8	742 642	741 638	753 556
03-mars	805353	26,9	821 573	814 589	829 668
04-mars	843643	28,3	834 078	827 862	841 723
05-mars	716064	23,7	718 405	711 861	721 609
06-mars	594613	18,7	579 952	582 341	585 577
07-mars	525777	13,7	521 504	528 243	521 211
08-mars	534354	11,2	506 072	502 285	502 366
09-mars	504047	11,2	497 504	497 972	489 787
10-mars	440109	6,4	424 912	431 942	414 873
11-mars	510543	11,6	485 771	492 803	476 966
12-mars	494782	11,9	476 995	484 533	473 365
13-mars	409307	7,5	363 311	379 615	364 543
14-mars	465237	11,2	435 131	438 070	422 766
15-mars	493214	10,2	490 283	490 612	489 143
16-mars	465398	8,6	457 923	463 613	452 269
17-mars	448309	8,8	455 633	458 672	443 588
18-mars	484538	10,9	487 629	499 177	483 848
19-mars	543186	17,1	560 331	560 878	555 984
20-mars	542827	18,6	561 730	564 581	565 472
21-mars	534339	16,7	559 917	558 055	553 926
22-mars	554494	14,9	583 901	579 194	585 695
23-mars	526035	12,9	544 281	546 116	542 072
24-mars	579563	15,6	585 805	582 840	578 363

Comparaison prévision de la demande 2017

Date	Consommation	DJ	N_1	N_2	N_3	N_4
12-janv.	580737	13,2	561 367	550 648	561 645	549 456
13-janv.	770353	26,3	742 250	744 681	733 599	741 571
14-janv.	688495	23,7	701 159	697 782	696 048	707 332
15-janv.	702666	22,1	688 974	691 774	685 616	690 781
16-janv.	623578	14,2	614 541	614 590	613 977	622 363
17-janv.	659450	17,1	635 563	641 316	641 664	643 431
18-janv.	617617	15	598 156	605 992	603 785	599 812
19-janv.	561986	12,2	549 652	544 646	554 844	543 025
20-janv.	520883	12,2	494 758	492 930	497 498	486 012
21-janv.	480385	12,2	456 292	446 036	451 994	441 824
22-janv.	560035	14,2	543 311	531 189	538 302	529 462
23-janv.	636206	15,8	628 632	622 458	621 229	629 043
24-janv.	638212	15,6	616 860	621 927	625 129	625 647
25-janv.	582345	13,8	574 851	581 334	580 455	574 367
26-janv.	584026	13,3	587 882	574 932	590 484	580 849
27-janv.	592687	15,7	584 097	575 185	583 521	578 547
28-janv.	522484	14,4	520 582	506 651	516 663	511 102
29-janv.	591636	19,3	609 994	609 336	603 148	600 580
30-janv.	761922	25,6	776 191	787 036	765 212	786 356
31-janv.	765524	25,3	798 849	815 256	805 778	822 581
1-févr.	727011	21,4	729 633	743 770	735 236	743 061
2-févr.	747016	22,2	749 929	747 128	750 444	755 142
3-févr.	704017	22,7	720 040	720 013	719 710	727 170
4-févr.	624370	18,8	624 679	612 200	620 601	624 797
5-févr.	648268	19,4	655 288	646 088	649 980	650 947
6-févr.	793766	24,8	770 610	778 686	760 049	780 579
7-févr.	735742	18,9	723 393	725 379	733 750	743 602
8-févr.	736557	21,5	730 568	735 907	731 270	737 562
9-févr.	860003	27,8	844 839	844 110	840 711	852 853
10-févr.	829458	27,4	822 159	824 192	821 249	837 548
11-févr.	753148	26	758 495	751 135	751 525	767 084
12-févr.	700242					

Comparaison prévision de la demande 2015

Date	Consommation	DJ	N_1	N_2
25-mars	478172	9,2	502 360	492 391
26-mars	509500	11,7	501 013	486 966
27-mars	541018	17,1	553 291	548 778
28-mars	523656	19,1	554 698	555 812
29-mars	483512	12,7	508 081	500 228
30-mars	543517	13,2	535 041	538 061
31-mars	569125	16,6	580 972	580 654

Comparaison prévision de la demande 2016

Date	Consommation	DJ	N_1	N_2	N_3
25-mars	596489	16,3	617 489	631 579	627 242
26-mars	532705	15	546 135	551 859	546 681
27-mars	454189	13,9	469 197	474 244	467 721
28-mars	360902	6,4	379 779	392 248	373 636
29-mars	471748	10	464 691	461 344	457 191
30-mars	519211	11,8	510 915	513 064	505 751
31-mars	431420	6,1	422 754	430 755	413 618

Comparaison prévision de la demande 2017

Date	Consommation	DJ	N_1	N_2	N_3	N_4
25-mars	553089	16,8	549 676	540 056	543 142	540 633
26-mars	536827	12,8	521 850	514 569	521 435	511 998
27-mars	545273	11,3	518 405	520 228	515 022	514 731
28-mars	512767	10,7	497 866	507 161	508 274	499 283
29-mars	534415	10,8	510 218	513 571	515 167	503 148
30-mars	503083	11,2	521 961	514 422	525 254	510 493
31-mars	505115	11,6	492 999	486 851	495 136	483 050

Comparaison prévision de la demande 2018

Date	Consommation	DJ	N_1	N_2	N_3	N_4
25-mars	523487	13,9	540 639	543 753	538 455	541 422
26-mars	536382	12,3	561 046	552 623	555 773	549 087
27-mars	475966	8,9	508 584	494 528	500 032	506 994
28-mars	471644	9,4	498 023	483 750	489 768	489 269
29-mars	421980	7,6	467 908	471 488	461 059	476 987
30-mars	445290	11	481 855	480 762	474 387	481 253
31-mars	386098	8,1	409 708	411 275	392 506	408 922



REPORT

LNG PEAK SHAVING REDUNDANCY STUDY

CONFIDENTIAL

Prepared For:
Energir
1717, rue de Havre
Montréal, Québec H2K 2X3

Prepared By:
Stephen Pogorski, Ing.
Jenmar Concepts
A Division of Jenmar Compressors Inc.
#319 – 9440 202 Street,
Langley, BC
V1M 3Z4

Submitted:
December 3, 2018

<i>Document Approval Status</i>					
	<i>Rev.</i>	<i>Company</i>	<i>Name</i>	<i>Date</i>	<i>Signature</i>
Prepared by	A	Jenmar Concepts	Stephen Pogorski	2018-11-07	
Prepared by	B	Jenmar Concepts	Stephen Pogorski	2018-11-30	
Prepared by	Final	Jenmar Concepts	Stephen Pogorski	2018-12-03	
Approved by	Final	Jenmar Concepts	Mark Epp	2018-12-03	

<i>Revision History</i>			
<i>Rev.</i>	<i>Document Status</i>	<i>Issued By</i>	<i>Date</i>
A	Draft Report	Stephen Pogorski	2018-11-09
B	Draft Report	Stephen Pogorski	2018-11-30
Final	Draft Report	Stephen Pogorski	2018-12-03

Copyright Jenmar Compressors Inc. 2018 All rights reserved.

