

**STRATÉGIE TARIFAIRE
ET
ÉTABLISSEMENT DES GRILLES
TARIFAIRES
2020-2021**

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3
1 FONCTIONNALISATION DES COÛTS	3
1.1 Coûts reliés à l'émission de gaz à effet de serre (GES) du GNR.....	3
2 AJUSTEMENTS RELIÉS AUX INVENTAIRES	4
3 SERVICE DE TRANSPORT	5
3.1 Maintien des capacités FTLH.....	6
3.2 Marge excédentaire.....	7
3.3 Disposition du CFR	7
4 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE	8
4.1 Service du distributeur.....	8
4.2 Service fourni par le client.....	10
5 SERVICE DE DISTRIBUTION	10
5.1 Répartition tarifaire.....	11
5.2 La stratégie au tarif général D ₁	12
5.3 Stratégie aux tarifs à débit stable D ₃ et D ₄	13
5.4 Stratégie au tarif interruptible D ₅	15
5.5 Service de réception.....	17
6 PRÉSENTATION DES RÉSULTATS	21
CONCLUSIONS RECHERCHÉES	22

INTRODUCTION

1 Le présent document décrit l'approche utilisée afin de générer les grilles tarifaires 2020-2021. Les
2 sujets suivants y sont abordés : la fonctionnalisation des coûts, l'évaluation des coûts attribués à
3 l'ajustement relié aux inventaires, l'établissement des prix de transport et d'équilibrage et la
4 stratégie d'établissement des taux pour le service de distribution.

1 FONCTIONNALISATION DES COÛTS

5 La pièce Énergir-Q, Document 2 présente les différents coûts ainsi que la répartition de la base
6 de tarification par service pour le budget 2020-2021.

7 Les coûts totaux présentés dans cette pièce sont extraits des pièces de la présente Cause
8 tarifaire. La colonne 3 du document fournit la référence à titre informatif.

9 Il est à noter que les coûts unitaires, indiqués à la colonne 2 de ce document, ont été établis en
10 utilisant les volumes correspondant au service évalué. Pour établir le coût unitaire « total », la
11 somme des coûts unitaires des différents services a été effectuée, reflétant ainsi le coût unitaire
12 si un client utilise tous les services du distributeur.

1.1 COÛTS RELIÉS À L'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE (GES) DU GNR

13 Énergir porte à l'attention de la Régie une modification au Règlement sur la déclaration obligatoire
14 de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCÉCA), en vigueur depuis le
15 1^{er} janvier 2020, duquel le tableau suivant a été extrait¹ :

¹ GAZETTE OFFICIELLE DU QUÉBEC, 26 décembre 2019, 151^e année, n° 52, « Règlement modifiant le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère », <http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=13&file=1952-F.PDF> [consulté le 7 janvier 2020].

Tableau 1

Carburants et combustibles gazeux	Facteur d'émission (tonnes métriques en équivalent CO ₂ par millier de mètres cubes)
Gaz naturel	1,889
Gaz naturel comprimé	1,907
Biométhane	0,011
Gaz de distillation (raffinerie)	1,757
Carburants et combustibles solides	Facteur d'émission (tonnes métriques en équivalent CO ₂ par tonne métrique)
Coke de charbon	2,487
Coke de pétrole	3,451
Charbon	2,397

1 En vertu de cette modification, de nouveaux coûts de SPEDE relatifs aux volumes de gaz naturel
 2 renouvelable distribués sont désormais encourus. Les coûts estimés² additionnels, associés aux
 3 volumes permettant de répondre au *Règlement concernant la quantité de gaz naturel*
 4 *renouvelable devant être livrée par un distributeur*, sont de 14,9 K\$ pour les années 2021.

5 Énergir propose d'inclure temporairement les nouveaux coûts de SPEDE relatifs aux volumes de
 6 gaz naturel renouvelable (GNR) distribués dans le service de SPEDE et de maintenir la tarification
 7 actuelle. L'impact sur le tarif du SPEDE est d'environ 0,00045 ¢/m³³. Pour les années à venir, le
 8 coût additionnel spécifique à cette activité serait comptabilisé à chaque dossier tarifaire, selon les
 9 volumes de GNR prévus. Ainsi, la stratégie tarifaire pourrait être revue au besoin.

2 AJUSTEMENTS RELIÉS AUX INVENTAIRES

10 Il s'agit ici des coûts directement reliés au maintien des inventaires, soit le rendement sur la base
 11 de tarification et l'impôt sur le revenu qui est relié à la base de tarification.

12 Les coûts se rapportant aux services de fourniture de gaz naturel, de transport et de SPEDE sont
 13 facturés à partir de l'ajustement relié aux inventaires de chacun de ces services, selon le profil de
 14 chaque client, à l'exception des clients du tarif D₁ dont la consommation est inférieure à

² Hypothèses : Volumes basés sur les volumes exigibles de l'année 2021, Prix de 22 \$CAN/tonne de GES. Facteur d'émission corrigé de 0,011 tonne/1 000 m³.

³ Hypothèses : Volumes et revenus basés sur la Cause tarifaire 2019-2020.

1 75 000 m³/an. Ceux-ci se voient facturer un prix mensuel moyen reflétant le profil de
2 consommation de l'ensemble de la clientèle de ce tarif.

3 SERVICE DE TRANSPORT

3 La pièce Énergir-Q, Document 3 détaille la méthode de calcul des prix du service de transport.

4 Dans sa décision D-2020-047, la Régie a approuvé la fusion des tarifs des zones Nord et Sud du
5 tarif de transport. Elle a également statué sur la fonctionnalisation des coûts de Champion au
6 service de transport. Ces coûts seront donc tarifés à l'ensemble des clients au service de
7 transport d'Énergir ainsi qu'aux clients de la zone Nord qui choisiraient de fournir leur propre
8 service de transport. Pour le service de transport du distributeur, un tarif unique est donc présenté
9 dans la pièce Énergir-Q, Document 3.

