DOCUMENT DE RÉFLEXION RELATIF À LA REFONTE DU TARIF DE DISTRIBUTION

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION 4

1 MISE EN CONTEXTE 5

2 SCISSION DE LA PHASE 4 EN DEUX SUJETS D'EXAMEN 6

3 ALLOCATION DES COÛTS 7

3.1 Retour sur la phase 1 7

4 SEGMENTATION BASÉE SUR LES COÛTS 9

4.1 Allocation des coûts en fonction de regroupements de clients à capacité similaire 11

4.2 Analyse de la causalité des coûts basée sur l'étude d'allocation des coûts en fonction de la capacité 12

4.2.1 Constats 16

4.3 Analyse de la causalité des coûts des petits clients 17

4.4 Segmentation préliminaire 19

4.4.1 Redéfinition préliminaire du grand segment de capacité 19

4.4.2 Définition des segments fonction de la capacité 21

5 STRUCTURE TARIFAIRE 25

5.1 Basée sur les coûts 25

5.1.1 Principes tarifaires à respecter 26

5.1.2 Ajustement au segment 1 28

5.1.3 Ajustement aux segments 2, 3 et 4 32

5.1.4 Arrimage des deux structures tarifaires 36

5.1.5 Analyse des résultats 46

5.2 Basée sur les besoins commerciaux 50

5.2.1 Portion fixe et variable des tarifs 50

5.2.2 Interfinancement 52

5.2.3 Position concurrentielle et réalité commerciale 54

5.2.4 Nouvelle utilisation du gaz naturel 57

5.2.5 Rabais/Promotions tarifaires 57
5.2.6 Prime de développement 58
5.2.7 Efficacité énergétique 60

6 BALISAGE SUR LES TARIFS DE DISTRIBUTION 61

6.1 Balisage produit par Econoler 61

6.2 Utilisation de la capacité 64
6.2.1 ATCO 65
6.2.2 Europe 65

7 MÉCANISME INCITATIF 67

8 AUTRES ÉLÉMENTS À CONSIDÉRER 67

9 CONCLUSION 68

ANNEXES 70

Annexe 1 : Rubriques de coûts fonction du volume retiré 1

Annexe 2 : Tests de sensibilité pour les paramètres du tarif du segment 1 1

Annexe 3 : Illustration de la nécessité de permettre aux clients de capacité inférieure à 200 m³/jour de bénéficier du tarif du segment 2 1

INTRODUCTION

Le présent document de réflexion est soumis en présumant qu'il sera examiné en séances de travail et qu'il sera suivi du dépôt d'une preuve formelle d'Énergir, s.e.c. (« Énergir »), selon l'échéancier que la Régie de l'énergie (« Régie ») pourrait éventuellement fixer. Les pages qui suivent discutent notamment de notions et de concepts qui ont été soumis à la Régie en phase 1 du présent dossier, ou à l'égard desquels cette dernière a rendu une décision. Bien que la phase 1 ne soit pas close au moment du dépôt du document de réflexion, Énergir croit que l'examen de celui-ci peut avoir lieu. En effet, dans l'éventualité où une décision de la phase 1 devait affecter un ou plusieurs des éléments ci-après discutés, Énergir pourra prendre cela en considération lors du dépôt de sa preuve formelle. Conséquemment, Énergir soumet respectueusement que la présence d'un délibéré en phase 1 ne devrait pas faire obstacle à l'examen du présent document de réflexion.

Les objectifs du présent document sont de :

- présenter le fruit des réflexions et des analyses d'Énergir sur la segmentation de sa clientèle et sur une structure tarifaire de base en fonction des coûts;
- présenter les contraintes commerciales qui devront être considérées par Énergir lors de l'élaboration de sa nouvelle structure tarifaire.

Pour répondre à ces objectifs, les éléments suivants sont abordés. D'abord, Énergir effectue un retour sur la phase 1 portant sur l'**étude d'allocation du coût de service** (section 3). Puis, à partir des méthodes d'allocation retenues, le distributeur procède à une analyse statistique de la relation entre les coûts alloués et les caractéristiques de consommation des clients pour en arriver à une **nouvelle segmentation de la clientèle** (section 4). La segmentation est par la suite raffinée avec l'établissement d'une **structure tarifaire strictement basée sur les coûts (section 5.1)**. Enfin, Énergir présente l'importance des **enjeux commerciaux** dans la nouvelle structure tarifaire (section 5.2).

Un balisage sur les pratiques tarifaires ailleurs au Canada et en Europe est également présenté, ainsi que divers autres sujets qui devront éventuellement être traités.

1 MISE EN CONTEXTE

Lors de l'élaboration d'une nouvelle structure tarifaire de distribution, plusieurs éléments doivent être considérés. Ces éléments ont été abordés entre autres dans le cadre de la Cause tarifaire 2012[1]. Énergir expliquait alors que l'étude d'allocation du coût de service était un guide important dans le processus de conception des tarifs. Elle mentionnait toutefois que des tarifs bien conçus n'étaient pas uniquement basés sur l'étude des coûts, mais devait également refléter d'autres considérations. Par exemple, l'équité entre les tarifs et les paliers, la prise en compte de la réalité commerciale de la clientèle et la concurrence entre les sources d'énergie, la simplicité, etc. sont autant d'éléments qui entrent en ligne de compte.

En décembre 2013, Énergir déposait une demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire[2] en réponse à la décision D-2013-106 de la Régie. Ce dossier avait pour but de revoir l'ensemble de la stratégie tarifaire du distributeur, depuis l'étude d'allocation des coûts jusqu'à l'établissement des tarifs finaux.

Étant donné l'ampleur des éléments à traiter et puisque la Régie estimait préférable que chacune des étapes charnières du processus fasse l'objet d'une approbation, elle ordonnait que le dossier soit scindé en deux phases. La première phase devait traiter de l'ensemble des méthodes de répartition des coûts et la seconde de la segmentation de la clientèle et la structure tarifaire.

À la suite du dépôt de la phase 1 portant sur l'allocation des coûts, Énergir constatait que l'augmentation du nombre de sujets devant être traités dans le présent dossier nécessitait la création de nouvelles phases, afin de permettre à la Régie de disposer efficacement des demandes relatives à ces sujets et de permettre à Énergir de prendre en compte, dans l'élaboration de ses demandes subséquentes, les décisions que la Régie rendrait. Dans sa décision D-2016-126, la Régie acceptait la proposition d'Énergir de scinder le dossier en quatre phases :

[1] R-3752-2011, Gaz Métro-13, Document 8, page 35

[2] R-3867-2013

- Phase 1 : Étude d'allocation des coûts du service de distribution;
- Phase 2 : Révision des services de fourniture, de transport et d'équilibrage ainsi que de l'offre de service interruptible;
- Phase 3 : Fixation des coûts marginaux de prestation de service de long terme;
- Phase 4 : Révision de la structure tarifaire du service de distribution.

Le processus d'allocation des coûts de distribution revu en phase 1 est le point de départ de l'élaboration de la nouvelle structure tarifaire de distribution abordée en phase 4. Les phases 2 et 3 sont quant à elles indépendantes du processus d'élaboration des tarifs de distribution, même si l'ensemble des phases du dossier influencera de façon globale la facture des clients d'Énergir.

Même si la décision finale concernant la première phase n'a pas encore été rendue, Énergir a tout de même été en mesure de faire certaines analyses nécessaires à l'élaboration d'une nouvelle segmentation et d'une structure tarifaire. Le distributeur propose d'ailleurs, pour les mêmes raisons qui ont poussé la Régie à scinder la demande portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire en deux phases, de traiter de la segmentation et de la structure tarifaire en deux temps. Cela permettra de simplifier les preuves déposées, ainsi que le processus d'approbation.

2 SCISSION DE LA PHASE 4 EN DEUX SUJETS D'EXAMEN

Dans sa décision D-2016-100, la Régie explique l'importance de la segmentation dans le processus tarifaire :

> « *[37] La Régie est d'avis que les résultats de l'Étude constituent les points d'ancrage de la structure tarifaire du Distributeur. À ces points d'ancrage doit se superposer une segmentation de la clientèle qui reflète le découpage naturel des grandes catégories de clientèles, en fonction de leurs caractéristiques de coût de desserte et de profil de consommation. Cette segmentation doit également bien s'arrimer à la structure des coûts de l'activité de distribution du gaz naturel sur le territoire de Gaz Métro. C'est de cet assemblage, combiné à d'autres considérations plus pragmatiques, que découlera une structure tarifaire viable et pérenne.* »

Dans le cadre la phase 4 de la vision tarifaire, Énergir revoit ses tarifs de distribution en utilisant comme point de départ la méthode d'allocation des coûts résultant de la phase 1 du présent

dossier. Énergir propose de scinder la phase 4 en deux sujets d'examen distincts. Dans un premier temps, elle présentera la segmentation de sa clientèle résultante de l'allocation des coûts (sujet A de la phase 4); et par la suite, elle proposera une structure tarifaire de distribution en lien avec la nouvelle segmentation tout en considérant sa réalité commerciale (sujet B de la phase 4).

