

**STRATÉGIE TARIFAIRE
ET
ÉTABLISSEMENT DES GRILLES TARIFAIRES
2019-2020**

TABLE DES MATIÈRES

	<u>Page</u>
INTRODUCTION	3
1 FONCTIONNALISATION DES COÛTS.....	3
2 AJUSTEMENTS RELIÉS AUX INVENTAIRES	3
3 SERVICE DE TRANSPORT	4
3.1 Maintien des capacités FTLH	4
3.2 Marge excédentaire.....	4
3.3 Harmonisation des prix des zones Sud et Nord.....	5
4 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE.....	6
4.1 Service du distributeur	6
4.2 Service fourni par le client.....	8
5 SERVICE DE DISTRIBUTION.....	8
5.1 Répartition tarifaire	9
5.2 La stratégie au tarif général D ₁	10
5.3 Stratégie aux tarifs à débit stable D ₃ et D ₄	11
5.4 Stratégie au tarif interruptible D ₅	13
5.5 Service de réception	15
6 FOURNITURE DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE.....	18
7 PRÉSENTATION DES RÉSULTATS	19
CONCLUSIONS RECHERCHÉES	21
 ANNEXE 1	

INTRODUCTION

1 Le présent document décrit l'approche utilisée afin de générer les grilles tarifaires 2019-2020. 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, la
4 stratégie d'établissement des taux pour les différents services de distribution et pour le service
5 de fourniture du gaz naturel renouvelable (GNR).

1 FONCTIONNALISATION DES COÛTS

6 La pièce Énergir-Q, Document 2 présente les différents coûts ainsi que la répartition de la base
7 de tarification par service pour le budget 2019-2020.

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

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

2 AJUSTEMENTS RELIÉS AUX INVENTAIRES

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

16 Les coûts se rapportant aux services de fourniture de gaz naturel, de transport et de SPEDE sont
17 facturés à partir de l'ajustement relié aux inventaires de chacun de ces services, selon le profil de
18 chaque client, à l'exception des clients du tarif D₁ dont la consommation est inférieure à
19 75 000 m³/an. Ceux-ci se voient facturer un prix mensuel moyen reflétant le profil de
20 consommation de l'ensemble de la clientèle de ce tarif.

3 SERVICE DE TRANSPORT

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

2 Les coûts totaux de transport, présentés à la ligne 1, s'élèvent à 98,9 M\$. Ces coûts ont été
3 réduits des revenus d'obligation minimale annuelle de 0,6 M\$, des revenus d'ajustement
4 d'inventaire de transport – portion variation de prix – de 1,6 M\$ ainsi que des revenus de transport
5 du gaz d'appoint de 0,4 M\$ prévus pour l'année 2019-2020. Ainsi, les coûts de transport à
6 récupérer à partir du tarif de transport s'élèvent à 96,3 M\$. Les prix calculés au service de
7 transport à compter du 1^{er} octobre pour l'année 2019-2020 sont de 1,560 ¢/m³ pour la zone Sud
8 et de 4,378 ¢/m³ pour la zone Nord.

3.1 MAINTIEN DES CAPACITES FTLH

9 Énergir a établi son tarif de transport de manière à récupérer les coûts de maintien des capacités
10 minimales de *Firm Transportation Long Haul* (FTLH) sur l'ensemble des volumes prévus pour
11 l'année 2019-2020, à l'exception des clients qui achètent du GNR produit dans la franchise
12 d'Énergir, ainsi que des clients en gaz d'appoint, conformément à la décision D-2015-181.

13 Les coûts du maintien des capacités minimales de transport *Long Haul*, évalué en projetant le
14 différentiel de coût d'approvisionnement en provenance de Dawn et d'Empress, sont de -9,4 M\$.
15 Le détail du calcul est présenté à l'annexe 1. Selon la méthodologie de calcul du coût du maintien
16 des capacités¹ approuvé par la Régie dans la Cause tarifaire 2016², le prix minimum est fixé à
17 0,000 ¢/m³ et les coûts doivent donc être au minimum à 0 \$. Le coût inscrit doit refléter ce
18 minimum à la ligne 14 de la colonne 3 de la pièce Énergir-Q, Document 3. Corolairement, le tarif
19 du maintien des capacités FTLH présenté à la ligne 14 de la pièce Énergir-Q, Document 3 est
20 fixé à 0,000 ¢/m³ pour 2019-2020. Par le fait même, le cavalier pour les clients de GNR produit
21 sur le territoire d'Énergir et pour du biogaz en réseau dédié est établi à 0,000 ¢/m³. Le calcul est
22 présenté à la ligne 22 de la pièce Énergir-Q, Document 3.