10 Les coûts totaux de transport, présentés à la ligne 1, s'élèvent à 142,9 M\$. Ces coûts ont été
11 réduits des revenus d'obligation minimale annuelle de 0,8 M\$, des revenus d'ajustement
12 d'inventaire de transport – portion variation de prix – de 0,6 M\$ ainsi que des revenus de transport
13 du gaz d'appoint de 0,4 M\$ prévus pour l'année 2020-2021. Ainsi, les coûts de transport à
14 récupérer à partir du tarif de transport s'élèvent à 141,1 M\$. Les différents tarifs pour l'utilisation
15 contractée sur les réseaux de TCPL et Enbridge présentés aux lignes 7 à 10 correspondent à la
16 somme de leurs tarifs respectifs. Comme présenté dans le plan d'approvisionnement, de
17 nouveaux tarifs de TCPL sont pris en compte à partir du 1^{er} janvier 2021⁴. Il est à noter que
18 l'entente sur les conditions de service et tarifs concernant le réseau principal de TCPL, de laquelle
19 découlent ces taux, a été déposée à la Régie de l'énergie du Canada en décembre 2019 et
20 approuvée le 17 avril 2020⁵. Ainsi, les taux présentés aux lignes 7 à 10 résultent de la somme
21 des tarifs d'Enbridge et de la moyenne des tarifs de TCPL au 1^{er} janvier 2020 et au 1^{er} janvier
22 2021⁶, pondérée par les volumes projetés respectivement sur les périodes du 1^{er} octobre au
23 31 décembre 2020 et du 1^{er} janvier au 30 septembre 2021.

⁴ B-0004, Énergir-H, Document 1, p. 62.

⁵ Régie de l'énergie du Canada, TG-003-2020.

⁶ B-0004, Énergir-H, annexe 7, p.2.

- 1 Ainsi les prix proposés au service de transport à compter du 1^{er} octobre pour l'année 2020-2021
2 sont les suivants :

Tableau 2

	Zone Sud	Zone Nord
Service du client	0,00 ¢/m ³	0,079 ¢/m ³
Service du distributeur	2,331 ¢/m ³	

3.1 MAINTIEN DES CAPACITES FTLH

3 Comme stipulé dans l'entente négociée entre TCPL et les distributeurs de l'Est⁷, une capacité
4 minimale de 85 000 GJ/jour de transport ferme entre Empress et le territoire d'Énergir doit être
5 maintenue jusqu'au 31 décembre 2020. Ainsi, dans le cadre de la présente Cause tarifaire, le
6 coût de maintien de la capacité minimale de *Firm Transportation Long Haul* (FTLH) a été calculé
7 pour la période du 1^{er} octobre au 31 décembre 2020.

8 Ce coût de -233 k\$ est évalué en projetant le différentiel de coût d'approvisionnement en
9 provenance de Dawn et d'Empress, comme détaillé à l'annexe 1. Selon la méthodologie de calcul
10 de coût⁸ approuvée par la Régie⁹, Énergir devrait établir son tarif de transport de manière à
11 récupérer le coût du maintien des capacités en le divisant par les volumes projetés au moment
12 de la cause tarifaire pour l'ensemble de la clientèle, à l'exception des clients qui achètent du GNR
13 produit dans la franchise d'Énergir, ainsi que des clients en gaz d'appoint.

14 Cependant, la méthodologie susmentionnée stipule également que le taux unitaire est sujet à un
15 minimum de 0,000 ¢/m³. Par conséquent, le tarif du maintien des capacités FTLH présenté à la
16 ligne 14 de la pièce Énergir-Q, Document 3 est fixé à 0,000 ¢/m³ pour 2020-2021. Corollairement,
17 un coût égal à 0 \$ est inscrit à la ligne 14 de la colonne 2 de la pièce Énergir-Q, Document 3 pour
18 refléter ce minimum.

⁷ R-3837-2013, B-0247, Gaz Métro-2, Document 29, p. 13.

⁸ R-3879-2014, B-0421, Gaz Métro-16, Document 1, p. 12, l.4.

⁹ D-2015-181.

1 Par le fait même, le cavalier pour les clients de GNR produit sur le territoire d'Énergir et pour du
2 biogaz en réseau dédié est établi à 0,000 ¢/m³, comme indiqué à la ligne 22 de la pièce Énergir-Q,
3 Document 3.

3.2 MARGE EXCEDENTAIRE

4 Les coûts échoués reliés à la marge excédentaire sont fonctionnalisés au service de transport,
5 comme la Régie l'a ordonné dans la décision D-2017-094. À la Cause tarifaire 2018, ces coûts
6 étaient récupérés auprès de l'ensemble de la clientèle, à l'exception des clients en gaz d'appoint.
7 La même approche est retenue pour la récupération à la présente cause tarifaire. Toutefois,
8 aucune marge excédentaire n'est prévue pour 2020-2021¹⁰.

9 À titre de rappel, il n'y a pas eu de marge excédentaire pour l'année 2018-2019. Il n'y a donc eu
10 aucun trop-perçu ou manque à gagner à remettre ou à récupérer de l'ensemble de la clientèle¹¹.

11 Les coûts reliés à la marge excédentaire pour l'année 2020-2021 sont donc nuls. L'information
12 est présentée à la ligne 15 de la pièce Énergir-Q, Document 3.

3.3 DISPOSITION DU CFR

13 L'harmonisation des taux au service de transport s'accompagnait d'un compte de frais reportés
14 (CFR) dans lequel était comptabilisé la différence entre les revenus générés par l'application de
15 taux identiques pour les clients des zones Sud et Nord et les revenus qui auraient été générés
16 par les clients de la zone Nord si l'harmonisation temporaire des prix ne s'était pas appliquée.

17 Dans sa décision D-2020-047, la Régie a demandé à Énergir de lui présenter un scénario de
18 récupération des montants détenus dans le CFR sur une période de deux ans.

19 Au 30 septembre 2020, Énergir estime que le solde du CFR s'élèverait à 15,7 M\$¹². En le
20 récupérant sur une période de deux ans, à compter du 1^{er} octobre 2020, l'impact tarifaire serait
21 d'environ 0,13 ¢/m³ pour les années 2020-2021 et 2021-2022.

¹⁰ B-0218, Énergir-H, Document 1, p. 61.

¹¹ Selon la méthodologie expliquée dans la pièce R-4018-2017, B-0054, Gaz Métro-Q, Document 13.

¹² Mise à jour en appliquant la fusion des zones à compter de juin 2020.

1 Le tarif de transport a été établi sans tenir compte de la disposition du CFR. Énergir intégrera les
2 montant à récupérer pour l'année 2020-2021 au moment de la mise à jour des tarifs.

4 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE

4.1 SERVICE DU DISTRIBUTEUR

3 La pièce Énergir-Q, Document 4 détaille la méthode de calcul des taux de pointe et d'espace du
4 service d'équilibrage pour 2020-2021.

5 Dans un premier temps, les prix d'équilibrage « Avant modifications » sont établis (lignes 11
6 à 19). Les taux unitaires de pointe et d'espace sont calculés en divisant respectivement les coûts
7 de pointe, incluant le gaz d'appoint concurrence (GAC) et avant modifications (55,9 M\$, ligne 1),
8 et les coûts d'espace (71,5 M\$, ligne 2) par les facteurs pointe (17 138 10³m³/jour, ligne 9,
9 colonne 7) et espace (5 631 10³m³/jour, ligne 10, colonne 7) calculés pour l'ensemble de la
10 clientèle. On obtient un taux de pointe de 325,9 ¢/m³/jour et un taux d'espace de 1 270,3 ¢/m³/jour
11 (lignes 11 et 12, colonne 7).