Disclaimer

This report was prepared based in part on information not within the control of the consultant, Jenmar Compressors Inc. (dba Jenmar Concepts). We have performed some analysis and verification and rendered some judgement on the validity of information provided by others. While it is believed that the information contained within this report is reliable within the context of this study, we cannot guarantee complete accuracy.

This document, and the opinions, analysis, evaluations, or recommendations within are for the sole use and benefit of the contracting parties. There are no intended third-party beneficiaries, and Jenmar Concepts shall have no liability whatsoever to third parties for any defect, deficiency, error, or omission in any statement contained in or in any way related to this document or the services provided.

Revision: Final
 Approved By: M. Epp
 Issued By: S. Pogorski
 Date: 2018-12-03

Jenmar Concepts, a division of Jenmar Compressors Inc.
 Eastern Office: 29 Agar Crescent, Toronto, Ontario M9B 5A7
 Western Office 319-9440 202 Street, Langley, BC, V1M 3Z4
 Telephone: Western Office: 604-888-4430 Eastern Office: 647-649-3970
www.jenmarconcepts.com

CONTENTS

1.0	EXECUTIVE SUMMARY	4
2.0	INTRODUCTION	4
2.1	Background and Study Objective	4
2.2	Facilitation and Validation Team	5
2.3	Reliability, Availability and N + 1 Redundancy Overview.....	6
2.4	Reference Documentation.....	7
3.0	METHODOLOGY	8
4.0	RESULTS.....	9
4.1	Analysis of LSR Plant Send-out Data	9
4.2	Vaporization System Equipment Review and Analysis	10
5.0	RECOMMENDATIONS AND CONCLUSIONS.....	18

1.0 EXECUTIVE SUMMARY

Energir utilizes a number of supply sources to meet fluctuating daily demand during the winter season. One of these supply sources comes from the LSR Liquefied Natural Gas (LNG) plant located in North-east Montréal. The LSR plant has the facility to liquefy and store large quantities of natural gas in liquid form which can be quickly vapourized when required and delivered into the gas distribution system. The high deliverability and fast deployment capability of the LSR plant makes it a critical supply source asset in the Energir system which is relied on annually between December 1 to March 31.

This report presents the results of the LNG Peak Shaving study undertaken to review the redundancy philosophy used by Energir to determine a guaranteed output from the plant that can be used for both planning and delivery purposes.

The philosophy employed by Energir to develop a value for firm capacity (guaranteed output) from the plant is based on an N+1 (3+1) redundancy level. It considers 3 LNG pumps out of 4 in operation combined with 3 vaporisers out of 4 vaporizers in operation. Based on that philosophy the guaranteed output from the plant is 195,038 GJ/day (5,097,705 m³/day) which represents 75% of the total installed vaporization capacity of 260,050 GJ/day (6,796,941 m³/day).

The study involved a review of the information provided by Energir with respect to a review of plant delivery data during a number of seasons; a site visit; review of relevant drawings and, meetings with LSR plant staff.

The results of the study confirm that an N + 1 philosophy and the guaranteed output from the plant of 195,038 GJ/day (5,097,705 m³/day) is appropriate with an availability of the core equipment in the system in excess of 99.9% based on the equipment, equipment configuration, maintenance program and spare parts in place. Requests for quantities in excess of the guarantee of 195,038 GJ/day, which is 75% of the total installed capacity of 260,050 GJ/day, should be considered only on a “best efforts basis” as the availability will be less than 99% when the redundancy is less than N + 1. Opportunities to further improve the reliability and availability of the system should be focused on increasing the mean time between failure and the mean time to repair the burner system which was identified as the weakest link in the system.

2.0 INTRODUCTION

2.1 Background and Study Objective

Natural gas utilities and transmission pipeline companies utilize a number of supply sources to meet fluctuating daily demand. During extremely cold periods of weather, the normal seasonal baseline demand for natural gas may be far exceeded. These “peak” demand periods require supply sources, such as vaporized liquefied natural gas (LNG), that can be rapidly delivered into the gas distribution system to meet the peak demand. The peak demand period in the Energir franchise territory occurs annually between December 1 to March 31.

The LSR plant, shown in Figure 2.1.1, is located in North-east Montréal. The plant has an LNG total installed production capacity of 30,900 GJ/day from two independent trains and a total LNG storage capacity of 2,100,000 GJ stored in two storage tanks which are shown as the white cylinders in Figure 2.1.1.

Figure 2.1.1 – LSR Plant Aerial View



The LSR plant has a total installed vaporization capacity of 260,050 GJ/day (6,796,941 m³/day). The LNG is supplied to 4 independent vaporizers via 4 LNG pumps.

The philosophy employed by Energir to develop a value for firm capacity (guaranteed output) from the plant is based on an N+1 (3+1) redundancy level. It considers 3 LNG pumps out of 4 in operation combined with 3 vaporisers out of 4 vaporizers in operation. Based on that philosophy the guaranteed output from the plant is 195,038 GJ/day (5,097,705 m³/day).

This study will review and provide comments on the appropriateness of this philosophy to determine the guaranteed plant output.

2.2 Facilitation and Validation Team

The following personnel were directly involved at various stages of the project. Jenmar would like to thank the various participants for their efforts and time in contributing to the successful completion of the project.

Name	Position	Company
Stephen Pogorski	Project Engineer	Jenmar Concepts
René Brousseau	Technical Director LNG Projects	Energir
Nicolas Drouin-Audet	Maintenance Manager LSR plant	Energir

2.3 Reliability, Availability and N + 1 Redundancy Overview

The following section provides a high-level overview of reliability analysis and provides definitions for terms used in this study.

Reliability is defined as the probability that an item will perform a required function without failure under stated conditions for a stated period of time.

Availability is the probability that an item is in an operable state at a specified point in time. Like reliability, availability is a probability value, with values ranging from 0 to 100%. Unlike reliability, availability takes into account repair times.