3.2 MARGE EXCEDENTAIRE

23 Les coûts échoués reliés à la marge excédentaire sont fonctionnalisés au service de transport,
24 tel que la Régie l'a ordonné dans la décision D-2017-094 (paragr. 248). À la Cause tarifaire 2018,

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

² D-2015-181.

1 ces coûts étaient récupérés auprès de l'ensemble de la clientèle, à l'exception des clients en gaz
2 d'appoint. La même approche est retenue pour la récupération à la présente cause. Toutefois, il
3 n'y a pas eu de marge excédentaire pour l'année 2018-2019 et aucune n'est prévue pour
4 2019-2020³. Par contre, un trop-perçu de 2017-2018 se chiffrant à 1,97 M\$⁴ est à remettre à
5 l'ensemble de la clientèle, à l'exception des clients en gaz d'appoint. L'information est présentée
6 à la ligne 15 de la pièce Énergir-Q, Document 3.

3.3 HARMONISATION DES PRIX DES ZONES SUD ET NORD

7 Dans la décision D-2016-156, la Régie a reconduit l'harmonisation des prix des zones Sud et
8 Nord, en attendant qu'une décision soit prise sur la fusion des zones Sud et Nord au service de
9 transport d'Énergir. Elle a également reporté le débat sur la fusion des zones et la
10 fonctionnalisation des conduites de transmission de Champion et d'Énergir dans le dossier de la
11 Vision tarifaire (R-3867-2013)⁵.

12 L'analyse portant sur la fonctionnalisation des conduites de transmission de Champion et
13 d'Énergir a été déposée dans ce dernier dossier le 27 janvier 2017, à la pièce B-0185,
14 Gaz Métro-5, Document 5.

15 Pour les mêmes raisons exprimées lors de la proposition initiale d'Énergir de fusionner les zones
16 au service de transport, soit :

- 17 > le principe de non-discrimination des clients sur la base de leur localisation;
- 18 > l'intégration des services de transport des zones Sud et Nord;
- 19 > les écarts importants entre les deux taux en raison des investissements réalisés sur
20 Champion,

21 Énergir propose de reconduire pour une cinquième année l'harmonisation des prix des zones
22 Sud et Nord en attendant qu'une décision soit rendue sur la fusion des zones. Elle propose
23 également de maintenir un compte de frais reportés (CFR) dans lequel sera comptabilisée la
24 différence entre les revenus générés par l'application de taux identiques pour les clients des

³ B-0056, Énergir-H, Document 1, p.64.

⁴ Selon la méthodologie expliquée dans la pièce R-4018-2017, B-0054, GM-Q, Document13.

⁵ D-2016-156, paragr. 298 et 299, p. 77.

1 zones Sud et Nord et les revenus qui seraient générés par les clients de la zone Nord si
2 l'harmonisation temporaire des prix ne s'appliquait pas.

3 Ainsi les prix proposés au service de transport à compter du 1^{er} octobre pour l'année 2019-2020
4 sont les suivants :

	<u>Zone Sud</u>	<u>Zone Nord</u>
Service du distributeur	1,560 ¢/m ³	1,560 ¢/m ³
Service fourni par le client	-0,033 ¢/m ³	3,092 ¢/m ³

5 Comme elle l'avait mentionné dans le cadre de la Cause tarifaire 2019 Énergir continue d'être
6 préoccupée par le niveau du CFR en question. En date du 30 septembre 2020, la somme
7 s'élèvera à plus de 15 M\$. Compte tenu de l'évolution du dossier R-3867-2013, Énergir
8 appréhende l'impact que pourrait avoir l'intégration du CFR sur le tarif de transport, une fois
9 qu'une décision sur la fusion des zones sera rendue.

4 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE

4.1 SERVICE DU DISTRIBUTEUR

10 La pièce Énergir-Q, Document 4 détaille la méthode de calcul des taux de pointe et d'espace du
11 service d'équilibrage pour 2019-2020.