Étant donné cette scission en deux sujets d'examen, et sous réserve d'une décision positive de la Régie à cet égard, Énergir se concentrera principalement dans ce document de réflexion sur le premier sujet, soit la segmentation de la clientèle. La méthodologie proposée afin d'en arriver à une segmentation adéquate y est présentée. Celle-ci pourra servir de base aux réflexions de la phase 4.

L'importance de considérer la réalité commerciale dans laquelle le marché gazier évolue sera également abordée. Cela fera toutefois l'objet d'analyses plus poussées dans le cadre de l'examen du sujet B de la phase 4, sous réserve évidemment d'une décision favorable de la Régie en ce sens.

3 ALLOCATION DES COÛTS

La première étape de l'élaboration d'une structure tarifaire est l'exercice d'allocation des coûts. Au cours de cette étape, de grands principes sont retenus afin de déterminer les coûts à allouer aux différentes catégories de clients. Le résultat de l'exercice permet de connaître ce qu'il en coûte au distributeur pour desservir chaque catégorie de clients.

3.1 RETOUR SUR LA PHASE 1

Le processus d'examen de la phase 1 a permis de revoir l'ensemble des éléments composant l'étude d'allocation des coûts et donc de s'assurer que le point de départ à l'élaboration des tarifs de distribution était adéquat. Diverses modifications aux méthodes d'allocation ainsi que le calcul de certains facteurs ont été proposés par Énergir et étudiés par la Régie afin de rencontrer les principes directeurs découlant de l'ordonnance G-429 et de la décision D-97-47. Dans sa décision D-2016-100, la Régie réitérait d'ailleurs la pertinence de ces principes:

> « *[71] La Régie considère que pour statuer sur les méthodes d'allocation des coûts à retenir, elle doit s'appuyer impérativement sur des principes directeurs. Elle juge que les principes proposés par Gaz Métro, qui découlent notamment de l'ordonnance G-429 et de la décision D-97-47, sont des principes intemporels et toujours pertinents.*
>
> *[72]* ***En conséquence, elle retient les principes suivants :***
>
> - ***le respect de la causalité des coûts;***
> - ***l'absence de service gratuit;***
> - ***le partage juste et équitable des économies et des déséconomies d'échelle;***
> - ***l'identification de méthodes d'allocation des coûts qui sont précises, fiables, stables et, dans la mesure du possible, simples d'application.*** »

Les résultats de la dernière mise à jour de l'étude d'allocation des coûts sont présentés à la pièce B-0341, Gaz Métro-2, document 21. Énergir est en attente d'une décision concernant la conformité de cette mise à jour (« décision sur la conformité »).

Bien que certains éléments du dossier sur l'allocation des coûts soient toujours à l'étude, la Régie a tout de même statué sur certains éléments clés qui ont permis à Énergir d'amorcer ses réflexions sur une segmentation et une structure tarifaire qui lui permettraient de respecter les principes énoncés précédemment. Au moment de déposer le présent document de réflexion, rien ne laissait présager une remise en question de ces éléments clés de la part de la Régie ou des participants au dossier. Par ailleurs, comme indiqué en introduction, dans l'éventualité où la décision sur la conformité devait affecter un ou plusieurs de ces éléments clés, Énergir pourra les prendre en considération lors du dépôt de sa preuve formelle.

Ainsi, un des éléments clés en question reconnu par la Régie est le lien causal entre le coût des conduites principales et la capacité. Dans le paragraphe 352 de sa décision D-2016-100, la Régie mentionne que :

> « *Considérant les critères de conception du réseau et le contexte particulier dans lequel évolue le Distributeur, la Régie est d'avis que d'un point de vue technique, une méthode 100 % capacité semble celle qui reflèterait le mieux la causalité des coûts.* »[3]

Même si la Régie reconnaît les limites de l'utilisation d'une méthode 100 % capacité, notamment en raison du fait qu'aucun coût fixe minimal n'est alloué à chacun des clients, elle considère malgré tout que l'utilisation de la capacité pour allouer les coûts des conduites

[3] D-2016-100, paragraphe 352.

principales comporte des avantages importants, tant à l'égard des liens de causalité que du partage des économies d'échelle.

En utilisant la capacité pour segmenter sa clientèle et comme intrant de sa nouvelle structure tarifaire, Énergir s'assure d'avoir une tarification plus en lien avec la structure de ses coûts.

4 SEGMENTATION BASÉE SUR LES COÛTS

La segmentation est un exercice qui consiste à diviser la clientèle en fonction de différents facteurs. Elle permet d'obtenir des groupes homogènes de consommateurs pour lesquels une structure tarifaire pourra être mise en place.

La segmentation actuelle est principalement fonction du niveau de consommation des clients; le profil de consommation est également utilisé, mais pour un nombre limité de consommateurs. En revoyant certains grands principes de l'allocation des coûts et en introduisant la capacité comme principal inducteur de coûts, Énergir se doit de revoir la segmentation de sa clientèle.

Dans le cadre la phase 1, Énergir a retenu l'aide de l'expert, Dr Edward Overcast. Ce dernier a produit un rapport dans lequel se trouvaient des recommandations quant à l'allocation des conduites principales, mais également à propos de la segmentation de la clientèle d'Énergir. Le Dr Overcast recommandait l'utilisation de la méthode du réseau minimal et proposait dans son rapport que la segmentation de la clientèle tienne compte principalement de cette caractéristique, incluant donc, dans une première classe tarifaire, tous les clients dont les demandes pouvaient être desservies par un réseau minimal de conduites de 2 pouces de diamètre. Le Dr Overcast proposait de créer trois grands segments à l'intérieur de la classe tarifaire actuelle D_1 qu'il définissait de la façon suivante :

> « *Small General Service Rate D_0 for customers with annual volumes of approximately 0 to 36,500 m³; Mid General Service D_1 for customers with annual volumes greater than 36,500 to approximately 365,000 m³; and Large General Service D_2 for customers with annual consumption larger than 365,000 m³.* »[4]

[4] B-0006, Gaz Métro-1, Document 1, p.30.

Comme la méthode d'allocation du réseau minimal n'a pas été retenue par la Régie, Énergir n'a pas utilisé la segmentation proposée par l'expert.

Énergir a d'abord procédé à la segmentation de la clientèle en se basant uniquement sur l'étude d'allocation des coûts. Il s'agit d'un exercice théorique qui devra par la suite être analysé afin d'en vérifier la cohérence avec la réalité commerciale (voir à ce sujet la section 5.2). Le distributeur a également cherché à établir une segmentation qui respecte les caractéristiques suivantes :

- simplicité;
- relation forte entre les coûts alloués et son principal inducteur de coût, pour tous les clients;
- regroupement des clients à profils de consommation similaires;
- segments mutuellement exclusifs.

Plus de 40 facteurs d'allocation sont utilisés pour allouer le coût de service d'Énergir. Une segmentation basée sur l'ensemble des facteurs n'est pas souhaitable en raison de la complexité qui en résulterait. Comme la segmentation servira de base à la structure tarifaire, elle doit s'appuyer sur des paramètres facilement compréhensibles pour la clientèle. Une représentation simplifiée de l'allocation des coûts est donc préconisée.

Il est possible d'obtenir une très bonne explication du coût alloué à partir de 1) la capacité et 2) le volume retiré :

$$\text{coût alloué} \approx \text{f}(\text{capacité}, \text{volume})$$

La relation entre le coût alloué, la capacité et le volume retiré sera étudiée en profondeur dans la présente section. Cette relation est à l'origine de la méthodologie développée par Énergir pour segmenter sa clientèle. S'appliquant à la méthode d'allocation retenue par la Régie dans la décision D-2016-100 et ajustée par Énergir au 21 octobre 2016[5], la méthodologie pourra être réutilisée sur l'allocation des coûts reflétant l'approbation finale de la Régie sur la phase 1.

[5] R-3867-2013, Gaz Métro-2, Document 18 (B-0149) et 19 (B-0153).

Une segmentation à haut niveau sera d'abord effectuée en analysant les relations les plus fortes entre les coûts et ses inducteurs principaux. L'exercice permettra de regrouper des clients pour qui les coûts varient de la même manière.

Les étapes suivies par Énergir ont été les suivantes :

1. Production de l'allocation des coûts en fonction de regroupements de clients à capacité similaire;
2. Analyse de la causalité des coûts basée sur l'étude d'allocation des coûts en fonction de la capacité (excluant les plus petits clients);
3. Analyse du comportement des coûts pour les petits clients;
4. Segmentation préliminaire.