The equation for the calculation of steady state availability is: $\text{Availability} = \text{MTBF} / (\text{MTBF} + \text{MTTR})$

MTBF is mean time between failure and MTTR is mean time to repair.

Equipment with a very long MTBF relative to the operational period is reliable and will have a high availability. While it is preferred to have both a high reliability and high availability, it should be noted that a piece of equipment can still have a high availability, even if it has a low reliability, if the MTTR is short in comparison to the MBTF. This can be seen as the denominator of the availability equation approaches MTBF as the value of MTTR approaches zero: $\text{Availability} = 1 = \text{MTBF} / \text{MTBF}$ when $\text{MTTR} = 0$.

In addition to failure rates/repair times, the availability of a system is also a function of how the components are connected. If the components are connected in series, such as a set of old Christmas tree lights, if one light goes out the entire system goes out. The reliability of a series system is therefore based on the probability that none of the units fail. The reliability can be calculated by multiplying the reliability of each component which is equal to 1 minus the probability of failure. For a system with 3 components with an individual probability of failure of 0.1 the reliability would be equal to $(1 - 0.1) \times (1 - 0.1) \times (1 - 0.1) = 0.729$ and the probability of failure would be 1 minus the probability of survival or 0.271. The reliability and availability of the system can be improved by connecting the equipment in parallel so that if one item fails it does not cause the entire system to fail. The probability of failure for the system is then calculated by multiplying the probability of failure of each parallel component. In the case of the above example it would be $0.1 \times 0.1 \times 0.1 = 0.001$ (1 in 1000) which is significantly lower than ~3 out of 10 for a series configuration. The downside to parallel systems is that they generally require more components and are therefore more expensive to build than series systems. Most complex systems use a combination of series and parallel configurations. The vaporization system at the LSR plant under review in this study is a complex system.

Another technique commonly employed in facilities with critical systems is to design redundancy into the system so that if one piece of equipment fails another piece of equipment can take over to maintain the system functionality. The degree of redundancy is determined by the **criticality of the system**, reliability and availability of the system components and configuration, risk and impact of system failure and incremental cost to add the redundancy.

N+1 redundancy is a form of resilience that ensures system availability in the event of component failure. Components (N) have at least one independent backup component (+1). The level of resilience is referred to as active/passive or standby when backup components do not actively participate within the system during normal operation. It is also possible to have N+1 redundancy with active components, in such cases the backup component will remain active in the operation even if all other components are fully functional, however the system will be able to perform in the event that one component is faulted and recover from a single component failure. The vaporization system at the LSR plant can be run in either mode.

Revision: Final
Approved By: M. Epp
Issued By: S. Pogorski

Date: 2018-12-03

Jenmar Concepts, a division of Jenmar Compressors Inc.
Eastern Office: 29 Agar Crescent, Toronto, Ontario M9B 5A7
Western Office 319-9440 202 Street, Langley, BC, V1M 3Z4
Telephone: Western Office: 604-888-4430 Eastern Office: 647-649-3970
www.jenmarconcepts.com

Page 6 of 18

The number of redundant components can be increased beyond N + 1, however larger values of N require higher investment cost. In practice N + 1 is generally deemed sufficient for gas distribution applications and in gas transmission facilities such as compressor stations. This study will provide comments regarding suitability of applying N + 1 philosophy for the LSR vaporization system used as a peak shaving operation.

The total installed capacity is defined as the sum of the nameplate capacity of the equipment at the LSR plant. There are 4 LNG pumps and 4 LNG vaporizers which form the core of the vaporization system. The LSR plant has a total installed vaporization capacity of 260,050 GJ/day (6,796,941 m³/day). With N+1 redundancy the plant only requires 3 out of 4 of the pumps and vaporizers to work to meet the guarantee of 195,038 GJ/day (5,097,705 m³/day).

2.4 Reference Documentation

The following documents were referenced as part of this study.

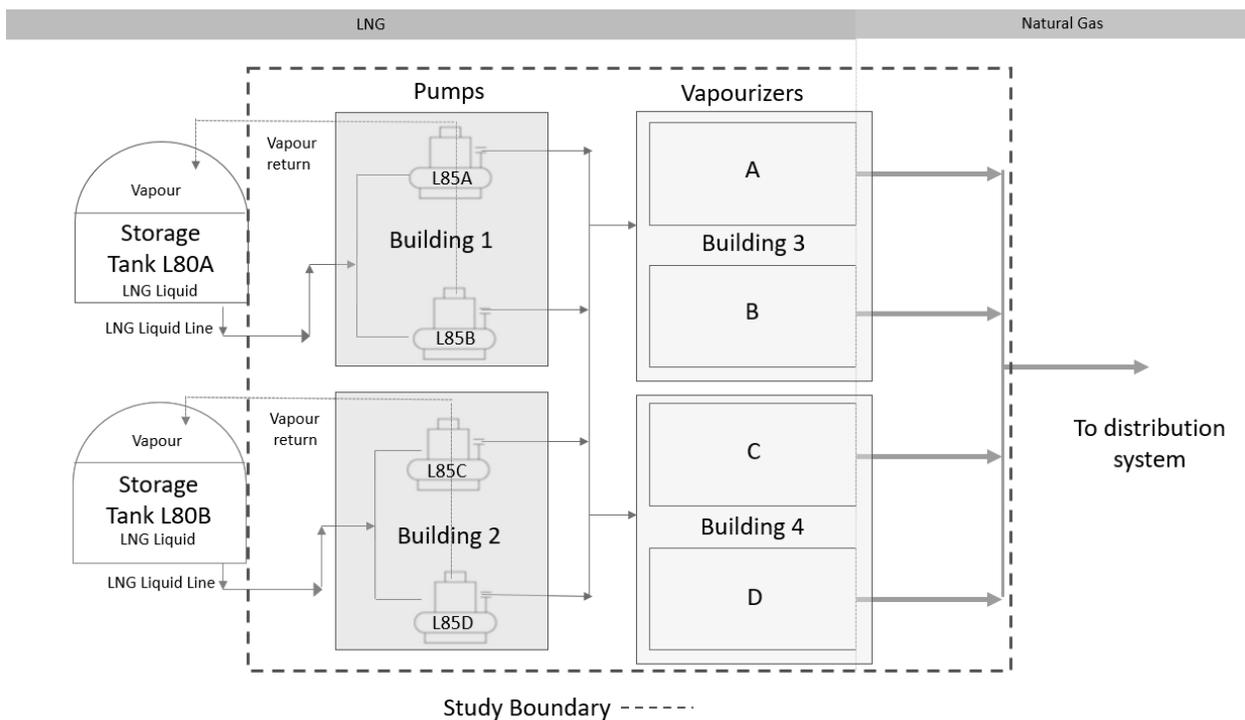
Ref	Document No.	Title
1	6550-40-1	Process and Instrumentation drawing for Storage Tank A
	6550-41-1	Process and Instrumentation drawing for Storage Tank B
	6550-42-1	Process and Instrumentation drawing Vaporizers A and B
2	6550-43-1	Process and Instrumentation drawing Vaporizers C and D
3	LSR-U-IT-02F	Vaporizer Operating Instructions