12 Dans un premier temps, les prix d'équilibrage « Avant modifications » sont établis (lignes 11
13 à 19). Les taux unitaires de pointe et d'espace sont calculés en divisant respectivement les coûts
14 de pointe, incluant le gaz d'appoint concurrence (GAC) et avant modifications (59,9 M\$, ligne 1),
15 et les coûts d'espace (83,5 M\$, ligne 2) par les facteurs pointe (17 114 10³m³/jour, ligne 9,
16 colonne 7) et espace (5 528 10³m³/jour, ligne 10, colonne 7) calculés pour l'ensemble de la
17 clientèle. On obtient un taux de pointe de 350,1 ¢/m³/jour et un taux d'espace de 1 510,6 ¢/m³/jour
18 (lignes 11 et 12, colonne 7).

19 Le prix moyen d'équilibrage évalué pour l'ensemble de la clientèle du tarif de distribution D₁ est
20 de 4,320 ¢/m³ (ligne 14, colonne 1). La méthode utilisée pour établir le prix d'équilibrage pour le
21 GAC est conforme à celle approuvée par la décision D-2011-182, soit entre 0,000 ¢/m³ et le prix
22 d'équilibrage moyen pour le tarif de distribution D₄.

1 Une fois ces taux établis, ils sont ensuite ajustés pour tenir compte du décalage qui existe entre
2 les volumes à partir desquels les paramètres A, H et P sont déterminés pour évaluer le prix
3 d'équilibrage client par client et les volumes sur lesquels ce prix s'applique. Les taux sont
4 également ajustés pour tenir compte de l'impact des prix minimal et maximal sur la génération
5 des revenus. Il est à noter que le prix minimal est établi en divisant le prix d'espace par le nombre
6 de jours de l'année (prix minimal = $-1\,573,3/366 = -4,299\text{ ¢/m}^3$) et que le prix maximal est établi
7 selon un profil de consommation de 20 % de coefficient d'utilisation (CU), tel qu'approuvé par la
8 Régie dans sa décision D-2011-182. Ainsi, les taux d'équilibrage sont ajustés à la hausse de
9 4,15 % pour générer le revenu requis. Les taux d'équilibrage « Avant modifications » obtenus
10 sont :

- 11 > Taux pointe : $364,6\text{ ¢/m}^3/\text{jour}$;
- 12 > Taux espace : $1573,3\text{ ¢/m}^3/\text{jour}$; et
- 13 > Prix unitaire moyen des clients au tarif D₁ : $4,499\text{ ¢/m}^3$.

14 Le prix minimal serait de $-4,299\text{ ¢/m}^3$ et le prix maximal de $8,018\text{ ¢/m}^3$, tel que présenté aux lignes
15 18 et 19, à la colonne 7.

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

18 Les prix d'équilibrage « Après modifications » sont établis de la même manière qu'à l'étape
19 « Avant modifications ». Les taux unitaires « Après modifications » de pointe et d'espace sont
20 calculés en divisant respectivement les coûts de pointe (59,9 M\$, ligne 1) et d'espace (83,5 M\$,
21 ligne 2) par les facteurs pointe ($17\,114\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$, ligne 9, colonne 7) et espace
22 ($5\,528\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$, ligne 10, colonne 7) calculés pour l'ensemble de la clientèle. On obtient un taux
23 de pointe de $350,1\text{ ¢/m}^3/\text{jour}$ et un taux d'espace de $1\,510,6\text{ ¢/m}^3/\text{jour}$ (lignes 20 et 21, colonne 7).

24 Pour éviter l'accroissement des crédits octroyés et dans la mesure où Énergir révisera certains
25 aspects du tarif d'équilibrage dans le cadre des travaux entourant la vision tarifaire, il est proposé
26 de maintenir les prix minimal et maximal d'équilibrage à $-1,561\text{ ¢/m}^3$ et $7,638\text{ ¢/m}^3$
27 respectivement, tel qu'approuvé par la décision D-2013-115.

28 À cette étape, les taux d'équilibrage sont ajustés à la hausse de 3,88 % pour générer le revenu
29 requis. Finalement, les taux d'équilibrage « Après modifications » obtenus sont :

- 1 ▶ Taux pointe : 363,7 ¢/m³/jour;
- 2 ▶ Taux espace : 1 569,2 ¢/m³/jour; et
- 3 ▶ Prix unitaire moyen des clients au tarif D₁ : 4,488 ¢/m³.