12 Le prix moyen d'équilibrage évalué pour l'ensemble de la clientèle du tarif de distribution D₁ est
13 de 3,753 ¢/m³ (ligne 14, colonne 1). La méthode utilisée pour établir le prix d'équilibrage pour le
14 GAC est conforme à celle approuvée par la décision D-2011-182, soit entre 0,000 ¢/m³ et le prix
15 d'équilibrage moyen pour le tarif de distribution D₄.

16 Une fois ces taux établis, ils sont ensuite ajustés pour tenir compte du décalage qui existe entre
17 les volumes à partir desquels les paramètres A, H et P sont déterminés pour évaluer le prix
18 d'équilibrage client par client et les volumes sur lesquels ce prix s'applique. Les taux sont
19 également ajustés pour tenir compte de l'impact des prix minimal et maximal sur la génération
20 des revenus. Il est à noter que le prix minimal est établi en divisant le prix d'espace par le nombre
21 de jours de l'année (prix minimal = -1 308,2/365 = -3,584 ¢/m³) et que le prix maximal est établi
22 selon un profil de consommation de 20 % de coefficient d'utilisation (CU), tel qu'approuvé par la
23 Régie dans sa décision D-2011-182. Ainsi, les taux d'équilibrage sont ajustés à la hausse de
24 2,98 % pour générer le revenu requis. Les taux d'équilibrage « Avant modifications » obtenus
25 sont :

- 1 > Taux pointe : 335,6 ¢/m³/jour;
- 2 > Taux espace : 1 308,2 ¢/m³/jour; et
- 3 > Prix unitaire moyen des clients au tarif D₁ : 3,864 ¢/m³.

4 Le prix minimal serait de -3,584 ¢/m³ et le prix maximal de 6,914 ¢/m³, tel que présenté aux lignes
5 18 et 19, à la colonne 7.

6 Dans un deuxième temps, Énergir établit les prix d'équilibrage « Après modifications » (lignes 20
7 à 28).

8 Les prix d'équilibrage « Après modifications » sont établis de la même manière qu'à l'étape
9 « Avant modifications ». Les taux unitaires « Après modifications » de pointe et d'espace sont
10 calculés en divisant respectivement les coûts de pointe (55,9 M\$, ligne 1) et d'espace (71,5 M\$,
11 ligne 2) par les facteurs pointe (17 138 10³m³/jour, ligne 9, colonne 7) et espace
12 (5 631 10³m³/jour, ligne 10, colonne 7) calculés pour l'ensemble de la clientèle. On obtient un taux
13 de pointe de 325,9 ¢/m³/jour et un taux d'espace de 1 270,3 ¢/m³/jour (lignes 20 et 21, colonne 7).

14 Pour éviter l'accroissement des crédits octroyés et dans la mesure où Énergir révisera certains
15 aspects du tarif d'équilibrage dans le cadre des travaux entourant la Vision tarifaire, il est proposé
16 de maintenir les prix minimal et maximal d'équilibrage à -1,561 ¢/m³ et 7,638 ¢/m³
17 respectivement, tel qu'approuvé par la décision D-2013-115.

18 À cette étape, les taux d'équilibrage sont ajustés à la hausse de 2,29 % pour générer le revenu
19 requis. Finalement, les taux d'équilibrage « Après modifications » obtenus sont :

- 20 > Taux pointe : 333,4 ¢/m³/jour;
- 21 > Taux espace : 1 299,4 ¢/m³/jour; et
- 22 > Prix unitaire moyen des clients au tarif D₁ : 3,839 ¢/m³.

23 Le détail des prix moyens par tarifs se retrouve à la ligne 26 du document Énergir-Q, Document 4.

4.2 SERVICE FOURNI PAR LE CLIENT

1 Les prix du service d'équilibrage fourni par le client doivent être ajustés à la suite des
 2 changements dans les taux de transport de TCPL effectifs au 1^{er} janvier 2020¹³ puisqu'Énergir
 3 avait omis de mettre à jour l'article 13.2.2.2 de ses *Conditions de service et Tarif* (CST). Cette
 4 omission n'a eu aucune incidence sur la clientèle d'Énergir. Le tableau 3 présente un récapitulatif
 5 des taux applicables aux déséquilibres quotidiens et au solde des écarts cumulatifs. Lors de la
 6 mise à jour du tarif de transport pour refléter la fusion des tarifs des zones Nord et Sud, le 26 mai
 7 prochain, l'article 13.2.2.2 des CST sera ajusté afin de refléter ces taux.

8 Par ailleurs, il est à noter que ces taux seront mis à jour au 1^{er} janvier 2021¹⁴ pour refléter les
 9 nouveaux taux de transport de TCPL approuvés au 17 avril 2020.

Tableau 3

	Écart	Ratio du taux de TCPL ¹⁵	Taux (¢/m ³)
Déséquilibres quotidiens	les premiers 2 % à 4 %	0,20	1,150
	les suivants 4 % à 8 %	0,50	2,874
	les suivants 8 % à 10 %	0,75	4,311
	les suivants excédant 10 %	1,00	5,748
Écarts cumulatifs	les premiers 4 % à 6 %	0,15	0,862
	les suivants excédant 6 %	0,25	1,437

5 SERVICE DE DISTRIBUTION

10 Les tarifs de distribution 2019-2020¹⁶, appliqués sur les volumes projetés pour l'année 2020-2021,
 11 génèrent des revenus de distribution de 559,0 M\$¹⁷. Puisque le revenu requis de distribution pour
 12 l'année 2020-2021 est de 561,8 M\$¹⁸, l'ajustement tarifaire au service de distribution est de
 13 2,8 M\$, soit une augmentation de 0,50 %.

¹³ Régie de l'énergie du Canada, ordonnance TGI-009-2019.

¹⁴ Régie de l'énergie du Canada, ordonnance TGI-003-2020.

¹⁵ Les ratios sont appliqués sur le taux de TCPL du tronçon Empress – Énergir EDA qui est de 1,517 \$/GJ ou 5,748 ¢/m³.

¹⁶ D-2019-160.

¹⁷ R-4119-2020, Énergir-N, Document 2, l. 2, c. 1.

¹⁸ R-4119-2020, Énergir-N, Document 2, l. 1, c. 1.