3.0 METHODOLOGY

The following work was conducted:

1. Peak shaving data from the LSR plant for multiple years was reviewed to determine operating characteristics for the system.
2. A site visit was conducted to review operations with Energir staff, obtain information and define the study boundary which is shown as the dotted purple line in the vaporization system overview Figure 3.0.1.
3. The study reviewed plant drawings to identify critical equipment and the operating procedure.
4. A fault tree analysis was conducted to test the appropriateness of the N + 1 philosophy.

Figure 3.0.1 – Vaporization System Overview and Study Boundary



4.0 RESULTS

4.1 Analysis of LSR Plant Send-out Data

Energir provided data for four peak shaving seasons including 2013/2014, 2014/2015, 2015/2016 and 2017/2018. Requirements for natural gas from the LSR facility ranged from the plant being called on between 7 to 14 times/days during a 120-day season with 10 days being typical between December 1 to March 31. The limited times that the system is required is consistent with the premise that the plant is called on when the load far exceeds the normal seasonal baseline.

The vaporization system has generally run for part of a day and then could be off for several days. The number of operating hours/season ranged from 141 hrs in 2014/2015 (average 14 hrs/day) to 279 hrs in 2017/2018 (average 20 hours/day). During very cold periods the system may be called on to run for several consecutive days in a row. The data reviewed shows that consecutive daily demand could range from 2 days (2013/2014) to 4 days (2017/2018) and may not happen at all during warm years.

The demand by season analyzed is shown in Table 4.1.1 and summarized in Table 4.1.2. The daily guaranteed demand is 195,038 GJ/day and the total installed capacity is 260,050 GJ/day. This translates to an equivalent average hourly delivery rate of 8,127 GJ/hr and average maximum hourly flow rate with all 4 vaporizers of 10,835 GJ/hr. It should be noted that the guarantee is for the day and not by the hour.

Table 4.1.1 – Demand from LSR plant by season

Demand				
Seasons	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2017/2018
Minimum (Gj/hr)	536	805	590	476
Maximum (Gj/hr)	8,584	6,438	4,421	9,045
Average (Gj/hr)	4,110	3,489	2,278	3,386
Number of times 2 Vapourizers sufficient	124	73	120	118
Number of times 3 or less Vapourizers sufficient	145	85	120	142
Number of times all 4 Vapourizers required	4	-	-	4
Total Operating points recorded	149	85	120	146

Table 4.1.2 – Demand from LSR plant between 2013/2014 to 2017/2018

Demand Average and Totals for four seasons			
Seasons	2013 to 2018	Percentage of guarantee	Percentage of total points recorded
Minimum (Gj/hr)	476	6%	
Maximum (Gj/hr)	9,045	111%	
Average (Gj/hr)	3,316	41%	
Total Number of times 2 Vapourizers sufficient	435		87%
Total Number of times 3 or less Vapourizers sufficient	492		98%
Total Number of times all 4 Vapourizers required	8		2%
Total Operating points recorded (all seasons)	500		100%

The data in Tables 4.1.1 and 4.1.2 shows that for 98% of the cases one spare pump and one spare vaporizer was available which is consistent with the N + 1 philosophy. The data provided only identifies the actual deliveries and does not include the delivery quantity requested. The assumption made in this report is that in the majority of cases the two quantities are the same. ***Going forward, it is recommended that Ennergir include the delivery amount requested and the delivery amount supplied as part of the documentation metrics collected in order to facilitate future reliability analyses.***

The data in Table 4.1.2 shows that in a few limited cases, for 2% of the operating points recorded, that the LSR plant was able to supply up to 111% of the guaranteed amount. This occurred in the 2017/2018 season where all 4 vaporizers with 15 of the 16 burners were in operation. These data points lend credence that the N + 1 philosophy is adequate and demonstrate that a delivery above the guaranteed amount was achieved in two different peak shaving seasons. More data points at the guaranteed delivery amount would strengthen this observation. The maximum of 9,045 GJ/hr occurred on January 5, 2018 between 10 a.m. and 8 p.m. The minimum of 476 GJ/hr occurred on January 6, 2018 at 2 a.m. with one vaporizer with one burner operating.

4.2 Vaporization System Equipment Review and Analysis

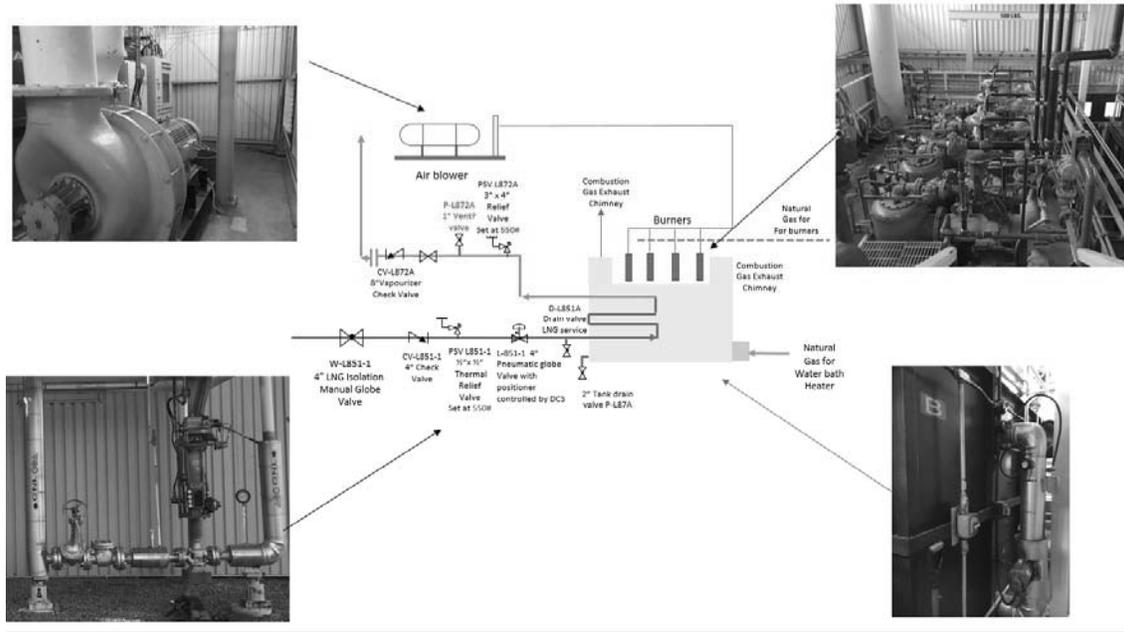
The Process and Instrumentation diagrams (P&IDs) for the vaporization system were reviewed to identify critical equipment and review the process pathways.