4 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

5 Les prix du service d'équilibrage fourni par le client doivent être ajustés à la suite des
6 changements dans les taux de transport de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) effectifs au
7 1^{er} février 2019⁶. L'ajustement des taux n'a pas été fait lors de la modification des tarifs de
8 transport demandée par Énergir le 15 février 2019 et approuvée par la Régie dans la décision
9 D-2019-019, car l'impact financier était nul, étant donné qu'aucun client ne se voyait charger ces
10 taux au moment de la décision. Voici un tableau récapitulatif avec les taux applicables aux
11 déséquilibres quotidiens et au solde des écarts cumulatifs (article 13.2.2.2 des *Conditions de*
12 *service et Tarif*).

Tableau 1

	Écart	Ratio du taux de TCPL ⁷	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

13 Les tarifs de distribution 2018-2019⁸, appliqués sur les volumes projetés pour l'année 2019-2020,
14 génèrent des revenus de distribution de 608,8 M\$⁹. Puisque le revenu requis de distribution pour

⁶ Office national de l'énergie, ordonnance TGI-005-2018.

⁷ Les ratios sont appliqués sur le taux de TCPL du tronçon Empress – Énergir EDA qui est de 1,517 \$/GJ ou 5,748 ¢/m³.

⁸ D-2018-158.

⁹ Énergir-N, Document 2, I. 2, c. 1.

1 l'année 2019-2020 est de 546,5 M\$¹⁰, l'ajustement tarifaire au service de distribution est
2 de -62,3 M\$, soit une baisse de 10,24 %.

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

15 Dans la mesure où les travaux sur la vision tarifaire (R-3867-2013) sont en cours, Énergir propose
16 de maintenir la même approche pour l'établissement des tarifs 2019-2020. Les sections qui
17 suivent décrivent la méthodologie suivie.

5.1 REPARTITION TARIFAIRE

18 Bien que l'exercice de répartition tarifaire traditionnelle ne soit pas maintenu, la pièce *Répartition*
19 *tarifaire 2019-2020* (Énergir-Q, Document 5) est tout de même déposée. Cette pièce définit, pour
20 chacun des sous-tarifs, les variations de revenus requises pour générer les revenus de
21 distribution proposés de 546,5 M\$.

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

26 Aux fins d'illustration, les variations d'inventaire portion rendement (F, T et SPEDE combinés) ont
27 été incluses ainsi que les variations de revenus requis obtenues au niveau des services de

¹⁰ Énergir-N, Document 2, l. 1, c. 1.

1 transport et d'équilibrage en appliquant les nouveaux prix établis précédemment. Ces éléments
2 se retrouvent aux colonnes 6 à 11 de la pièce Énergir-Q, Document 5.

3 La colonne 16 présente les variations totales requises pour la génération des revenus 2019-2020
4 de tous les services combinés, exprimées en pourcentage des revenus TÉID.

5.2 LA STRATEGIE AU TARIF GENERAL D₁

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

7 Comme mentionné précédemment, dans la mesure où les travaux sur la vision tarifaire sont
8 toujours en cours, Énergir propose de maintenir la même approche pour l'établissement des tarifs
9 2019-2020 que celle approuvée par la Régie dans sa décision D-2013-106. Les deux conditions
10 suivantes ont donc été respectées :

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

15 La répartition tarifaire présente une variation globale au tarif D₁ de -10,26 %¹¹. Cette baisse est
16 donc celle visée à tous les paliers du tarif D₁. Pour y arriver, les frais de base et les taux unitaires
17 aux volumes retirés sont modifiés de façon à conserver le ratio fixe/variable obtenu à l'aide des
18 tarifs actuels de 10,1 %/89,9 %¹².

19 Ainsi, les frais de base proposés sont obtenus en diminuant uniformément les frais de base
20 actuels de 10,26 %. Ils sont présentés au tableau ci-dessous.

¹¹ Énergir-Q, Document 5, c. 13.

¹² Énergir-Q, Document 7, p. 2, l. 15, c. 3 à 5.

Tableau 2

PALIER TARIFAIRE	FRAIS DE BASE (¢/appareil de mesurage/jour)	
	ACTUELS	AVANT MODIFICATIONS
	(1)	(2)
0 - 10 950 m ³ /an	54,989	49,344
10 950 - 36 500 m ³ /an	112,042	100,541
36 500 - 109 500 m ³ /an	133,641	119,923
109 500 - 365 000 m ³ /an	141,035	126,558
365 000 - 1 095 000 m ³ /an	184,983	165,995
1 095 000 - 3 650 000 m ³ /an	243,746	218,726
3 650 000 - 10 950 000 m ³ /an	606,308	544,072

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 2010¹³,
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 2019-2020 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

¹³ 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 -10,26 % au tarif D₃ et D₄.
- 5 Ces variations se retrouvent au tableau ci-dessous. Les variations de revenus résultant des tarifs
 6 proposés¹⁴ ainsi qu'une comparaison entre les deux résultats sont également présentées.