Ces premières étapes ne permettront toutefois pas de positionner clairement les clients dans un segment en particulier; il serait possible d'argumenter qu'un client se situe dans plus d'un segment. Des précisions seront alors ajoutées en développant une structure tarifaire basée sur ces segments à la section 5.1, ce qui permettra de dériver des bornes plus fermes délimitant les segments.

4.1 ALLOCATION DES COÛTS EN FONCTION DE REGROUPEMENTS DE CLIENTS À CAPACITÉ SIMILAIRE

La production d'une étude d'allocation des coûts en fonction de regroupements de clients à capacité similaire a été la première étape de la segmentation. Pour réaliser l'exercice, les clients avec une capacité similaire (à intervalle d'au moins 10 m³/jour de demande quotidienne maximale (« DQM »)) ont été regroupés. Au total, 361 regroupements ont été générés. Le premier regroupement compte tous les clients avec une capacité inférieure à 100 m³/jour[6], soit 184 000 clients. Les 360 autres regroupements comptent donc environ 12 000 clients. Puis, les facteurs d'allocation des coûts de distribution ont été recalculés suivant les méthodes retenues pour tous ces regroupements. Les hypothèses suivantes ont été utilisées :

- La « capacité assignée » pour les conduites de distribution est établie à 500 m³/jour.

[6] Aucun client avec une capacité inférieure à 100 m³/jour ne peut consommer plus de 36 500 m³/an, soit le volume maximal pouvant être retiré avec une conduite de deux pouces (B-0045, Gaz Métro-3, Document 1, Réponse à la demande de renseignement 2.3).

Dans la décision D-2016-100, la Régie retient une méthode d'allocation des conduites de distribution basée sur le concept de « capacité assignée ». Celui-ci permet l'application d'une méthode se rapprochant de la méthode 100 % capacité, tout en assurant que tous les clients se voient facturer une composante « accès ». En suivi de décision[7], Énergir a soutenu que l'utilisation d'une « capacité assignée » de 30 m³/jour ne permettait pas le reflet des principes adoptés par la Régie dans la décision D-2016-100. Une « capacité assignée » de 500 m³/jour a alors été proposée comme ajustement possible permettant un meilleur reflet des principes retenus. La méthodologie exposée ici pourra être appliquée sur l'étude d'allocation obtenue en application de la décision finale à intervenir sur la phase 1, laquelle devrait normalement confirmer la « capacité assignée » à utiliser dans la méthode retenue par la Régie.

- les facteurs CONDPRIND et CAU sont calculés de manière globale (et non de manière régionale).

Dans la plus récente mise-à-jour de l'étude d'allocation des coûts[8], Énergir a appliqué la méthode de répartition régionale des coûts des conduites principales présentée par la Régie dans la décision D-2017-063. Au début des réflexions portant sur la segmentation, la méthode qui a été utilisée ne reflétait pas ces ajustements, puisque basée sur l'étude d'allocation des coûts déposée le 21 octobre 2016[9]. Lors de l'exercice final de segmentation, une allocation régionale des conduites sera utilisée afin de refléter la décision finale de la Régie à intervenir sur la phase 1.

4.2 ANALYSE DE LA CAUSALITÉ DES COÛTS BASÉE SUR L'ÉTUDE D'ALLOCATION DES COÛTS EN FONCTION DE LA CAPACITÉ

La seconde étape consiste à analyser la relation entre le coût alloué pour chacun des regroupements de clients à capacité similaire et les caractéristiques de consommation (capacité et volume retiré).

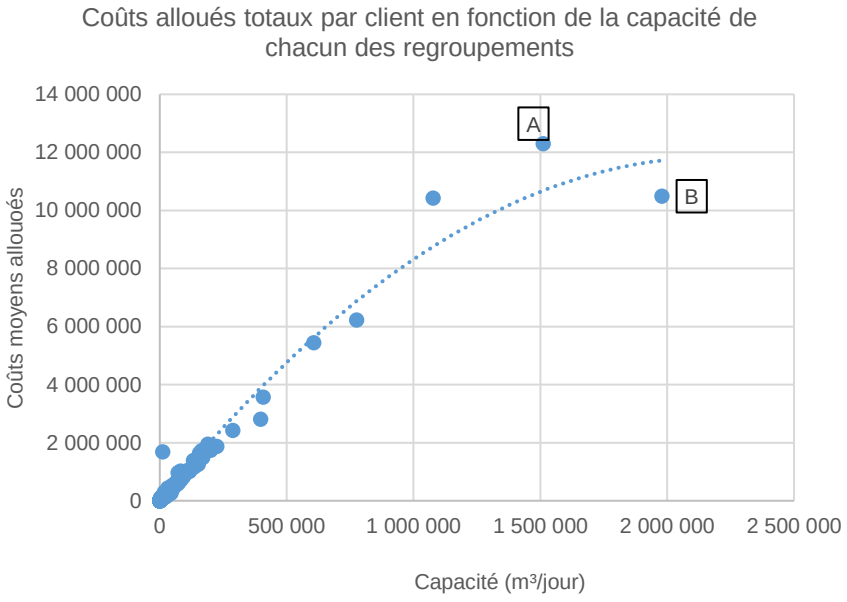
[7] R-3867-2013, B-0149, Gaz Métro-2, Document 18.
[8] R-3867-2013, Gaz Métro-2, Document 20 (B-0337) et 21 (B-0341).
[9] B-0153, Gaz Métro-2, Document 19.

L'impact marginal attendu de la capacité sur les coûts est positif, mais décroissant afin de refléter les économies d'échelle. En effet, comme cela a été illustré lors de la phase 1 du présent dossier, le coût d'une conduite augmente en fonction de la capacité, mais la hausse est de moins en moins importante à mesure que la capacité augmente[10]. Il s'agit d'une relation croissante mais dégressive (croissance dégressive).

Il n'est toutefois pas facile de distinguer la relation causale entre le coût et la capacité, lorsque le volume retiré est également une variable explicative, étant donné qu'il existe une grande corrélation entre le volume et la capacité. Si tous les clients avaient le même profil de consommation, la capacité et le volume retiré seraient parfaitement corrélés (colinéarité parfaite). Cette problématique sera adressée plus loin.

La Figure 1 illustre la relation entre le coût alloué total par client et la capacité attribuée de chacun des regroupements. Une tendance polynomiale de degré 2 ($ax^2 + bx + c = 0$) a été ajoutée au graphique permettant d'examiner, à haut niveau, l'hypothèse de croissance dégressive des coûts en fonction de la capacité.

Figure 1

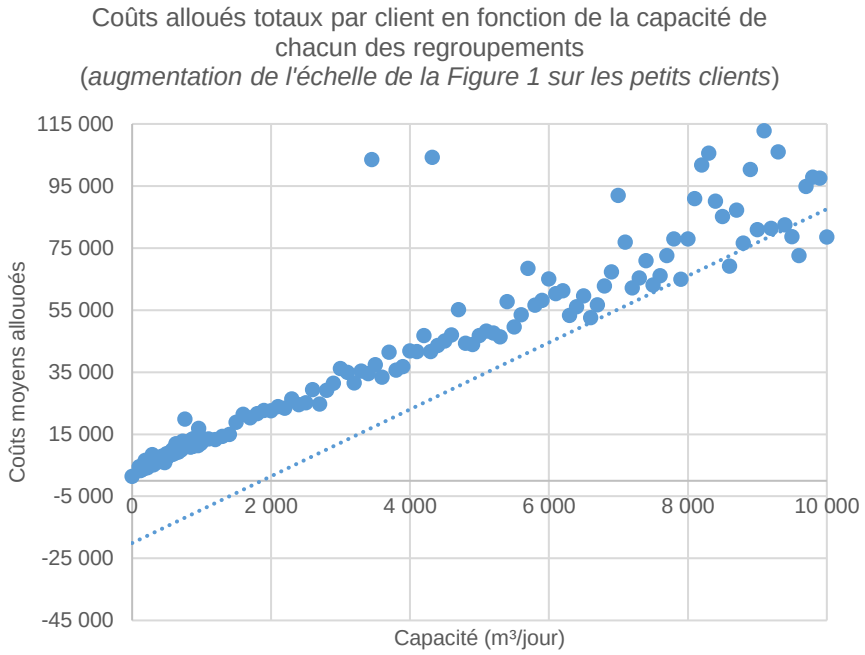


[10] D-2016-100, Tableau 4, page 57.

La Figure 1 illustre la relation forte entre le coût total et la capacité. Quelques incohérences sont toutefois observées. Par exemple, le regroupement « A » se voit allouer un coût par client supérieur au regroupement « B », bien qu'il ait une capacité inférieure.

De plus, en augmentant l'échelle et en s'attardant sur les plus petits clients (0 à 10 000 m³/jour), il est possible de constater qu'une tendance polynomiale sur l'ensemble des points de la Figure ***1*** ne permet pas de bien capter la relation entre le coût alloué total et la capacité puisque la courbe ne suit pas le nuage de points (voir figure suivante).