As shown in Figure 3.0.1, the vaporization system consists of 2 independent LNG storage tanks, 4 independent LNG pumps, 4 independent vaporizers with piping and valves interconnecting the equipment between the outlet of the two storage tanks to the inlet of the gas distribution system. The 4 LNG pumps are kept in cold standby mode throughout the entire peak shaving season so that they can be quickly placed into operation. Instrumentation is installed throughout the system to monitor pressure, temperature, valve position, flow rate, flames, methane and combustion gas leaks. Selected temperature, pressure, valve position and combustion/methane gas concentration information are transmitted to the DCS system in the Control Room. The vaporizer water bath tub temperature is maintained at a temperature above freezing as the vaporizer rooms are not heated. The outlet gas temperature is monitored so that it meets the system requirements.

Plant operators start each vaporizer as required by turning on the vaporizer at the local control panel, turning on the air blower to provide air, opening and closing valves to provide air and fuel to light the burner pilots and initiating an automated sequence to allow LNG to flow to the vaporizer after 1 or more of the 4 burners are lit. The resulting vaporized natural gas is odorized prior to sending it to the gas distribution system. Most of the valves are manually opened or closed, however the system does include an actuated valve for each vaporizer that is controlled by the distributed control system (DCS) which can automatically modulate the flow of LNG depending on the water bath temperature. The actuated LNG modulation valve at each vaporizer will decrease the LNG flow rate if the water bath temperature for a given vaporizer temperature falls below a certain set point. Gas Control normally provides 2 hours notice and the system can be placed in service within 1 hour providing a time buffer of approximately 1 hour between the notice and the expected delivery time to make minor adjustments if necessary.

There is one pump building with 2 LNG pumps for each tank. There are two vaporizer buildings with two vaporizers in each building as shown in Figure 3.0.1. The main components leading into and inside the vaporizer building are shown in Figure 4.2.1.

Figure 4.2.1 – Schematic and Photos of Equipment for the Vaporizers



A list of the critical equipment in the vaporization system and comments on condition are provided in Tables 4.2.1 and 4.2.2.

Table 4.2.1 - Critical Equipment in the Vaporization System

Equipment	Quantity	Manufacturer	Year(s) installed	Chronological Age (yrs)	Operating Hours (Equivalent years of Service)
LNG storage tanks	2	Horton Steel (CBI Limited)	1969, 1972	49, 46	430,000 (49)
LNG Pumps	4	Bingham pump	1969, 1972	49, 46	12,250 (1.4)
Vaporizer	4	Trecan Limited	1969, 1972	49, 46	12,250 (1.4)
Air Blower for vaporizer	4	Hoffman Industries	1969, 1972	49, 46	12,250 (1.4)

Table 4.2.2 – Condition of the Critical Equipment

Equipment	Condition
LNG Storage tanks	Storage tank L-80A was inspected in 2012. Storage tank L-80B was inspected in 2011. Horton CBI is the contractor that built the tanks in 1969 and 1972. The inspections and any modifications on the tanks were done by Horton CBI.
LNG Pumps	Annual maintenance prior to and after the peak shaving season. The motors have been replaced. The LNG pumps are kept in cold standby mode when not operating and are monitored for vibration during operation.
Vaporizer	Annual maintenance prior to and after the peak shaving season. A number of upgrades were made this year to provide better fuel mixture flow control for the burner pilots in order to make it easier to ignite them. A system was installed to reduce combustion gas leakage into the vaporizer room thereby minimizing the chances of shut down on high CO ₂ gas concentration.
Air Blower for vaporizer	Annual maintenance prior to and after the peak shaving season. Monitored for vibration during operation. The piping connected to the blower system and vaporizer is carbon steel and has undergone some corrosion. The corrosion issue does not impact the air flow to the burners but can cause nuisance issues in starting the burner pilot if some debris collects on the burner pilot spark plug. This issue will not prevent the burner to be lit but could delay availability of the burner as the spark plug needs to be removed and cleaned before the burner can be lit.

The valves and fittings used to connect the piping have a long MTBF and are highly reliable. Spare parts are kept on site. The automated valves are air operated. The system has access to 3 air compressors which provides redundancy. In the highly unlikely event of a failure of all three air compressors, nitrogen can be used as an alternative to the air compressors to keep the system functioning.

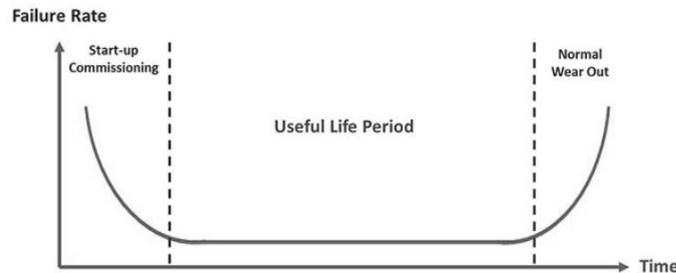
The LSR plant staff have commented that power from the grid has been very stable. In the event of a grid power failure, there are natural gas fired emergency back-up generators that have enough capacity to feed all 4 pumps and the 4 vaporizer blowers as an alternative power supply. As the generators are natural gas, there is ample fuel on site to ensure that they never run out of fuel.

Preventative maintenance to ensure that seals are tight and minimize leakage is carried out outside of the peak shaving season. The only maintenance work performed on the equipment during the peak shaving season is for repairs, otherwise, all preventative maintenance is performed on a regular basis outside of the peak shaving season.

The gas detection system will provide alarms if the gas concentration exceeds a value of 20% below the lower explosive limit (LEL) and will turn on an exhaust fan to mitigate the situation. If the gas concentration continues to build-up post the alarm then the vaporizers will automatically shut down at 40% of the LEL. There are also gas monitors to measure the concentration of buildup from leakage of combustion gases from the vaporizer that will shut down the vaporizers if the concentration builds up to a certain level. In addition, there are a number of manual emergency shutdown devices than an operator can press if the system malfunctions.