Tableau 3

PALIER TARIFAIRE	VARIATIONS DES REVENUS		
	RÉPARTITION TARIFAIRE (1)	AVANT MODIFICATIONS (2)	ÉCART (2) VS (1) (3)
Palier 3.3	-10,26%	-10,21%	0,05%
Palier 3.4	-10,26%	-10,20%	0,07%
Palier 3.5	-10,26%	-10,20%	0,06%
Total D₃	-10,26%	-10,20%	0,06%
Palier 4.6	-10,26%	-10,24%	0,03%
Palier 4.7	-10,26%	-10,27%	-0,01%
Palier 4.8	-10,26%	-10,26%	0,01%
Palier 4.9	-10,26%	-10,08%	0,18%
Palier 4.10	-10,26%	-10,52%	-0,25%
Total D₄	-10,26%	-10,29%	-0,02%
Total D₃ - D₄	-10,26%	-10,27%	-0,01%

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

¹⁴ Énergir-Q, Document 7, p. 2, l. 16 à 27, c. 12.

Tableau 4

PALIER TARIFAIRE	ACTUELS		AVANT MODIFICATIONS	
	TAUX D'OMQ (¢/m ³) (1)	RATIO DÉCROISSANCE (2)	TAUX D'OMQ (¢/m ³) (3)	RATIO DÉCROISSANCE (4)
	10,142		9,075	
Palier 3.3	8,163	80,5%	7,296	80,4%
Palier 3.4	5,561	68,1%	4,963	68,0%
Palier 3.5	4,601	82,7%	4,098	82,6%
Palier 4.6	3,360	73,0%	2,985	72,8%
Palier 4.7	2,621	78,0%	2,322	77,8%
Palier 4.8	1,866	71,2%	1,649	71,0%
Palier 4.9	1,506	80,7%	1,329	80,6%
Palier 4.10	1,019	67,7%	0,898	67,6%

1 Les résultats de ces modifications sur les grilles tarifaires sont présentés à la pièce Énergir-Q,
2 Document 6, colonnes 11 et 12 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 et 16.

5.4 STRATEGIE AU TARIF INTERRUPTIBLE D₅

6 Dans un premier temps, les taux de distribution avant modifications sont établis.

7 Tel qu'il peut être observé à la colonne 13 de la pièce Énergir-Q, Document 5, le résultat de la
8 répartition tarifaire présente une variation uniforme au tarif D₅ de -10,26 %. Pour l'établissement
9 de la grille de taux, une variation uniforme de -10,26 % est donc appliquée à tous les paliers du
10 tarif. Les résultats de la proposition d'Énergir se trouvent au tableau suivant.

Tableau 5

PALIER TARIFAIRE	VARIATIONS DES REVENUS*		
	RÉPARTITION TARIFAIRE (1)	AVANT MODIFICATIONS (2)	ÉCART (2) VS (1) (3)
Palier 5.5	-10,26%	-10,01%	0,26%
Palier 5.6	-10,26%	-10,31%	-0,04%
Palier 5.7	-10,26%	-10,10%	0,17%
Palier 5.8	-10,26%	-10,14%	0,13%
Palier 5.9	-10,26%	-10,98%	-0,71%
Total D₅	-10,26%	-10,25%	0,02%

* Revenus proposés « Avant modifications ».

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

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)
	13,799		12,164	
Palier 5.5	10,106	73,2%	8,892	73,1%
Palier 5.6	8,812	87,2%	7,711	86,7%
Palier 5.7	6,077	69,0%	5,096	66,1%
Palier 5.8	5,041	83,0%	4,320	84,8%
Palier 5.9	4,402	87,3%	3,783	87,6%

- 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.

1 Dans un deuxième temps, les taux de distribution « Après modifications » sont établis en tenant
2 compte de l'effet sur les revenus de distribution de la fixation du prix d'équilibrage des clients en
3 service de GAC.