1 Historiquement, un exercice de répartition tarifaire permettant d'identifier l'évolution des coûts de
2 quatre éléments distincts (FEÉ, PGEÉ, AEÉ et trop-perçus) était utilisé afin d'établir la stratégie
3 tarifaire à suivre pour générer le revenu requis. Dans sa décision D-2013-106, la Régie
4 mentionnait qu'elle partageait l'avis du distributeur relativement aux lacunes et limites de la
5 répartition tarifaire traditionnelle et jugeait que cet exercice ne pouvait constituer un guide fiable
6 pour établir la stratégie tarifaire. L'exercice n'avait donc pas été reconduit lors de l'établissement
7 des tarifs 2013. Dans cette même décision, la Régie notait que le distributeur était à compléter
8 sa vision tarifaire et considérait que, dans ce contexte, la proposition d'Énergir de répartir la
9 hausse du revenu requis de distribution au prorata des revenus de distribution constituait une
10 proposition acceptable. Cependant, pour le tarif D₁, la Régie demandait de répartir la hausse
11 tarifaire du revenu requis entre les frais de base et les frais variables, de manière à conserver les
12 ratios actuels.

13 Dans la mesure où les travaux sur la Vision tarifaire (R-3867-2013) sont en cours, Énergir
14 propose, conformément à la décision D-2019-141, de maintenir la stratégie tarifaire approuvée
15 dans la décision D-2013-106 pour l'établissement des tarifs 2020-2021. Les sections qui suivent
16 décrivent la méthodologie suivie.

5.1 REPARTITION TARIFAIRE

17 Bien que l'exercice de répartition tarifaire traditionnelle ne soit pas maintenu, la pièce *Répartition*
18 *tarifaire 2020-2021* (Énergir-Q, Document 5) est tout de même déposée. Cette pièce définit, pour
19 chacun des sous-tarifs, les variations de revenus requises pour générer les revenus de
20 distribution proposés de 561,8 M\$.

21 Les variations totales pour les coûts de distribution sont présentées à la pièce Énergir-Q,
22 Document 5, colonne 13, pour une répartition en pourcentage des revenus de D et à la
23 colonne 14, pour une répartition en pourcentage des revenus de TÉID (transport, équilibrage,
24 inventaire, distribution).

25 Aux fins d'illustration, les variations d'inventaire portion rendement (F, T et SPEDE combinés) ont
26 été incluses ainsi que les variations de revenus requis obtenues au niveau des services de
27 transport et d'équilibrage en appliquant les nouveaux prix établis précédemment. Ces éléments
28 se retrouvent aux colonnes 6 à 11 de la pièce Énergir-Q, Document 5.

1 La colonne 16 présente les variations totales requises pour la génération des revenus 2020-2021
2 de tous les services combinés, exprimées en pourcentage des revenus TÉID.

5.2 LA STRATEGIE AU TARIF GENERAL D₁

3 Cette section décrit et justifie les éléments considérés dans la stratégie d'établissement de la
4 grille tarifaire proposée au tarif D₁.

5 Comme mentionné précédemment, dans la mesure où les travaux sur la Vision tarifaire sont
6 toujours en cours, Énergir propose de maintenir la même approche pour l'établissement des tarifs
7 2020-2021 que celle approuvée par la Régie dans sa décision D-2013-106. Les deux conditions
8 suivantes ont donc été respectées :

- 9 > Application d'une variation uniforme des revenus générés à l'ensemble des paliers du
10 tarif D₁, équivalant à la variation globale du tarif D₁ déterminée dans la répartition tarifaire;
11 et
- 12 > Maintien du ratio actuel entre les composantes fixes et variables du tarif de distribution D₁.

13 La répartition tarifaire présente une variation globale au tarif D₁ de 0,49 %¹⁹. Cette augmentation
14 est donc celle visée à tous les paliers du tarif D₁. Pour y arriver, les frais de base et les taux
15 unitaires aux volumes retirés sont modifiés de façon à conserver le ratio fixe/variable obtenu à
16 l'aide des tarifs actuels de 10,0 %/90,0 %²⁰.

17 Ainsi, les frais de base proposés sont obtenus en augmentant uniformément les frais de base
18 actuels de 0,49 %. Ils sont présentés au tableau ci-dessous.

¹⁹ R-4119-2020, Énergir-Q, Document 5, c. 13.

²⁰ R-4119-2020, Énergir-Q, Document 7, p. 2, l. 15, c. 3 à 5.

Tableau 4

PALIER TARIFAIRE	FRAIS DE BASE (¢/appareil de mesurage/jour)	
	ACTUELS	AVANT MODIFICATIONS
	(1)	(2)
0 - 10 950 m ³ /an	49,201	49,445
10 950 - 36 500 m ³ /an	100,248	100,744
36 500 - 109 500 m ³ /an	119,573	120,165
109 500 - 365 000 m ³ /an	126,189	126,814
365 000 - 1 095 000 m ³ /an	165,511	166,33
1 095 000 - 3 650 000 m ³ /an	218,088	219,167
3 650 000 - 10 950 000 m ³ /an	542,484	545,169

1 Les résultats de ces modifications sur les grilles tarifaires sont présentés à la pièce Énergir-Q,
2 Document 6, colonnes 9 et 10, et leurs effets sur les revenus de distribution sont présentés à la
3 pièce Énergir-Q, Document 7, page 2, colonne 8.

4 Il est à noter que les résultats après modifications sont les mêmes que ceux avant modifications,
5 comme présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7, page 2, colonne 11.

5.3 STRATEGIE AUX TARIFS A DEBIT STABLE D₃ ET D₄

6 Depuis le dégroupement des tarifs en 2001, la variation des revenus requise au service à débit
7 stable était entièrement récupérée à travers la portion fixe du tarif. Dans la Cause tarifaire 2010²¹,
8 Énergir précisait qu'elle pourrait modifier la portion variable du tarif (taux unitaire au volume retiré)
9 pour que la génération des revenus continue à refléter les coûts encourus.

10 Dans la mesure où les travaux sur la Vision tarifaire sont en cours, Énergir propose de maintenir
11 la même approche pour l'établissement des tarifs 2020-2021 que celle approuvée par la Régie
12 dans sa décision D-2013-106. Ainsi, dans le présent dossier, le taux au volume retiré est maintenu

²¹ R-3690-2009, Gaz Métro-11, Document 3.

- 1 à 0,350 ¢/m³ et la variation tarifaire est appliquée en totalité sur la grille de taux de l'obligation
 2 minimale quotidienne (OMQ).
- 3 Tel qu'il peut être observé à la colonne 13 de la pièce Énergir-Q, Document 5, le résultat de la
 4 répartition tarifaire présente des variations uniformes de 0,49 % aux tarifs D₃ et D₄.
- 5 Ces variations se retrouvent au tableau ci-dessous. Les variations de revenus résultant des tarifs
 6 proposés²² ainsi qu'une comparaison entre les deux résultats sont également présentées.