The bathtub curve shown in Figure 4.2.2 is useful to provide a high-level view of equipment failure. The curve shows that the failure rate is higher during start-up primarily due to faulty components and at the end of life due to components being worn out. While the chronological age of the critical equipment is 50 years old the actual operating life is less than 2 years continuous operation based on an average operation of 250 hours per year. For the purpose of this study it is assumed that all of the equipment is within the useful life or flat part of the curve where the failure rates are the lowest. It should be noted that equipment may become obsolete prior to the wear out period because replacement parts are no longer available or because there is an economic reason to replace the equipment with newer and more efficient technology.

Figure 4.2.2 – Failure Rate Bathtub Curve



The LNG pumps are connected in series to a manifold as shown in Figure 3.0.1 which directs the LNG to one or more of the 4 vaporizers which are connected in parallel to each other. Any of the 4 LNG pumps can feed any of the 4 vaporizers. All of the pumps are in parallel to each other so that if one fails it does not impact the other pumps. The system design provides 16 different paths that are available to achieve the guarantee as shown in Table 4.2.3.

Table 4.2.3 – Available Operating Configurations to Meet the Guaranteed Daily Output

Options	LNG Supply Pumps to Vapourizer				Vapourizers				Guaranteed Output
	L85 A	L85B	L85C	L85D	Vap A	Vap B	Vap C	Vap D	195,038 GJ/day
1	OFF	ON	ON	ON	OFF	ON	ON	ON	Met
2	OFF	ON	ON	ON	ON	OFF	ON	ON	Met
3	OFF	ON	ON	ON	ON	ON	OFF	ON	Met
4	OFF	ON	ON	ON	ON	ON	ON	OFF	Met
5	ON	OFF	ON	ON	OFF	ON	ON	ON	Met
6	ON	OFF	ON	ON	ON	OFF	ON	ON	Met
7	ON	OFF	ON	ON	ON	ON	OFF	ON	Met
8	ON	OFF	ON	ON	ON	ON	ON	OFF	Met
9	ON	ON	OFF	ON	OFF	ON	ON	ON	Met
10	ON	ON	OFF	ON	ON	OFF	ON	ON	Met
11	ON	ON	OFF	ON	ON	ON	OFF	ON	Met
12	ON	ON	OFF	ON	ON	ON	ON	OFF	Met
13	ON	ON	ON	OFF	OFF	ON	ON	ON	Met
14	ON	ON	ON	OFF	ON	OFF	ON	ON	Met
15	ON	ON	ON	OFF	ON	ON	OFF	ON	Met
16	ON	ON	ON	OFF	ON	ON	ON	OFF	Met

Revision: Final
 Approved By: M. Epp
 Issued By: S. Pogorski

Date: 2018-12-03

Jenmar Concepts, a division of Jenmar Compressors Inc.
 Eastern Office: 29 Agar Crescent, Toronto, Ontario M9B 5A7
 Western Office 319-9440 202 Street, Langley, BC, V1M 3Z4
 Telephone: Western Office: 604-888-4430 Eastern Office: 647-649-3970
www.jenmarconcepts.com

If one pump fails then the remaining 3 pumps can feed the 4 vaporizers or 3 vaporizers if a pump and vaporizer both fail at the same time. The 75% guarantee effectively requires that 3 pumps and 3 vaporizers are functioning. There is additional flexibility over the paths shown in Table 4.2.3 as the vaporizers can also be run in part load. Three “equivalent” working vaporizers can be made up by: 3 vaporizers with 4 burners on; a combination of 2 vaporizers with 2 burners on and 2 vaporizers with 4 burners on; or, 2 vaporizers with 4 burners on, one with 3 burners on and 1 vaporizer with 1 burner on. All of these three combinations add up to 12 burners operating.

The N+1 redundancy can therefore either be run as in active/passive or standby where one back-up vaporizer is on standby. Alternatively, it can actively participate within the system during normal operation or in active/active mode where all four vaporizers operate at part load and additional burners can be lit on the remaining functioning vaporizers should one vaporizer completely fail.