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

9 Le revenu d'équilibrage des clients en service de GAC est de 208,0 k\$¹⁵ « Avant modifications »
10 et de 207,5 k\$¹⁶ « Après modifications ». Un écart de revenu de distribution minime de -0,5 k\$
11 est alors observé. Habituellement, afin de neutraliser l'effet du GAC sur les revenus, un
12 ajustement uniforme de la grille du tarif D₅ est réalisé. Dans le cas présent, l'écart de revenus à
13 neutraliser est marginal et n'a pas d'impact sur la génération des grilles tarifaires. Aucun
14 ajustement n'a donc été fait. Les taux de distribution « Avant modifications » et « Après
15 modifications » sont donc les mêmes pour l'ensemble des tarifs de distribution.

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

5.5 SERVICE DE RECEPTION

20 Au courant de l'année 2019-2020, deux producteurs potentiels de GNR sont prévus pour
21 commencer à injecter dans le réseau de distribution et la Ville de Saint-Hyacinthe poursuivra son
22 injection. Le tarif de réception est spécifique à chaque point de réception et il est calculé de telle
23 sorte que le distributeur récupère les investissements nécessaires au raccordement du client,
24 conformément à la décision D-2015-107 du dossier R-3909-2014. Les taux du tarif de réception
25 sont mis à jour à chaque cause tarifaire afin de refléter l'état du remboursement de

¹⁵ Énergir-Q, Document 7, p. 1, l. 44, c. 10.

¹⁶ Énergir-Q, Document 7, p. 1, l. 44, c. 15.

1 l'investissement ainsi que la mise à jour des intrants du tarif. Les paramètres de calcul du tarif de
 2 réception pour l'année 2019-2020 sont les suivants.

Tableau 7

Paramètres réglementés	Valeur
Durée d'amortissement des actifs (années)	20
Taux de redevance à la Régie de l'énergie (\$/10 ³ m ³)	0,651 ¹⁷
Taux de redevance à la Régie du bâtiment (\$/10 ³ m ³)	0,476 ¹⁸
Taux de taxe sur les services publics (%)	1,500 ¹⁹
Taux d'imposition (%)	26,525 ²⁰
Taux de la dette (%)	4,949 ²¹
Taux de l'équité (%) (coût pondéré de l'avoir des actionnaires ordinaires et privilégiés)	8,295 ²²
Taux moyen pondéré du capital (%)	6,490 ²³

3 Un tarif spécifique à chaque point de réception est calculé. Toutefois, seuls les projets complétés
 4 se retrouvent dans la pièce Énergir-Q, Document 11 puisque les taux sont calculés sur les
 5 investissements finaux. Les renseignements liés à ce tarif ainsi que le détail des coûts y sont
 6 présentés pour l'année 2019-2020 avec le niveau de détail demandé dans la décision D-2018-
 7 158²⁴. Advenant la complétion d'un projet d'injection au courant de l'année 2019-2020, les
 8 investissements et les taux du tarif de ce point d'injection seraient présentés au moment opportun.
 9 Donc, le seul point de réception présenté dans ce document est celui de Saint-Hyacinthe et les
 10 taux applicables pour l'année 2019-2020 se retrouvent à la page 1 et le détail des coûts à la page
 11 2. Il est important de noter que les coûts du point de réception de Saint-Hyacinthe de 2019-2020

¹⁷ Le taux du dossier tarifaire 2019-2020 provient de la formule suivante : redevance estimée pour 2020 / volumes retirés. La redevance estimée est déterminée par la moyenne des augmentations des trois dernières années appliquée à la redevance de 2019.

¹⁸ Le taux du dossier tarifaire 2019-2020 provient de la formule suivante : redevance estimée pour 2020 / volumes retirés. La redevance estimée est composée du taux de 2019 (0,472) et du taux estimé de 2020 (0,477) qui est lui-même déterminé par la moyenne des augmentations des trois dernières années appliquée au taux de 2019.

¹⁹ *Loi sur les impôts du Québec* (provincial) Partie VI.1 – Taxe sur services publiques.

²⁰ Énergir-N, Document 16, p. 2, l. 55 (15,00 %) + p. 3, l. 38 (11,5252 %).

²¹ Énergir-M, Document 2, p. 1, l. 4, c. 5.

²² Énergir-M, Document 2, p. 1, moyenne pondérée de c. 5 (l. 5-6) avec c.4 (l. 5-6), d'après la formule suivante : $[(7,5 \% \times 5,187 \%) + (38,5 \% \times 8,900 \%) / (7,5 \% + 38,5 \%)$.