Figure 2

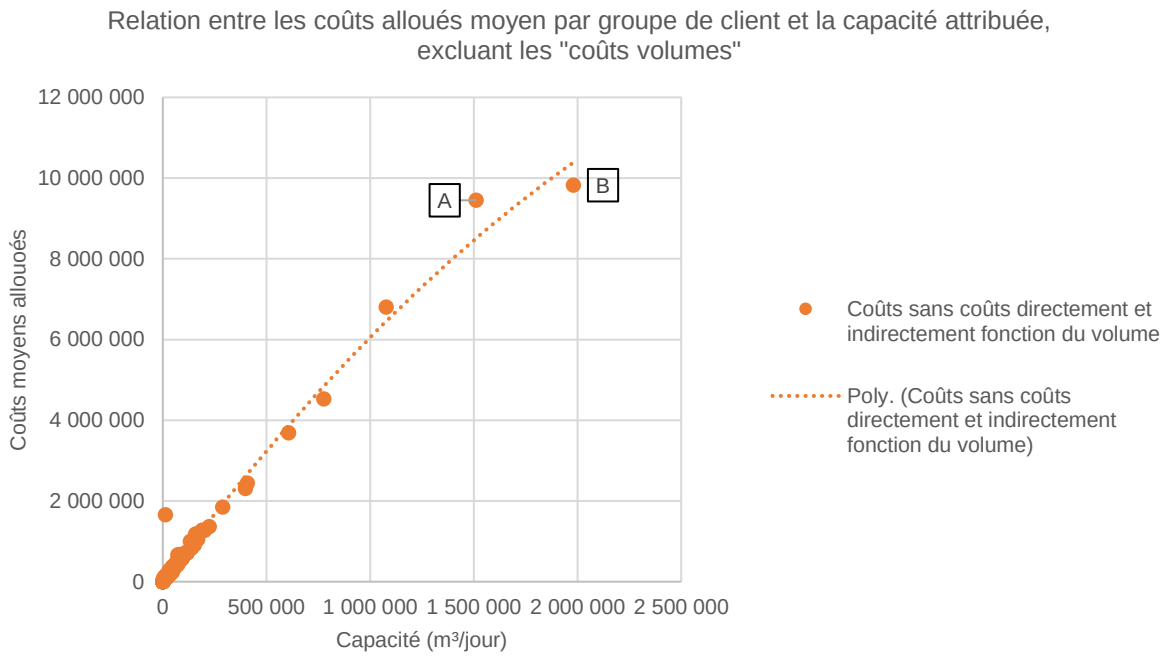


L'hypothèse à la base de la segmentation en fonction des coûts est que la capacité et le volume retiré permettent de bien approximer le coût alloué d'un client. Il s'agit toutefois d'effets coïncidents. Ainsi, afin de mieux capter l'effet marginal de la capacité sur les coûts alloués, une neutralisation des coûts en fonction du volume retiré est effectuée. Pour ce faire, Énergir a identifié des rubriques de coûts qui étaient en lien avec le volume, sans être en lien avec la capacité (« coûts volume »). L'Annexe 1 présente les rubriques de coûts qu'Énergir a identifiées comme étant directement et indirectement fonction du volume retiré, sans être fonction de la

capacité. Un total de 82 M$ de coûts sur 594 M$ ont ainsi été identifiés, soit 13,7 % des coûts totaux.

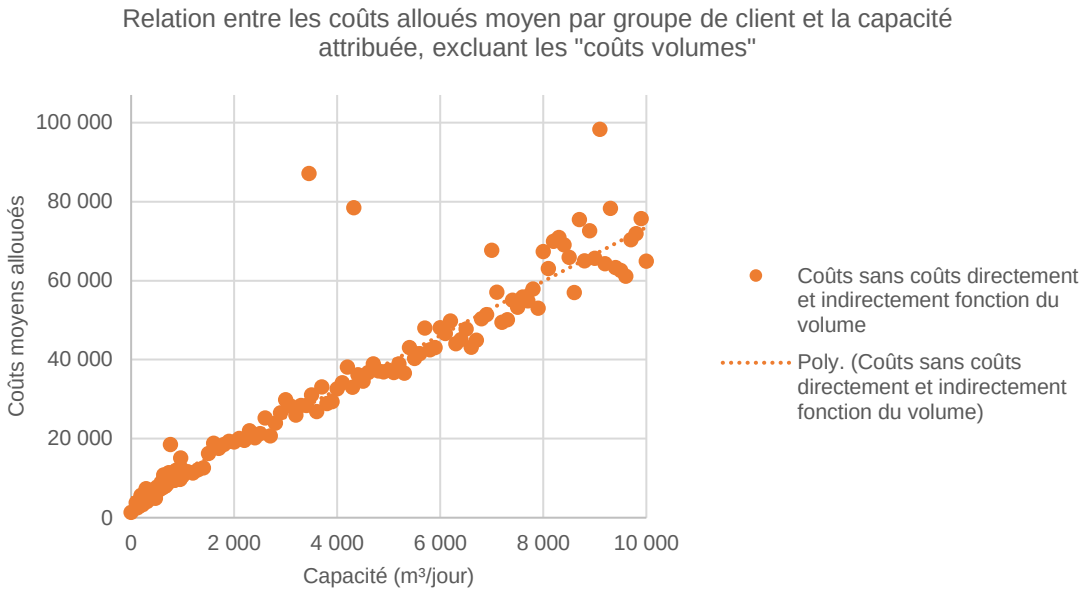
Cette étape permet de neutraliser l'effet du volume retiré sur les coûts totaux. Les coûts neutralisés sont mis en relation avec la capacité des regroupements de clients à la Figure 3.

Figure 3



L'analyse montre d'abord que le premier élément indésirable identifié dans la Figure 1 est éliminé par la neutralisation de l'effet du volume retiré; le regroupement de clients avec la deuxième plus grande capacité (regroupement « A ») a un coût alloué inférieur à celui des clients avec la plus grande capacité (regroupement « B »). Puis, la tendance de type polynomiale permet une meilleure approximation pour les regroupements de plus petits clients, tel que présenté à la Figure 4.

Figure 4



4.2.1 Constats

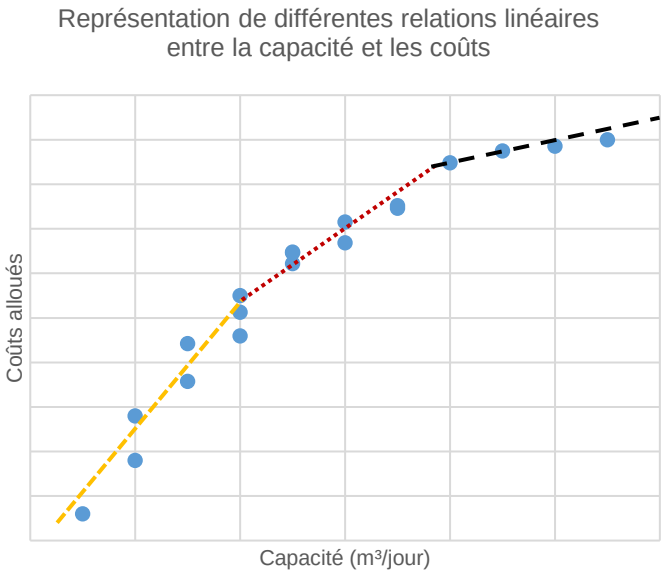
La présente analyse sert de point de départ à Énergir pour établir la segmentation basée sur les coûts. En effet, l'analyse montre que le volume retiré et la capacité permettent d'expliquer avec grande précision le coût alloué par la méthode d'allocation des coûts. Plus précisément, en approximant les coûts alloués, le volume retiré permet d'expliquer 13,7 % des coûts (82 M$/594 M$) alors que la capacité attribuée permet d'expliquer l'autre 86,3 %.

Par cet exercice de segmentation basée sur les coûts, l'hypothèse que la capacité a un effet sur les coûts marginalement décroissants est confirmée. Il est donc impossible de prédire le coût alloué d'un client au moyen d'un coût moyen unitaire pour l'ensemble des clients; celui-ci tend à diminuer lorsque la taille des clients augmente. C'est d'ailleurs ce que montrent la Figure 3 et la Figure 4, où une tendance de type polynomiale ajoutée au graphique épouse l'allure du nuage de points.

Énergir vise à définir des segments pour lesquels l'ajout d'un m³/jour de capacité a environ le même effet sur les coûts pour l'ensemble des clients les composant

(croissance linéaire). Pour ce faire, cet ensemble pourrait être scindé en différents segments, tel qu'illustré par la Figure 5.

Figure 5



Mais avant de raffiner la segmentation, Énergir examine d'abord la relation de coûts pour les clients du premier regroupement, qui compte 184 000 clients.