Figure 4.2.4 – Simplified System Reliability Block Diagram

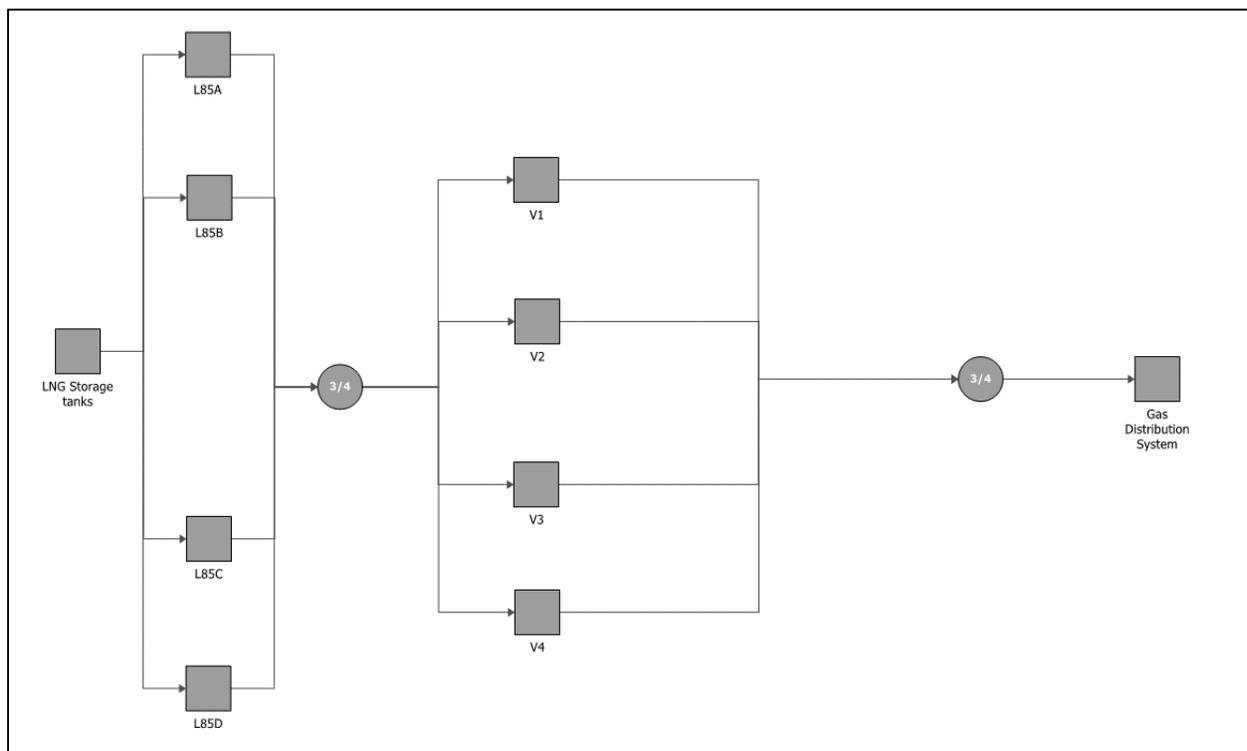
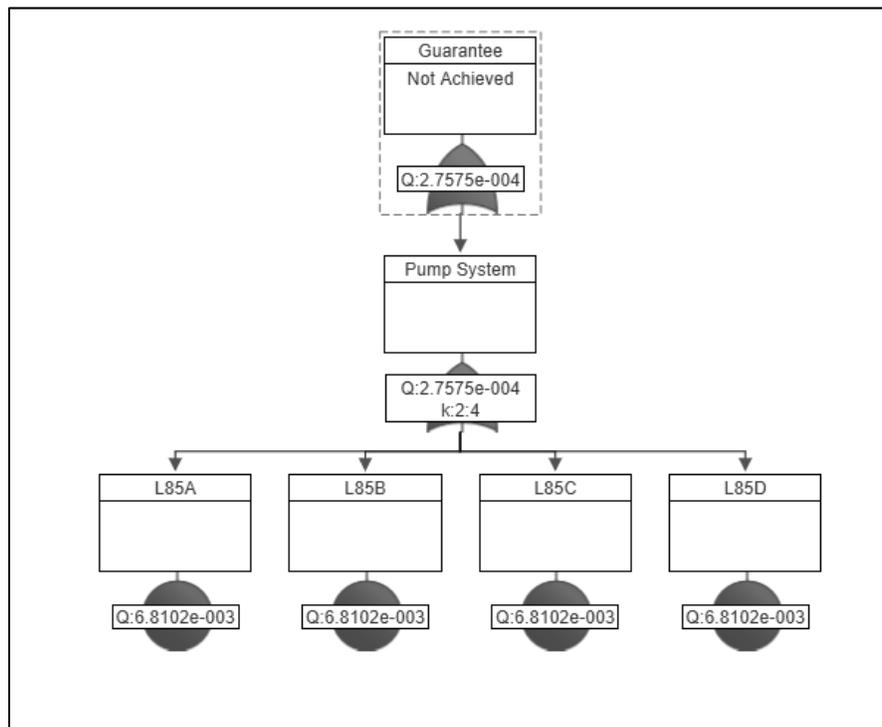


Figure 4.2.4 shows a simplified reliability block diagram. The reliability block diagram illustrates the requirements for the system to be successful. The blocks show the basic components between the storage tank starting block and the gas distribution system ending block. In this case success means being able to supply natural gas at or below the guaranteed quantity. The blocks marked as L85A, L85B, L85C and L85D are the LNG pumps. The circles with 3/4 indicate that 3 out of 4 paths must be open to enable success, or in other words 3 out of 4 pumps must be operational. The blocks marked V1, V2, V3 and V4 are the vaporizer blocks and also require 3 of 4 paths open for success.

An alternate approach in reliability analysis is to use Fault Tree analysis which measures the probability that the system will trigger a fault top event. For this study the top fault event is “guarantee not achieved”. A Fault Tree analysis was performed using PTC Windchill FTA Software. Figure 4.2.5 shows an example of the fault tree analysis for the cryogenic pumps. It is assumed that the failure rate of each pump is identical. The pumps are shown by the rectangular boxes marked L85A, L85B, L85C and L85D. The values in the red circles below the pump boxes are events and the probabilities have been estimated based on a MTBF of 3,500 hours for a minor failure. The failure rate was obtained from Lee Loss Prevention in Process Industries Volume 1, Butterworth-Hamilton, November 2012, Appendix 14/34 Failure and Event Data. The failure rate data for LNG pumps is 3,500 hours for minor failures and greater than 35,000 hours for major and safety failures. A value of 3,500 hours was used to be conservative. This value represents a failure rate of 1/14 years of typical season operations of 240 hours and appears to be reasonable as the Energir plant operators indicated that pump failure did not appear to be a significant concern. Q is the probability of an event occurring and M 2:4 only occurs if at least 2 of the 4 pumps fail.

The N + 1 philosophy requires that 3 of the 4 pumps are available with the back-up on. The top fault tree event “guarantee not achieved” does not occur if 0 or 1 pump fails but does occur if 2, 3, or 4 pumps fail. The probability that 2 or more pumps fail when required during the peak shaving season is 0.03% meaning that there is a 99.97% probability that the N +1 guarantee can be met for the pump system. The system reliability is 99.8%. This calculation assumes that if a pump fails it can be repaired within 24 hours based on information provided by Energir and with the understanding that there is a full pump assembly kept in the spare parts inventory on site. The high availability is due to the long MTBF and the short MTTR.

Figure 4.2.5 – Pump System Failure Fault Tree (at least 2 of 4 pumps unavailable)