Tableau 5

PALIER TARIFAIRES	VARIATIONS DES REVENUS		
	RÉPARTITION TARIFAIRES (1)	AVANT MODIFICATIONS (2)	ÉCART (2) VS (1) (3)
Palier 3.3	0,49%	0,49%	-0,01%
Palier 3.4	0,49%	0,49%	-0,01%
Palier 3.5	0,49%	0,50%	0,01%
Total D₃	0,49%	0,50%	0,00%
Palier 4.6	0,49%	0,60%	0,11%
Palier 4.7	0,49%	0,50%	0,01%
Palier 4.8	0,49%	0,51%	0,01%
Palier 4.9	0,49%	0,48%	-0,01%
Palier 4.10	0,49%	0,49%	0,00%
Total D₄	0,49%	0,51%	0,02%
Total D₃ - D₄	0,49%	0,51%	0,01%

²² R-4119-2020, Énergir-Q, Document 7, p. 2, l. 16 à 27, c. 12.

- 1 Les ratios de décroissance des paliers sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 6

PALIER TARIFAIRE	ACTUELS		AVANT MODIFICATIONS	
	TAUX D'OMQ (¢/m ³) (1)	RATIO DÉCROISSANCE (2)	TAUX D'OMQ (¢/m ³) (3)	RATIO DÉCROISSANCE (4)
	9,051		9,097	
Palier 3.3	7,275	80,4%	7,311	80,4%
Palier 3.4	4,949	68,0%	4,975	68,0%
Palier 3.5	4,087	82,6%	4,110	82,6%
Palier 4.6	2,977	72,8%	2,993	72,8%
Palier 4.7	2,315	77,8%	2,328	77,8%
Palier 4.8	1,642	70,9%	1,652	71,0%
Palier 4.9	1,323	80,6%	1,330	80,5%
Palier 4.10	0,894	67,6%	0,899	67,6%

- 2 Les résultats de ces modifications sur les grilles tarifaires sont présentés à la pièce Énergir-Q,
 3 Document 6, colonnes 11 et 12 et leurs effets sur les revenus de distribution sont présentés à la
 4 pièce Énergir-Q, Document 7, page 2, colonne 8.
- 5 Il est à noter que les résultats après modifications sont les mêmes que ceux avant modifications,
 6 comme présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7, page 2, colonnes 8 et 11.

5.4 STRATEGIE AU TARIF INTERRUPTIBLE D₅

- 7 Dans un premier temps, les taux de distribution avant modifications sont établis.
- 8 Tel qu'il peut être observé à la colonne 13 de la pièce Énergir-Q, Document 5, le résultat de la
 9 répartition tarifaire présente une variation uniforme au tarif D₅ de 0,49 %. Pour l'établissement de
 10 la grille de taux, une variation uniforme de 0,49 % est donc appliquée à tous les paliers du tarif.
 11 Les résultats de la proposition d'Énergir se trouvent au tableau suivant.

Tableau 7

PALIER TARIFAIRE	VARIATIONS DES REVENUS*		
	RÉPARTITION TARIFAIRE (1)	AVANT MODIFICATIONS (2)	ÉCART (2) VS (1) (3)
Palier 5.5	0,49%	0,50%	0,00%
Palier 5.6	0,49%	0,50%	0,00%
Palier 5.7	0,49%	0,49%	0,00%
Palier 5.8	0,49%	0,50%	0,00%
Palier 5.9	0,49%	0,49%	0,00%
Total D₅	0,49%	0,50%	0,00%

* Revenus proposés « Avant modifications ».

- 1 Les ratios de décroissance des paliers sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 8

PALIER TARIFAIRE	ACTUELS		AVANT MODIFICATIONS	
	TAUX D'OMQ (¢/m ³) (1)	RATIO DÉCROISSANCE (2)	TAUX D'OMQ (¢/m ³) (3)	RATIO DÉCROISSANCE (4)
	12,131		12,190	
Palier 5.5	8,871	73,1%	8,917	73,2%
Palier 5.6	7,692	86,7%	7,729	86,7%
Palier 5.7	5,083	66,1%	5,108	66,1%
Palier 5.8	4,304	84,7%	4,326	84,7%
Palier 5.9	3,769	87,6%	3,785	87,5%

- 2 Les résultats de ces modifications sur les grilles tarifaires sont présentés aux colonnes « Avant
3 modifications » qui se retrouvent à la pièce Énergir-Q, Document 6, colonnes 13 et 14 et leurs
4 effets sur les revenus de distribution sont présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7, page 2,
5 colonne 8.
- 6 Dans un deuxième temps, les taux de distribution « Après modifications » sont établis en tenant
7 compte de l'effet sur les revenus de distribution de la fixation du prix d'équilibrage des clients en
8 service de GAC.

1 Le prix proposé aux clients en service de GAC est un prix groupé et négocié en fonction de l'offre
2 de la concurrence. Les services offerts par Énergir étant dégroupés, un exercice de
3 fonctionnalisation des revenus de GAC est requis et la méthode applicable consiste à déterminer
4 les revenus de distribution en soustrayant du revenu global les revenus de transport et
5 d'équilibrage.

6 Le revenu d'équilibrage des clients en service de GAC est de 192,5 k\$²³ « Avant modifications »
7 et de 191,5 k\$²⁴ « Après modifications ». Un écart de revenu de distribution minime de -1,0 k\$
8 est alors observé. Habituellement, afin de neutraliser l'effet du GAC sur les revenus, un
9 ajustement uniforme de la grille du tarif D₅ est réalisé. Dans le cas présent, l'écart de revenus à
10 neutraliser est marginal et n'a pas d'impact sur la génération des grilles tarifaires. Aucun
11 ajustement n'a donc été fait. Les taux de distribution « Avant modifications » et « Après
12 modifications » sont donc les mêmes pour l'ensemble des tarifs de distribution.

13 Les résultats de ces modifications sur les grilles tarifaires sont présentés aux colonnes « Après
14 modifications » qui se retrouvent à la pièce Énergir-Q, Document 6, colonnes 19 et 20 et leurs
15 effets sur les revenus de distribution sont présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7, page 2,
16 colonne 11.