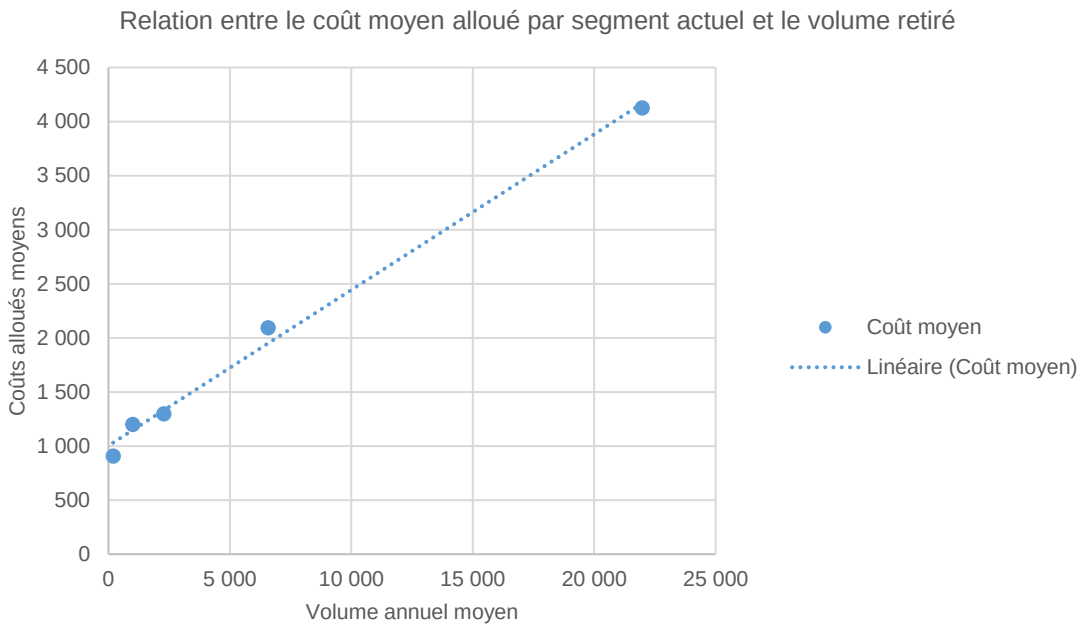
4.3 ANALYSE DE LA CAUSALITÉ DES COÛTS DES PETITS CLIENTS

Énergir rappelle que le regroupement de clients avec une capacité inférieure à 100 m³/jour (identifié à 0 m³/jour sur les figures précédentes) compte environ 184 000 clients. Il est préférable de dériver une relation causale en fonction du volume plutôt que la capacité pour ces clients. En effet, Énergir a soumis, lors de la phase 1, que l'ensemble de la clientèle pourrait être desservi à l'aide de canalisations de 2 pouces jusqu'à un volume annuel d'environ à 36 500 m³/an[11]. Il est donc raisonnable de dériver la relation entre les coûts alloués et le volume retirés dans le cas de ces clients, pour qui la capacité a moins d'impact.

[11] B-0045, Gaz Métro-3, Document 1, page 5.

La segmentation originale a donc été utilisée dans ce cas. La Figure 6 présente la relation entre les coûts alloués moyen et le volume retiré moyen pour les segments et sous-segments du tarif D_1 dont la consommation annuelle est inférieure à 36 500 m³/an ([0 - 365 m³/an [, [365 m³/an - 1 095 m³/an [, [1 095 m³/an - 3 650 m³/an [, [3 650 m³/an -10 950 m³/an [et [10 950 m³/an -36 500 m³/an []). Chaque point de la figure représente un sous-segment.

Figure 6



La Figure 6 montre que le volume annuel est un excellent prédicteur du coût alloué pour les petits clients. Pour ces clients, les coûts sont principalement fonction du volume retiré et suivent une relation linéaire, malgré une certaine dégressivité constatée pour les trois plus petits segments. Comme ces trois segments représentent en fait 137 000 clients, leur relation croissante et dégressive est une tendance forte.

Sur la base de ces analyses, Énergir préconise donc en premier lieu un traitement tarifaire distinct et, conséquemment, un segment différent pour les clients qui ont un volume retiré inférieur à 36 500 m³/an.

4.4 SEGMENTATION PRÉLIMINAIRE

Les analyses présentées aux sections 4.2 et 4.3 ont permis d'obtenir deux premiers grands segments qui serviront de point de départ à une segmentation plus raffinée. D'un côté, les clients avec un volume annuel inférieur à 36 500 m³/an, pour qui le volume demeure une variable explicative robuste lors de l'étude de la causalité des coûts; de l'autre, les clients avec une capacité supérieure à 100 m³/jour pour qui une grande portion de la facture serait dépendante de la capacité attribuée et donc indépendante du volume retiré.

Or, cette structure à deux segments présente deux inconvénients. D'abord, certains clients peuvent être positionnés dans les deux segments. Par exemple, un client de type chauffage dont le coefficient d'utilisation est de 30 % et qui consomme 20 000 m³/an a une capacité de 183 m³/jour. Ensuite, la relation entre les coûts et la capacité pour les plus grands clients est polynomiale (non linéaire), ce qui peut complexifier la compréhension de la structure; des segments à l'intérieur desquels la relation serait linéaire seraient préférables.

Énergir propose dans ce qui suit une manière simplifiée d'approximer le coût alloué en fonction de la capacité. Une analyse de la relation entre les coûts et la capacité pour les grands clients est d'abord réalisée à la section 4.4.1. Cette analyse est ensuite comparée à la relation entre les coûts et le volume retiré pour les petits clients. L'exercice permet de préciser les bornes définissant le segment 1 (où les coûts sont principalement fonction du volume) et le segment 2 (segment où les coûts sont principalement fonction de la capacité).

Une fois ces bornes définies, la section 4.4.2 présente comment le segment 2 peut être divisé en trois segments *préliminaires* fonction de la capacité. La segmentation sera précisée lors de l'élaboration de la structure tarifaire basée sur les coûts, à la section 5.1.

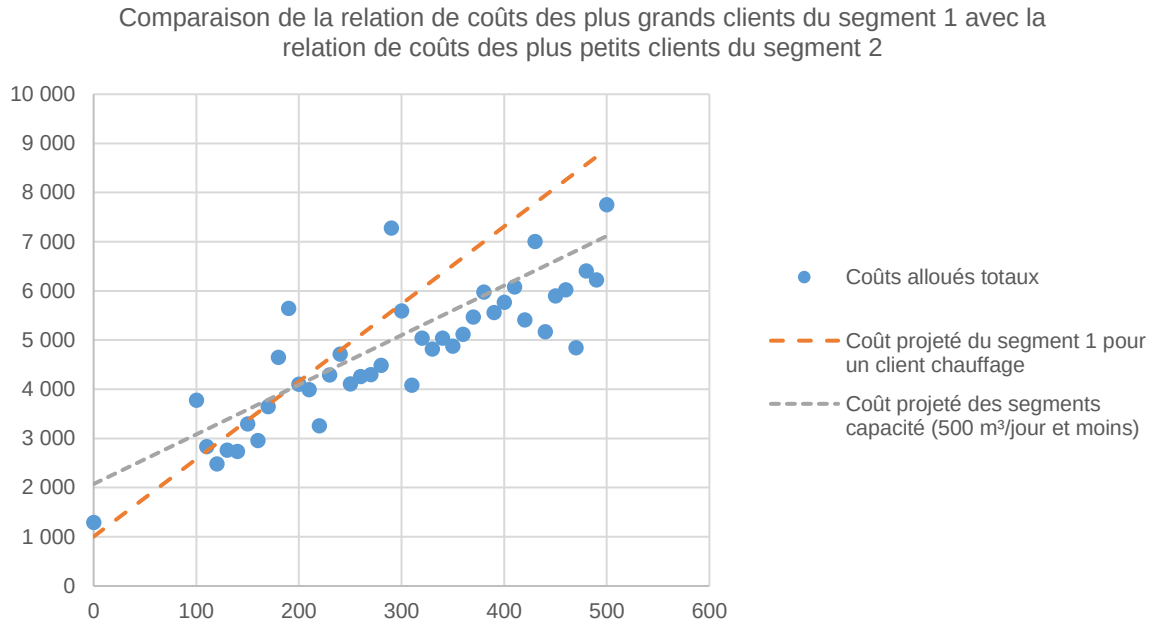
4.4.1 Redéfinition préliminaire du grand segment de capacité

Afin de définir la délimitation entre les deux segments, Énergir a dû analyser l'allure des coûts pour les plus grands clients du premier segment, ainsi que l'allure des coûts pour les plus petits clients du second segment. Puisque des segments mutuellement exclusifs sont recherchés, un même client ne pourrait donc voir son coût expliqué par la capacité (section 4.2) ou le volume (section 4.3) simultanément. Au-delà du seuil de capacité qui

sera défini dans cette section, le coût alloué d'un client serait donc projeté par la relation principalement fonction de la capacité.