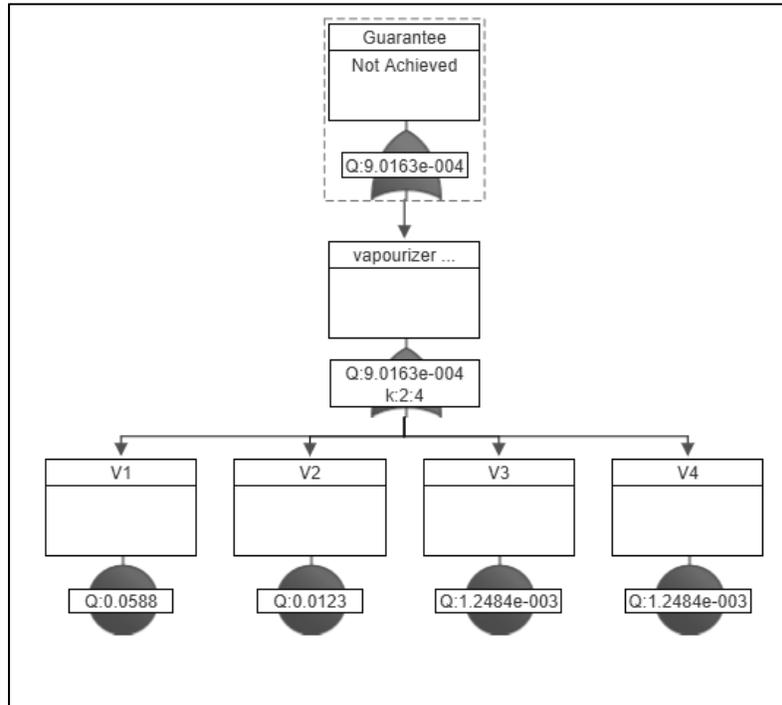
In a scenario where 3 pumps are always available to meet the guarantee further analysis can be conducted to evaluate the situation which would require 4 pumps to be available at all times during the peak shaving season (i.e. no pumps fail). The system reliability, in the case of a minor failure (MTBF of 3,500 hours), for the pump system falls to 76% in the situation where if 1 pump fails it triggers the “guarantee cannot be exceeded” fault event. For this scenario the availability is 97.3% as the pump can be repaired with a MTTR of 24 hours and both the reliability and availability are 97.3% and 99.7% respectively in the case of a major failure (MTBF of 35,000 hours). The availability is higher than the reliability because for the minor repair the MTTF is short compared to the MTBF. While the reliability (*ability to operate over the entire period of time without failure*) decreases if multiple seasons are considered the availability (*ability to operate at a given time*) remains constant as long as the pump can be repaired within 24 hours swapping it out with the LNG pump in the spare parts inventory.

A similar fault tree analysis was performed for the vaporizers as shown in Figure 4.2.6. It is assumed that the failure rate of each vaporizer is identical. The vaporizers are shown by the rectangular boxes marked V1, V2, V3 and V4. The biggest challenge identified by the LSR plant operators occurs with lighting the pilot light for the burners, although the air blower or local PLC panel could also fail. Energir has made a number of improvements to the vaporizer burner system this year in order to improve the ability to monitor and control the gas/air mixture in order to address the biggest operational challenge. The following failure frequency for the vaporizers modeled were assumed based on discussion with Energir staff: V1 = 1 out of 10 seasons, V2 = 1 out of 10 seasons, V3 = once per season, and V4 = 0.2% of the operating hours. This failure rate was considered to be conservative. V1, V2, V3 and V4 were used instead of the actual vaporizer names as they could apply to any of the vaporizers on an interchangeable basis. Q is the probability of an event occurring and M 2:4 only occurs if at least 2 of the 4 vaporizers fail.

Similarly, to the pump analysis, the N + 1 philosophy requires that 3 of the 4 vaporizers are available. The top event “guarantee not achieved” does not occur if 0 or 1 vaporizers fails but does occur if 2, 3, or 4 vaporizers fail. With the N + 1 redundancy the guarantee can be met if at least 3 vaporizers are operating, or, stated otherwise 2 of the 4 vaporizers are not out of service. The probability that 2 or more vaporizers fail when required during the peak shaving season is 0.09% if the vaporizer can be repaired within 3 hours. This scenario is modeled as there is a high degree of certainty that 3 of the four vaporizers can be placed into service and a conservative failure rate was assumed for the fourth vaporizer. This means that there is a 99.91% probability that with N +1 redundancy that sufficient vaporizers will be available to meet the guarantee if the vaporizer can be repaired within 3 hours. The probability of 2 or more vaporizers out of service increases to 3.7% if it takes 24 hours to repair which translates into an availability of 97.3%. A longer repair time of 24 hours versus 3 hours would therefore impact the ability to meet the guarantee during a single day period. The vaporizer availability is more sensitive to the MTTR than the pump availability as the MTBR is shorter.

In a scenario where 3 vaporizers are always available to meet the guarantee further analysis can be conducted to evaluate the situation which would require 4 vaporizers to be available at all times during the peak shaving season (i.e. no vaporizers fail). The system availability falls from 99.9% to 92.1% for this scenario where if 1 vaporizer fails (*with a 3-hour repair time*) it triggers the “guarantee cannot be exceeded” fault event.

**Figure 4.2.6 – Vaporizer System Failure Fault Tree
(at least 2 of 4 vaporizers unavailable with 3 hr repair)**



This analysis confirms that an N + 1 philosophy and the 75% quantity guarantee is appropriate with a 99.97% availability for the pumps (assuming 24-hour repair time) and 99.9% for the vaporizers (assuming a 3-hour repair time).

The analysis shows that the availability is lower than 99% when less than N + 1 redundancy is available. Requests for quantities in excess of the 75% guarantee of 195,038 Gj/day should be considered on a “best efforts basis”. In any event, distribution restrictions cap the maximum continuous flow rate that the distribution system can accept to 9,210 Gj/hr which is 85% of the total capacity.

5.0 RECOMMENDATIONS AND CONCLUSIONS

1. The vaporization system at the LSR plant is a critical system which is relied on by Energir as a high deliverability supply source that can be quickly place in service to manage demand peaks during the winter season which falls between December 1 to March 31. This analysis confirms that an N + 1 philosophy and the guaranteed output from the plant of 195,038 GJ/day (5,097,705 m³/day) is appropriate with a 99.97% availability for the pumps (assuming 24-hour repair time) and 99.9% for the vaporizers (assuming a 3-hour repair time).
2. The weakest link in the vaporization system is lighting the burner pilots. The study shows that the availability is sensitive to the MTTR. Efforts to improve the system should be focused on increasing the MTBF and MTTR for the burner system. This might include further research into the best options for repairing or replacing the burner system.
3. The sensitivity to MTTR is higher for the vaporizer system than for the pumps due to the shorter MF.
4. Plant data recorded should include amounts requested in addition to amounts delivered to facilitate future reviews of this nature.
5. The analysis shows that the availability of the vaporization system is lower than 99% when less than N + 1 redundancy is available. Requests for quantities in excess of the guarantee of 195,038 GJ/day, which is 75% of the total installed capacity of 260,050 GJ/day, should be considered on a “best efforts basis”.

Revision: Final
Approved By: M. Epp
Issued By: S. Pogorski
Date: 2018-12-03

Jenmar Concepts, a division of Jenmar Compressors Inc.
Eastern Office: 29 Agar Crescent, Toronto, Ontario M9B 5A7
Western Office 319-9440 202 Street, Langley, BC, V1M 3Z4
Telephone: Western Office: 604-888-4430 Eastern Office: 647-649-3970
www.jenmarconcepts.com