5.5 SERVICE DE RECEPTION

17 Au courant de l'année 2020-2021, il est prévu que trois producteurs potentiels de GNR
18 commencent à injecter dans le réseau de distribution et la Ville de Saint-Hyacinthe poursuivra
19 son injection. Le tarif de réception est spécifique à chaque point de réception et il est calculé de
20 telle sorte que le distributeur récupère les investissements nécessaires au raccordement du
21 client, conformément à la décision D-2015-107 du dossier R-3909-2014. Les taux du tarif de
22 réception sont mis à jour à chaque cause tarifaire afin de refléter l'état du remboursement de
23 l'investissement ainsi que la mise à jour des intrants du tarif. Les paramètres de calcul du tarif de
24 réception pour l'année 2020-2021 sont les suivants :

²³ R-4119-2020, Énergir-Q, Document 7, p. 1, l. 44, c. 10.

²⁴ R-4119-2020, Énergir-Q, Document 7, p. 1, l. 44, c. 15.

Tableau 9

Paramètres réglementés	Valeur
Durée d'amortissement des actifs (années)	20
Taux de redevance à la Régie de l'énergie (\$/10 ³ m ³)	0,564 ²⁵
Taux de redevance à la Régie du bâtiment (\$/10 ³ m ³)	0,488 ²⁶
Taux de taxe sur les services publics (%)	1,500 ²⁷
Taux d'imposition (%)	26,50 ²⁸
Taux de la dette (%)	4,637 ²⁹
Taux de l'équité (%) (coût pondéré de l'avoir des actionnaires ordinaires et privilégiés)	8,316 ³⁰
Taux moyen pondéré du capital (%)	6,330 ³¹

1 Un tarif spécifique à chaque point de réception est calculé. Puisque les taux sont calculés à partir
 2 des investissements finaux, seuls les projets complétés se retrouvent aux pages 1 et 2 de la pièce
 3 Énergir-Q, Document 10. Ainsi, les renseignements liés au tarif de réception et les coûts pour
 4 l'année 2020-2021 pour le point de réception de Saint-Hyacinthe avec le niveau de détails
 5 demandé dans la décision D-2018-158³² y sont présentés.

6 En suivi de la décision D-2019-141, Énergir a ajouté les pages 3 et 4 à la pièce Énergir-Q,
 7 Document 10, pour présenter les coûts de catégorie A et la base de tarification mensuelle par
 8 point de réception, et ce, pour l'ensemble des projets complétés ou qui sont prévus être complétés
 9 durant l'année 2020-2021. Les tarifs de réception de chaque projet d'injection en cours seront
 10 présentés au moment opportun.

²⁵ Le taux du dossier tarifaire 2020-2021 provient de la formule suivante : redevance estimée pour 2021 / volumes retirés. La redevance estimée est déterminée par la moyenne des augmentations des trois dernières années, appliquée à la redevance de 2020.

²⁶ Le taux du dossier tarifaire 2020-2021 est obtenu en appliquant la moyenne des augmentations des trois dernières années, au taux de redevance de 2020 (0,481).

²⁷ *Loi sur les impôts du Québec* (provincial), Partie VI.1 – Taxe sur services publics.

²⁸ R-4119-2020, Énergir-N, Document 16, p. 2, l. 55 (15,00 %) + p. 3, l. 38 (11,50 %).

²⁹ R-4119-2020, Énergir-M, Document 1, p. 1, l. 4, c. 5.

³⁰ R-4119-2020, Énergir-M, Document 1, p. 1, moyenne pondérée de c. 5 (l. 5-6) avec c. 4 (l. 5-6), d'après la formule suivante : $[(7,5 \% \times 5,319 \%) + (38,5 \% \times 8,900 \%) / (7,5 \% + 38,5 \%)$.

³¹ R-4119-2020, Énergir-M, Document 1, p. 1, l. 7, c. 6.

³² Page 116, paragr. 484.

1 Il est important de noter que les coûts du point de réception de Saint-Hyacinthe de 2020-2021
2 doivent incorporer un CFR pour récupérer les écarts de revenus constatés au Rapport annuel
3 2019³³. Le tarif est composé des taux suivants :

- 4 > Le taux de l'OMQ pour le volet Investissements est établi en divisant les coûts par la
5 capacité maximale contractuelle (CMC) du client injecteur et par le nombre de jours dans
6 l'année;
- 7 > La portion fixe des coûts associés aux coûts de distribution non liés au réseau gazier
8 (volet Distribution) est estimée à 4 % des coûts d'investissement, également divisé par la
9 CMC du client et par le nombre de jours dans l'année;
- 10 > La partie variable de la tarification au point de réception est constituée des redevances
11 volumétriques allouées à ce client;
- 12 > Les taux unitaires pour les volumes livrés en territoire et hors territoire ne s'appliquent pas
13 pour le projet puisque l'entièreté des volumes produits demeurera dans la zone de
14 consommation de Saint-Hyacinthe (zone Estrie)³⁴. La carte des zones de consommation
15 est disponible en annexe 2³⁵. Pour l'année 2020-2021, la consommation annuelle projetée
16 dans la zone est de 580,3 Mm³, tandis que la production de GNR à être injectée dans la
17 zone devrait être de ■■■ Mm³³⁶. Puisqu'il est prévu que la consommation soit supérieure
18 à la production, aucun volume ne sera livré hors de la zone de consommation;
- 19 > Le ratio fixe/variable du tarif de réception de Saint-Hyacinthe est de 86,8 %/13,2 %. Ce
20 ratio diminuera graduellement au rythme du remboursement de l'investissement, qui
21 représente une grande partie des coûts fixes. Les revenus du tarif de réception sont
22 enlevés du revenu requis en distribution et ne sont pas assujettis aux variations tarifaires.

³³ Le CFR est expliqué dans une pièce du Rapport annuel 2019 (R-4114-2019, Énergir 9, Document 9). Un intérêt de 6,330 % est appliqué à ce montant (Énergir-M, Document 1, p. 1, l. 7, c. 6.).

³⁴ Une proposition pour renommer « Estrie » la zone de consommation dans laquelle se trouve la Ville de Saint-Hyacinthe est présentée dans la pièce Énergir-R, Document 1 du dossier R-4119-2020.

³⁵ À la suite de la demande de la Régie dans sa décision procédurale D-2020-069, la carte des zones de consommation a été mise à jour pour ajouter les consommations journalières moyennes en été et en hiver pour l'année 2020-2021. Également, les prévisions de la demande et d'injection de GNR sur l'ensemble de la durée du plan d'approvisionnement 2020-2024 ont été ajoutées à la carte.

³⁶ La production prévue dans la zone de l'Estrie prend en compte celle de la Ville de Saint-Hyacinthe et d'un autre producteur potentiel qui prévoit injecter dans le réseau d'Énergir au cours de l'année 2020-2021.