La Figure 7 présente le coût alloué sur la capacité des regroupements de clients de 100 à 500 m³/jour ainsi qu'une courbe de tendance linéaire qui approxime la relation. Le prolongement de la relation entre les coûts et le volume des petits clients pour les clients de type chauffage (30 % de CU) a été ajouté. Le choix de ce profil type est justifié par la capacité du client moyen du palier 10 950 m³/an à 36 500 m³/an (les plus grands clients du premier segment) qui est égale à 200 m³/jour, ce qui résulte en un CU moyen de 30 %[12].

Figure 7



Comme l'illustre la tendance des coûts projetés, la relation entre les coûts et la capacité a une pente inférieure au prolongement de la relation entre le volume et les coûts pour un client de type chauffage. Si bien qu'à partir de 200 m³/jour, le prolongement de la relation entre les coûts et le volume retiré pour les petits clients n'épousent plus le nuage

[12] Coefficient moyen évalué à partir du quotient du volume retiré (FB01D) moyen sur la capacité attribuée (CA) moyenne, présenté dans l'étude d'allocation des coûts (B-0341, Gaz Métro-2, Document 21).

de points. Pour un client plus stable, le prolongement de la relation aurait eu une pente plus abrupte, décrochant du nuage de point encore plus rapidement.

Comme les clients du palier 10 950 à 36 500 m³/an ont en moyenne un profil chauffage, c'est qu'une majorité des clients sont eux-mêmes thermosensibles. Établir la borne inférieure du segment où les coûts sont mieux expliqués par la capacité à 200 m³/jour est donc envisagé.

Puis, en définissant la borne entre les deux premiers segments à 300 m³/jour par exemple, la projection du coût pour un client du premier segment serait d'environ 5 734 $, alors que l'équivalence au deuxième segment est de 5 094 $. Cela signifie qu'avec une telle segmentation, un client chauffage à 30 % de CU avec une capacité de 299 m³/jour aurait un coût projeté supérieur à un client chauffage avec une capacité de 301 m³/jour.

Pour l'estimation de la relation entre les coûts non fonction du volume et la capacité, Énergir ne considérera donc que les regroupements de clients avec une capacité supérieure à 200 m³/jour. Pour la suite de la section, la relation entre les coûts et la capacité examinée ne comptera que les clients avec une capacité supérieure à 200 m³/jour.

Des analyses ultérieures lors de l'établissement des structures tarifaires préciseront ce seuil à la section 5.1.

4.4.2 Définition des segments fonction de la capacité

Dans cette section, Énergir cherche à scinder le grand segment regroupant tous les clients pour qui les coûts alloués sont principalement expliqués par la capacité en plus petits segments. Voici les critères qui sont visés :

- pour chacun de ces segments, la relation entre la capacité et les coûts alloués devra être linéaire afin d'avoir des segments simplifiés;

- La pente des segments sera de plus en plus faible à mesure que la capacité associée aux segments augmente afin de refléter la dégressivité de la relation constatée précédemment;
- les segments devront être cohérents les uns par rapport aux autres; un client avec une capacité donnée ne pourrait avoir des coûts projetés plus élevés qu'un autre client avec une capacité supérieure.

La méthode utilisée pour réaliser la segmentation est inspirée du concept de régression linéaire. Énergir a cherché à définir une droite qui casse en n-1 points pour n segments (comme l'illustre la Figure 5) et qui reflète convenablement la relation entre la capacité et le coût alloué non fonction du volume retiré. La « droite » obtenue devra être le plus près possible de chacune des observations. Autrement dit, la relation polynomiale a été divisée en plusieurs relations linéaires.

Les paramètres à dériver seront le nombre de segments et les bornes définissant ceux-ci, exprimées en m³/jour. Ces bornes représenteront les niveaux de capacité où la droite changera de pente ou autrement dit, où le coût unitaire de capacité diminuera.

Énergir a procédé à plusieurs tests, par essai-erreur. Les seuils présentés dans le Tableau 1 permettent de bien représenter le nuage de points.

Tableau 1

Segment	Capacité min	Pente de la relation coûts/capacité	Nombre de clients[13]
	(m³/jour)	*($/m³/jour)*	*(#)*
2	200	10,9	7 730
3	1 000	7,5	4 126
4	100 000	5,4	23

La Figure 8 illustre la relation entre le coût et la capacité pour le segment 200 m³/jour à 1 000 m³/jour (segment 2) et le début de la relation 1 000 m³/jour à 100 000 m³/jour

[13] Le nombre de clients provient de l'étude d'allocation des coûts produite en fonction de regroupement de clients à capacité similaire.

(segment 3). Les pointillés jaunes illustrent le prolongement de la relation entre coûts et capacité du segment 2. Les pointillés gris illustrent le prolongement de la relation entre coûts et capacité du segment 3. La Figure 9 illustre la même chose pour la borne entre les segments 3 et 4, c'est-à-dire que les pointillés jaunes illustrent le prolongement de la relation entre coûts et capacité du segment 3 alors que les pointillés gris illustrent un prolongement similaire pour le segment 4.

Figure 8

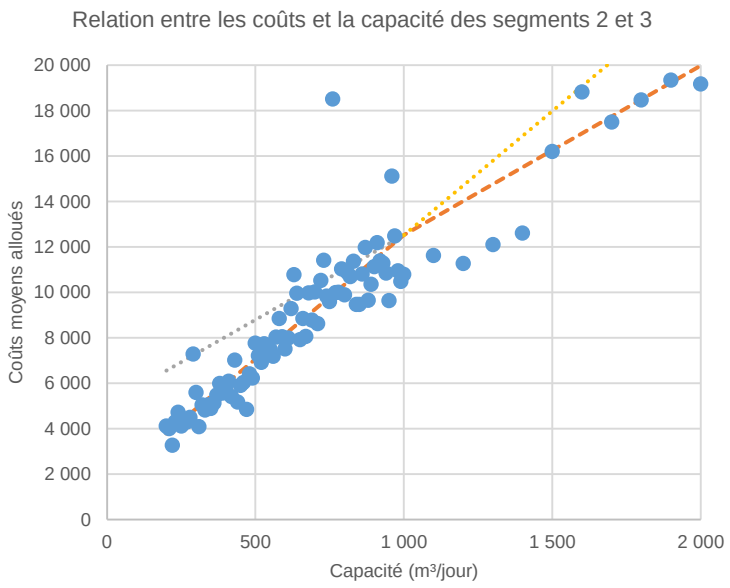
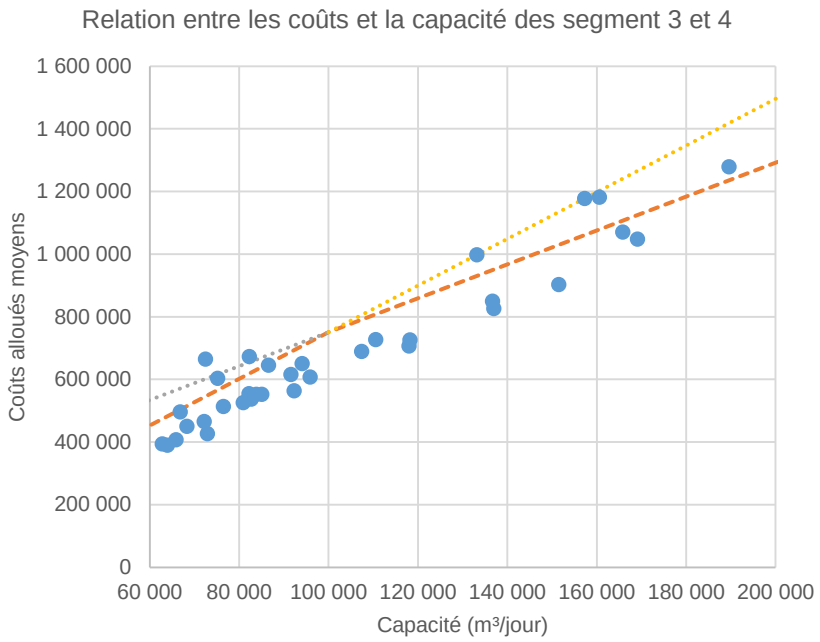


Figure 9



Les figures permettent de constater que chaque portion de la « droite » (représentée par les pointillés orange) reflète bien la relation entre les coûts et la capacité. Le résultat préliminaire de la segmentation totale est le suivant :

Tableau 2

Segment	Volume retiré maximum	Capacité min	Nombre de clients
	(m³/an)	*(m³/jour)*	*(#)*
1	36 500	0	184 309
2		200	7 730
3		1 000	4 126
4		100 000	23

Le Tableau 2 présente une répartition du nombre de clients en fonction des délimitations définies à la présente section. Or, ces délimitations ne permettent pas de segmenter la

clientèle de manière étanche. En effet, un client qui retire 37 000 m³/an et qui a une capacité de 150 m³/jour est exclu de la segmentation, alors qu'un client qui retire 36 000 m³/an et qui a une capacité de 300 m³/jour se retrouve dans deux segments. Afin d'obtenir des segments qui incluent tous les clients, tout en étant mutuellement exclusifs, les réflexions sur la structure tarifaire doivent être amorcées. La prochaine section permettra ainsi de raffiner la segmentation.