²³ Énergir-M, Document 2, p. 1, l. 7, c. 6.

²⁴ Page 116, par. 484.

1 doivent incorporer un CFR pour récupérer les écarts de revenus de la première année constatés
2 au Rapport annuel 2018²⁵. Le tarif est composé des taux suivants :

3 > le taux de l'OMQ pour le volet Investissement est établi en divisant les coûts par la
4 capacité maximale contractuelle (CMC) du client injecteur et par le nombre de jours dans
5 l'année.

6 > la portion fixe des coûts associés aux coûts de distribution non liés au réseau gazier (volet
7 Distribution) est estimée à 4 % des coûts d'investissement, également divisé par la CMC
8 du client et par le nombre de jours dans l'année.

9 > la partie variable de la tarification au point de réception est constituée des redevances
10 volumétriques allouées à ce client.

11 > les taux unitaires pour les volumes livrés en territoire et hors territoire ne s'appliquent pas
12 pour le projet puisque l'entièreté des volumes produits demeurera dans la zone de
13 consommation de Saint-Hyacinthe qui est Centre-du-Québec/Estrie. La carte des zones
14 de consommation est disponible dans la pièce Énergir-Q, Document 10. La consommation
15 quotidienne moyenne d'été est de 34 575 GJ/jour, soit plus de 1,3 Mm³/jour. Étant donné
16 que la consommation d'été est de loin supérieure à une production à pleine capacité
17 potentielle de la Ville de Saint-Hyacinthe, soit 64 000 m³/jour, aucun volume n'est prévu
18 être livré hors de la zone de consommation.

19 Le ratio fixe/variable du tarif de réception de Saint-Hyacinthe est de 98,7 %/1,3 %. Ce ratio
20 diminuera graduellement au rythme du remboursement de l'investissement qui représente une
21 grande partie des coûts fixes. Les revenus du tarif de réception sont enlevés du revenu requis en
22 distribution et ne sont pas assujettis aux variations tarifaires.

23 Des revenus de 742,13 k\$ sont prévus pour l'année 2019-2020 pour le point de réception de
24 Saint-Hyacinthe. Tout écart sera capté lors du rapport annuel et récupéré dans la cause tarifaire
25 subséquente.

26 Des revenus supplémentaires de 200,85 k\$ sont prévus pour le service de réception au courant
27 de l'année 2019-2020 provenant des deux autres projets potentiels. Une mise à jour des

²⁵ Le CFR de la première année est expliqué dans une pièce du Rapport annuel 2018 (R-4079-2018, B-0059, Énergir 9, Document 10). Un intérêt de 6,490 % est appliqué à ce montant (Énergir-M, Document 2, p. 1, l. 7, c. 6.).

1 *Conditions de service et Tarif* serait produite si les projets se matérialisent afin de faire approuver
2 les taux nécessaires pour la facturation de ces nouveaux clients.

3 Ainsi, les revenus totaux au service de réception s'élèvent à 0,9 M\$ pour l'année 2019-2020 et
4 sont présentés à la pièce Énergir-Q, Document 7, page 1, colonne 17, ligne 43.

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

14 Dans le plan d'approvisionnement gazier 2020-2023²⁶, Énergir mentionnait que la Ville avait
15 débuté ses nominations quotidiennes à compter du 15 janvier 2019. Toutefois, le processus a de
16 nouveau été suspendu en date du 1^{er} mars en raison de la prolongation de la période de rodage.
17 Le suivi des nominations nécessite une prévision de la production de manière quotidienne, or,
18 comme le niveau de production de la Ville n'est pas encore stable, il est difficile pour eux de
19 fournir cette information à Énergir.

6 FOURNITURE DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE

20 Comme mentionné dans le dossier R-4008-2017, Énergir souhaite vendre du GNR à ses clients
21 intéressés. À titre informatif, un prix de fourniture de GNR pour l'année 2019-2020 a été calculé
22 conformément à la méthodologie proposée dans le dossier R-4008-2017, section 5.3, si celle-ci
23 était approuvée par la Régie. Le prix du GNR, dont le détail du calcul est présenté à la pièce
24 Énergir-Q, Document 12, serait de 50,744 ¢/m³ pour l'année 2019-2020. Ce prix inclut un écart
25 de prix cumulatif de l'année 2017-2018 de 35 k\$, détaillé en page 2 de la pièce Énergir-Q,
26 Document 12.