1 Des revenus de 190,5 k\$ sont prévus pour l'année 2020-2021 pour le point de réception de
2 Saint-Hyacinthe. Tout écart sera capté lors de la production du rapport annuel et sera récupéré
3 dans la cause tarifaire subséquente.

4 Des revenus supplémentaires de 279,3 k\$³⁷ sont prévus pour le service de réception au cours de
5 l'année 2020-2021, lesquels proviendront de trois autres projets potentiels. Une mise à jour des
6 *Conditions de service et Tarif* serait apportée si les projets se matérialisaient, afin de faire
7 approuver les taux nécessaires pour la facturation de ces nouveaux clients.

8 De plus, les revenus 2020-2021 considèrent un montant de 550,8 k\$³⁸, qui représente le
9 rendement et l'impôt sur des investissements reliés à des projets dont l'injection débutera au
10 cours de l'année 2020-2021³⁹, ou ultérieurement. Cette façon de faire permet de neutraliser l'écart
11 entre les coûts et les revenus du service de réception, d'assurer l'allocation directe des coûts
12 reliés à l'injection, et de ne pas faire assumer ces frais par la clientèle au service de distribution.
13 Lorsqu'un projet est mis en service, les revenus de rendement et d'impôt à récupérer sont intégrés
14 dans le tarif de réception spécifiquement payé par le producteur concerné.

15 Ainsi, les revenus totaux au service de réception s'élèvent à 1,0 M\$ pour l'année 2020-2021 et
16 sont présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7, page 1, colonne 17, ligne 43.

17 Bien que cela ne soit pas actuellement considéré dans les prévisions de volumes présentées à
18 la Cause tarifaire, Énergir est en pourparlers avec de nombreux producteurs intéressés à injecter
19 du GNR dans son réseau. Ces volumes s'ajouteront à ceux déjà prévus et permettront
20 d'augmenter considérablement le pourcentage de GNR distribué par Énergir. De plus, avec le
21 *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un*
22 *distributeur* en vigueur depuis le 18 avril 2019, les distributeurs de gaz au Québec devront
23 distribuer des quantités de GNR correspondant à 1 % de la quantité totale de gaz naturel à partir
24 de 2020, 2 % en 2023 et 5 % en 2025. Il y a lieu de croire que cette réglementation pourrait
25 favoriser l'émergence de nouveaux projets d'injection en franchise.

³⁷ Énergir-Q, Document 10, page 4, revenus des projets RGMR + Coop Carbonne + SEMECS (40 932 \$ + 158 055 \$ + 80 286 \$).

³⁸ Énergir-Q, Document 10, page 4, ligne « Autres revenus ».

³⁹ Spécifiquement pour les projets de RGMR (Mauricie) et SEMECS (Varenes) pour qui le tarif de réception est calculé sur une période de 12 mois, mais qui n'injecteront pas pendant toute l'année.

1 Selon la clause 15.5.2.2.1 des CST, chaque producteur en franchise est assujéti à un taux pour
 2 les volumes livrés en territoire : ce taux varie en fonction de la zone de consommation dans
 3 laquelle il injecte. En effet, lorsque la demande dépasse les volumes livrés par le ou les clients
 4 injecteurs à l'intérieur d'une même zone de consommation, un taux propre à la zone délimitée
 5 doit être payé par ce ou ces derniers. Dans sa décision D-2019-141, la Régie ordonnait :

6 « [597] **La Régie réitère le suivi demandé au paragraphe 486 de la décision D-2018-158**...],
 7 **soit de déposer, dans les prochains dossiers tarifaires, une carte des zones de**
 8 **consommation. Elle demande à Énergir d'y présenter, pour chaque zone de consommation,**
 9 **la prévision de la demande, l'approvisionnement prévu en GNR produit au Québec et, le cas**
 10 **échéant, les volumes livrés hors zone de consommation.** » [note de bas de page omise]

11 Pour faire suite à cette décision, Énergir présente, à l'annexe 2 de ce document, la carte des
 12 zones de consommation en fonction du budget 2020-2021. Cette pièce sera dorénavant déposée
 13 dans le cadre de chaque dossier tarifaire.

6 PRÉSENTATION DES RÉSULTATS

14 Les grilles tarifaires proposées dans le cadre de la Cause tarifaire 2020-2021 ont été établies en
 15 tenant compte des stratégies tarifaires décrites dans les sections précédentes.

16 Les comparaisons des résultats des grilles tarifaires se trouvent aux pièces Énergir-Q,
 17 Documents 6 à 8. Dans toutes ces pièces, les tableaux fournissent les revenus et taux « actuels »,
 18 « avant modifications » et « après modifications » :

19	Énergir-Q, Document 6	Grilles actuelle et proposées
20	Énergir-Q, Document 7	Comparaison des revenus et des taux actuels et proposés
21	Énergir-Q, Document 8	Comparaison des taux actuels et proposés
22		Tarif D ₁ – Cas types zone Sud –
23		Clients en service de fourniture de gaz naturel d'Énergir

24 De plus, la pièce Énergir-Q, Document 9 présente une analyse de la décroissance des taux reliés
 25 à l'OMQ aux tarifs D₃ et D₄.

CONCLUSIONS RECHERCHÉES

1 **Énergir demande à la Régie :**

- 2 • **D'approuver, pour application temporaire, la fonctionnalisation et la tarification des**
- 3 **coûts supplémentaires de SPEDE découlant de la modification au RDOCÉCA au**
- 4 **service de SPEDE, en maintenant l'exemption pour les volumes de GNR;**
- 5 • **D'approuver les prix de transport proposés pour l'année tarifaire 2020-2021;**
- 6 • **D'approuver les prix d'équilibrage proposés pour l'année tarifaire 2020-2021, ainsi**
- 7 **que les taux applicables aux déséquilibres quotidiens et au solde des écarts**
- 8 **cumulatifs;**
- 9 • **D'approuver la stratégie tarifaire d'établissement des tarifs de distribution pour**
- 10 **l'année tarifaire 2019-2020, ainsi que les taux proposés;**
- 11 • **D'approuver les taux proposés du tarif de réception 2020-2021;**
- 12 • **De prendre acte de la réponse aux suivis demandés aux paragraphes 595, 597 et**
- 13 **624 de la décision D-2019-141 et de s'en déclarer satisfaite; et**
- 14 • **D'approuver la récupération des montants détenus dans le CFR sur une période de**
- 15 **deux ans, à compter de l'année 2020-2021.**

**ANNEXE 1 : CALCUL DES COÛTS
RELATIFS AU MAINTIEN DES CAPACITÉS MINIMALES FTLH**

- 1 À la section 3, Énergir présente l'établissement du cavalier applicable en transport pour récupérer
2 les coûts relatifs au maintien de capacités minimales de transport entre Empress et le territoire
3 d'Énergir. Ces coûts ont été calculés en appliquant la méthodologie approuvée dans la décision
4 D-2015-181. Le tableau suivant présente le détail du calcul.