5 STRUCTURE TARIFAIRE

Une fois établie la segmentation initiale, les analyses préliminaires concernant la structure tarifaire peuvent débuter. Énergir propose que la question de la nouvelle structure tarifaire, en lien à la fois avec la segmentation et la réalité commerciale dans laquelle évolue le monde énergétique, soit traitée avec le sujet B de la phase 4. Toutefois, une étape préliminaire consistant à établir une structure calquée sur les coûts doit être réalisée dès maintenant, préalablement au dépôt de la preuve relative au sujet B. En effet, cette étape permettra à la fois de confirmer/raffiner la segmentation et de servir de base aux analyses du sujet B.

Ainsi, la section 5.1 présente les analyses permettant d'en arriver à une structure tarifaire théorique, basée sur les coûts, alors que la section 5.2 met la table pour les aspects commerciaux qui devront être analysés dans le sujet B afin d'en arriver à une structure tarifaire viable qui soit pérenne dans le temps.

5.1 BASÉE SUR LES COÛTS

La résultante du processus de segmentation présentée dans la section précédente est le point de départ de l'élaboration d'une structure tarifaire permettant au distributeur de recouvrer ses coûts à l'aide d'une composante fixe et de composantes variables. Il s'agit d'une structure tarifaire épurée sans interfinancement, dans laquelle aucun rabais (en lien avec le niveau de consommation, la durée de contrat ou autres) n'est considéré.

Puisque certaines exigences doivent être satisfaites afin d'en arriver à une structure tarifaire robuste, des ajustements à la segmentation préliminaire obtenue à la section 4 sont nécessaires. La première sous-section effectue un rappel des formes tarifaires à respecter.

Ensuite, Énergir traduit la relation causale entre les coûts et le volume pour les clients du premier segment en tarif. Le même exercice est réalisé avec les segments 2, 3 et 4. Puis, Énergir procède à l'arrimage des deux structures tarifaires jusque-là développées indépendamment l'une de l'autre. Les résultats sont par la suite analysés.

5.1.1 Principes tarifaires à respecter

À la section 4, Énergir a analysé la relation entre les coûts alloués de ses clients et ses principales variables explicatives. Alors que l'exercice de segmentation ne visait pas la récupération des coûts, la structure tarifaire basée sur les coûts doit permettre non seulement la récupération de l'ensemble des coûts, mais également cibler un revenu tarifaire égal au coût alloué par segment.

Les principes de base à suivre lors de la conception des tarifs des utilités publiques proposés par James C. Bonbright en 1961[14] sont une référence en matière de tarification de services publics. Comme le monde de l'énergie est en pleine transformation, des réformes sont amorcées dans plusieurs pays. En août 2014, le Rocky Mountain Institute publiait dans son rapport *Rate design for the distribution*[15] une mise à jour des principes de Bonbright afin de répondre aux changements auxquels font face les distributeurs. Cette mise à jour a également été reprise en décembre 2016 par le Mowat Energy research hub dans son rapport sur la réforme énergétique en Ontario[16].

Le tableau suivant présente un résumé des principes originaux segmentés en trois grandes catégories (revenus, coûts et aspect pratique) de Bonbright, de leur mise à jour ainsi que leur application dans la structure proposée par Énergir :

[14] Bonbright, James C., Albert L. Danielsen et David R. Kamerschen. "Principles of Public UtilityRates", Public Utilities Reports, 2eéd., 1988

[15]Devi Glick, Matt Lehrman et Owen Smith, Rate Design for the Distribution Edge: Electricity Pricing for a Distributed Resource Future, e-Lab Rocky Mountain Institute, August 2014, p. 38

[16]Paul SOmmerville, Richard Carlson et Petar Prazic, *"Emerging energy trends",* Mowat Energy research hub, décembre 2016, p.67

Tableau 3

Principes de Bonbright	Mise à jour des principes selon le Rocky Mountain Institute	Application
En lien avec les revenus : 1. Efficacité à générer le revenu requis sans ajout indésirable de la base tarifaire ou impacts indésirables sur la qualité et la sécurité 2. Stabilité et prévisibilité des revenus. 3. Stabilité et prévisibilité des tarifs	1. Permettre la viabilité des utilités tout en encourageant des investissements économiquement efficaces. 2. Stabilité et prévisibilité de la facture des clients malgré une tarification qui permettrait d'envoyer des signaux de prix plus sophistiqués.	Dans une structure calquée sur les coûts, les revenus générés par un segment se rapprocheront des coûts qui lui sont alloués. Les éléments utilisés pour déterminer le tarif d'un client devront faire varier les revenus de la même manière qu'ils font varier les coûts; le tarif devra donc être croissant et non progressif en fonction de la capacité. L'utilisation de la capacité stabilisera la facture en distribution de plusieurs clients malgré que ce soit une nouvelle notion tarifaire.
En lien avec les coûts : 4. Efficience statique des groupes et des blocs de tarifs, c'est-à-dire qu'ils doivent décourager le gaspillage tout en encourageant la consommation lorsque justifiée. 5. Reflet de l'ensemble des coûts et des bénéfices en lien avec le service fourni. 6. Répartition équitable des coûts parmi les consommateurs. 7. Absence de discrimination indue entre les classes tarifaires. 8. Efficience dynamique afin de promouvoir l'innovation et refléter les changements de l'offre et la demande.	3. La conception des tarifs devrait être faite dans la plus grande compréhension des impacts (positifs et négatifs) de l'utilisation de l'énergie sur le coût de service. 4. Les signaux de prix devraient être suffisamment différenciés pour encourager l'investissement dans des actifs qui optimisent l'efficacité économique, l'amélioration de l'utilisation du réseau et la réduction des impacts environnementaux.	L'utilisation de la capacité rapprochera la structure tarifaire des coûts. Les points de croisement (endroit où un client passe d'un tarif à un autre) ne devront pas inciter un client à se positionner à un tarif qui ne lui est pas destiné.
En lien avec l'aspect pratique : 9. Les tarifs doivent être simples, compréhensibles, acceptables pour le public et faciles d'application). Facile d'interprétation, libre de controverse	5. L'expérience client devrait être pratique, simple et compréhensible et ce, même si les structures tarifaires deviennent plus sophistiquées.	En minimisant le nombre de prix et l'utilisation de paliers, la structure tarifaire s'en trouve simplifiée.

Les principes énoncés dans le tableau précédent serviront de guide pour l'élaboration de la nouvelle structure tarifaire basée sur les coûts mais également quand il sera question de l'adapter à la réalité commerciale.

5.1.2 Ajustement au segment 1

L'analyse sur les segments présentée à la section 4 a permis d'en arriver à un premier segment composé des clients dont le volume annuel est inférieur à 36 500 m³.

La relation entre le coût moyen alloué et le volume annuel moyen pour ces clients a été fournie à la section 4.3. Une estimation linéaire entre le volume et le coût représente fidèlement cette relation, comme l'illustre la Figure 6. La structure tarifaire basée sur les coûts pourrait alors tout simplement être composée de frais de base (représentant l'ordonnée à l'origine de la droite) et d'un taux au volume retiré (représentant la pente de la droite).

Une régression linéaire ne résout cependant que le problème d'un point de vue statistique, sans égard à la contrainte de récupérer les coûts alloués précisément. En appliquant les prix obtenus par la relation linéaire, un revenu de 300,6 M$ est généré alors que le coût alloué pour ces paliers est de 299,0 M$.

Tableau 4

Palier	Coûts alloués	Revenus (régression linéaire)
(m³/an)	*(M$)*	*(M$)*
0-365	29,5	33,4
365-1 095	33,9	32,4
1 095-3 650	98,9	101,5
3 650-10 950	60,5	56,4
10 950-36 500	76,2	76,9
Total	**299,0**	**300,6**

L'écart est petit, mais pour l'éliminer, une contrainte supplémentaire devrait être posée sur les frais de base ou sur le taux au volume retiré ou encore sur les deux composantes,

de telle sorte que les seules combinaisons de taux testées devraient obligatoirement permettre de récupérer les coûts alloués. Le tableau suivant présente un comparatif entre les prix sans et avec la contrainte de générer un revenu égal aux coûts.