²⁶ Énergir H, Document 1, page 170

1 Comme indiqué au dossier R-4008-2017²⁷, quelques clients ont déjà opté pour le service de
2 fourniture de GNR d'Énergir. Les contrats de ces clients sont conclus conditionnellement à
3 l'approbation des termes et conditions qui seront établis par la Régie dans le dossier
4 R-4008-2017.

5 Le prix de GNR pour l'année 2019-2020 a été calculé à partir d'une prévision des achats de GNR
6 réalisés au cours de cette même année. Ces volumes, et ceux prévus être achetés dans les
7 prochaines années, sont intégrés au plan d'approvisionnement 2020-2023. Lorsqu'il est produit
8 en franchise, le GNR permet de réduire les outils de transport et d'équilibrage nécessaires pour
9 répondre à la demande des clients. Tel que mentionné à la pièce B-0056, Énergir-H, Document 1,
10 Énergir préfère alors adopter une approche prudente quant à la disponibilité du GNR produit dans
11 son territoire²⁸.

12 Ainsi, afin d'établir les prévisions de volumes de GNR, Énergir a uniquement considéré les
13 producteurs ayant déjà signé un contrat d'achat ou sur le point de le faire. Énergir prévoit
14 s'approvisionner auprès de quatre producteurs. Deux de ces producteurs sont déjà établis, soit
15 les Villes de Saint-Hyacinthe et d'Hamilton. Les deux autres sont des projets potentiels :

- 16 > un projet agricole; et
- 17 > un projet de société d'économie mixte d'énergie renouvelable.

18 De plus, les prévisions d'achat de GNR auprès de la Ville de Saint-Hyacinthe ont été revues à la
19 baisse par rapport à ce qui avait été présenté dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019. En
20 effet, les résultats réels d'injection pour l'année 2017-2018²⁹ et ceux du début de l'année 2018-
21 2019³⁰ laissent entrevoir une période de rodage plus longue qu'anticipée au départ.

7 PRÉSENTATION DES RÉSULTATS

22 Les grilles tarifaires proposées dans le cadre de la Cause tarifaire 2019-2020 ont été établies en
23 tenant compte des stratégies tarifaires décrites dans les sections précédentes.

²⁷ R-4008-2017, B-0034, Gaz Métro-1, Document 3, p. 11, l. 21 à 23.

²⁸ B-0056, Énergir-H, Document 1, section 6.3.

²⁹ R-4079-2018, B-0156 Énergir-12, Document 13, annexe 1.

³⁰ B-0056, Énergir-H, Document 1, annexe 16.

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

4 À titre informatif, les documents ci-haut mentionnés sont les suivants :

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

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

CONCLUSIONS RECHERCHÉES

- | | |
|---|---|
| 1 | Énergir demande à la Régie : |
| 2 | • d’approuver les prix de transport proposés pour l’année tarifaire 2019-2020; |
| 3 | • d’approuver les prix d’équilibrage proposés pour l’année tarifaire 2019-2020 ainsi que |
| 4 | les taux applicables aux déséquilibres quotidiens et au solde des écarts cumulatifs; |
| 5 | • d’approuver les taux proposés du tarif de réception 2019-2020; et |
| 6 | • d’approuver la stratégie tarifaire d’établissement des tarifs de distribution pour l’année |
| 7 | tarifaire 2019-2020 ainsi que les taux proposés. |

ANNEXE 1

- 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)		7,263		12,788	
2 Compression (¢/m ³)	4,10%	0,298	1,61%	0,206	
3 Transport (¢/m ³)		6,581		2,122	
4 Coût unitaire (¢/m ³)		14,142		15,116	-0,974
5 Capacité minimale (10 ³ m ³ /jour)					1 927
6 Nombre de jours					366
7 Coût GMIT EDA (000 \$)					-6 866
Portion GMIT NDA					
Empress - GMIT NDA					
8 Fourniture (¢/m ³)		7,263		12,788	
9 Compression (¢/m ³)	3,15%	0,229	1,44%	0,184	
10 Transport (¢/m ³)		5,067		1,831	
11 Coût unitaire (¢/m ³)		12,559		14,803	-2,244
12 Capacité minimale (10 ³ m ³ /jour)					317
13 Nombre de jours					366
14 Coût GMIT NDA (000 \$)					-2 601
15 Coût de maintien de capacité minimale (000 \$)					-9 467