	Empress - GMIT EDA		Dawn - GMIT EDA		Différence
Portion GMIT EDA					
1 Fourniture (¢/m ³)		7,010		11,405	
2 Compression (¢/m ³)	4,80%	0,336	1,41%	0,161	
3 Transport (¢/m ³)		6,344		2,074	
4 Coût unitaire (¢/m ³)		13,690		13,639	0,050
5 Capacité minimale (10 ³ m ³ /jour)					1 927
6 Nombre de jours					92
7 Coût GMIT EDA (000 \$)					89
Portion GMIT NDA					
8 Fourniture (¢/m ³)		7,010		11,405	
9 Compression (¢/m ³)	3,71%	0,260	1,27%	0,145	
10 Transport (¢/m ³)		4,885		1,711	
11 Coût unitaire (¢/m ³)		12,155		13,260	-1,105
12 Capacité minimale (10 ³ m ³ /jour)					317
13 Nombre de jours					92
14 Coût GMIT NDA (000 \$)					-322
15 Coût de maintien de capacité minimale (000 \$)					-233

ANNEXE 2 : CARTE DES ZONES DE CONSOMMATION [...]

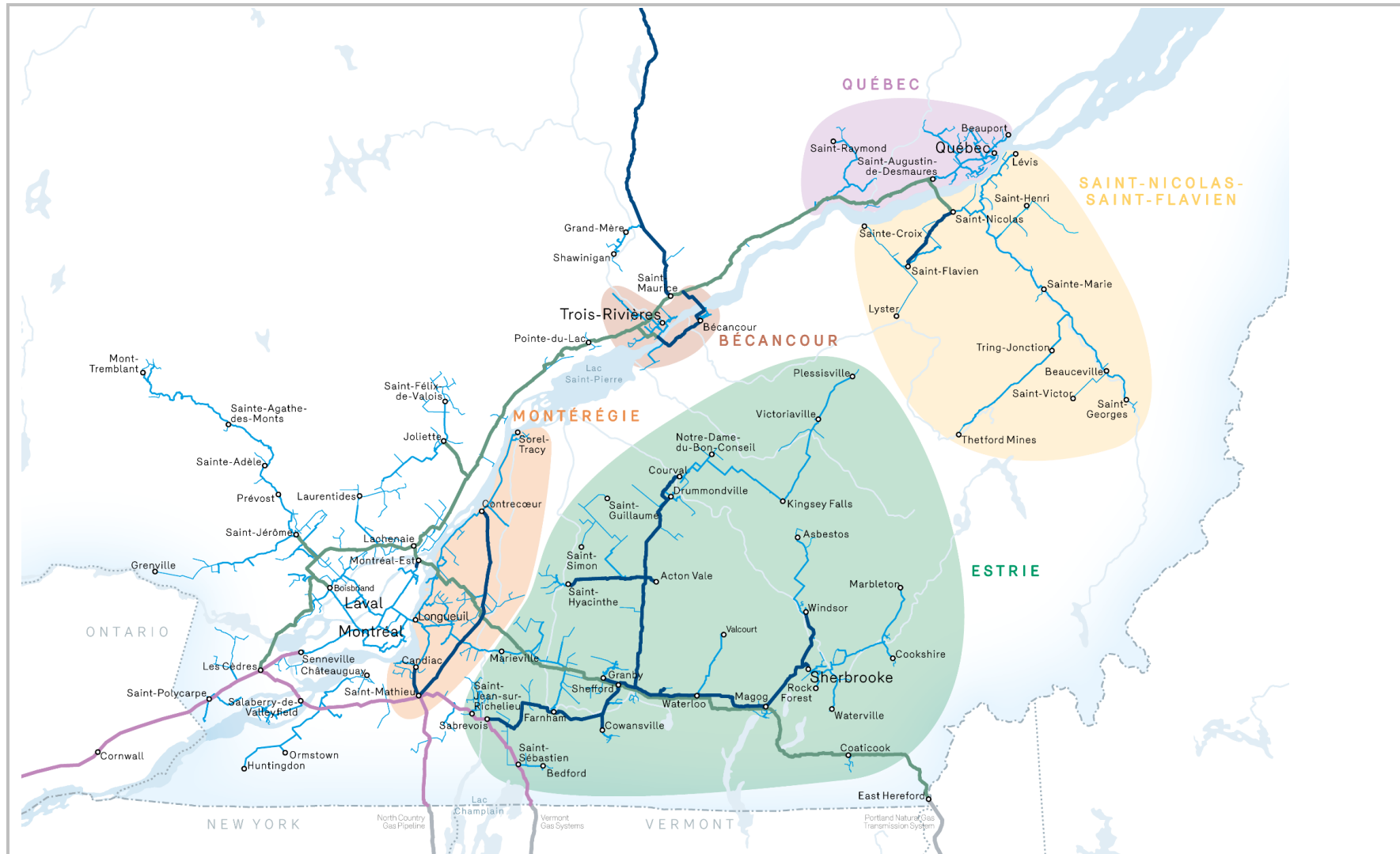


Tableau 1 :
Prévision de la demande et d'injection de GNR par zone de consommation
pour chacune des années du plan d'approvisionnement 2020-2024

	(10 ³ m ³)	Zone de consommation				
		Bécancour	Estrie	Montérégie	Saint-Nicolas Saint-Flavien	Québec
2020-2021	Prévision de la demande	230 021	580 270	1 156 365	256 603	274 493
	Approvisionnement prévu en GNR produit au Qc	■	■	■	■	■
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0
2021-2022	Prévision de la demande	240 863	586 470	1 161 478	272 862	256 502
	Approvisionnement prévu en GNR produit au Qc	■	■	■	■	■
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0
2022-2023	Prévision de la demande	240 865	586 299	1 162 267	272 829	256 019
	Approvisionnement prévu en GNR produit au Qc	■	■	■	■	■
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0
2023-2024	Prévision de la demande	240 866	586 219	1 162 211	272 815	255 540
	Approvisionnement prévu en GNR produit au Qc	■	■	■	■	■
	Volumes livrés hors zone de consommation	0	0	0	0	0

Tableau 2 :
Consommations quotidiennes moyennes d'hiver et d'été
par zone de consommation en 2020-2021

Zone de consommation	Hiver (10³ m³)	Été (10³ m³)
Bécancour	735	607
Etrie	2 092	1 235
Montérégie	4 092	2 516
Saint-Nicolas Saint-Flavien	1 014	567
Québec	1 123	407