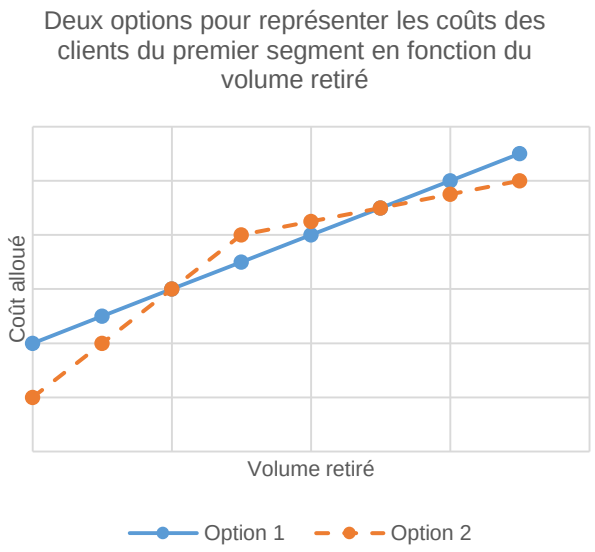
Tableau 5

	Frais de base	Taux au volume retiré
	($)	*($/m³)*
Régression sans contrainte	1 004	0,146
Régression avec contrainte (*Revenus = Coûts)*	987	0,144

Une problématique est toutefois observée avec la projection linéaire des coûts en fonction du volume. En effet, les frais de base obtenus sont supérieurs au coût alloué moyen du segment actuel 0 à 365 m³/an (908 $), et ce, dans les deux régressions. Ce résultat est incohérent pour ce segment qui compte 32 448 clients.

Une solution envisagée pour corriger cette problématique est l'introduction d'un deuxième taux au volume retiré, inférieur au premier, applicable à partir d'un certain volume. Cette option est représentée graphiquement à la Figure 10, par l'« option 2 ».

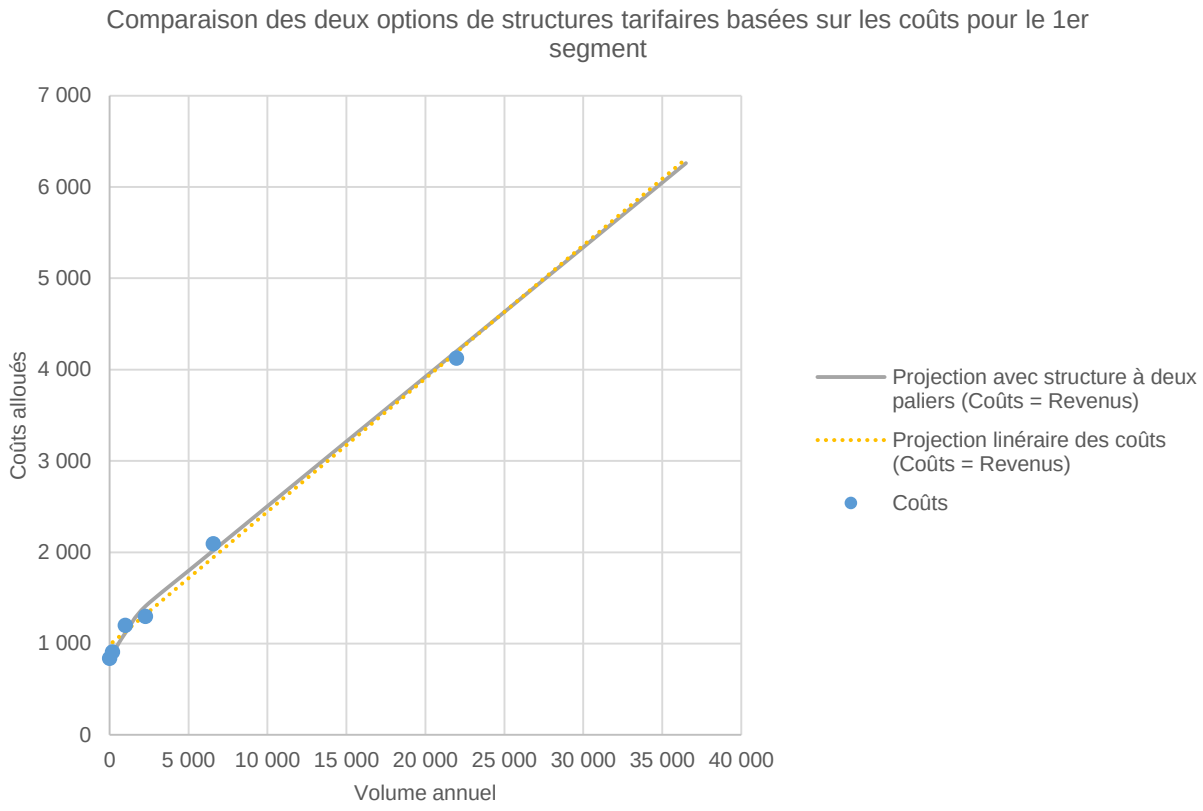
Figure 10



L'ajout d'un second taux au volume retiré permettrait d'ajouter de la flexibilité à la structure tarifaire : pour un revenu à générer visé, il serait possible de déterminer le taux associé aux frais de base *a priori*, tout en conservant une flexibilité au niveau des deux taux au volume retiré, ce qui n'est pas le cas en se limitant à un seul taux au volume retiré. En effet, avec un revenu à générer donné et pour un « frais de base » donné, il n'existe qu'un seul taux au volume retiré possible. Or, le taux au volume retiré unique ainsi obtenu pourrait ne pas refléter la relation entre le volume et le coût alloué dans la structure basée sur les coûts, ou ne pas correspondre au signal de prix désiré dans la nouvelle structure tarifaire.

L'introduction d'un deuxième palier amène une dégressivité qui permet de corriger l'incohérence « taux fixe » pour les frais de base supérieurs aux coûts alloués des plus petits clients, tout en conservant une bonne estimation des coûts pour les plus grands clients du segment 1 d'un point de vue statistique.

Figure 11



Structure tarifaire préliminaire du segment 1

La structure retenue par Énergir pour le segment 1 est la suivante :

- Frais de base : 840 $/an
- Prix au volume retiré jusqu'à 5 m³/jour : 0,277 $/an
- Prix au volume retiré au-delà de 5 m³/jour : 0,142 $/an

Énergir a effectué des analyses de sensibilité sur le choix du seuil volumétrique (5 m³/jour) entre le premier et le second taux au volume retiré, ainsi que sur les frais de base. Ces analyses sont présentées à l'Annexe 2.

5.1.3 Ajustement aux segments 2, 3 et 4

Énergir présente à la section 4.4.2 les trois segments de clients qui sont fonction de la capacité et l'impact de celle-ci sur les coûts alloués. Tout comme pour le premier segment, la structure tarifaire basée sur les coûts doit permettre la bonne récupération des coûts par segment.

Pour dériver la structure tarifaire basée sur les coûts, Énergir prévoit principalement récupérer les revenus en fonction de la capacité de ces clients. Cette portion serait fixe. Comme la capacité n'explique pas la totalité des coûts, la balance des coûts serait récupérée en fonction du volume retiré.

Énergir rappelle les principaux constats de la segmentation pour la portion fonction de la capacité :

- Une structure à 3 segments, où le coût est une fonction linéaire de la capacité, basée sur la relation réellement observée pour chacun des segments.
- Afin d'assurer la cohérence entre les 3 segments, l'effet sur les coûts d'un m³/jour de capacité au segment i ne peut être inférieur à l'effet d'un m³/jour de capacité au segment i+1 (les pentes diminuent avec les segments affichant de plus grandes capacités).
- La relation entre le volume retiré et les coûts est linéaire.
- Seuls les clients avec une capacité supérieure à 200 m³/jour font partie des segments 2, 3 et 4.

Au niveau de la tarification, ces résultats se traduisent au moyen des paramètres suivants :

Portion fixe :

a) Des frais de base pour la capacité minimale du segment, facturés durant toute l'année, qui définissent le prix payé si un client a exactement une capacité égale à la borne inférieure du segment.
b) Un taux unitaire à la capacité par segment, applicable sur chaque m³/jour de capacité dépassant la capacité minimale du segment, facturé durant

toute l'année. Le taux doit être inférieur lorsque la capacité augmente pour refléter la dégressivité de la relation entre les coûts et la capacité.

Portion variable :

c) Un taux unitaire au volume retiré identique pour les trois segments, applicable sur chaque m³ retiré. La composante variable permet d'une part de récupérer des revenus se rapprochant des coûts alloués et d'autre part de refléter le sens des coûts alloués en fonction du volume qui représente 20,6 % des coûts des clients de capacité supérieure à 200 m³/jour[17].

Les frais de base du segment i+1 seront égaux au prix obtenu si le tarif du segment i était appliqué à la capacité minimale du segment i+1 (capacité définissant la borne inférieure du segment). Cela permet d'assurer une structure tarifaire efficiente, avec des points de croisement fonctionnels. Ainsi :

$$\text{Frais de base}_{i+1} = \text{Frais de base}_{i} + [\text{Capacité minimale}_{i+1} - \text{Capacité minimale}_{i}] \times \text{Taux unitaire à la capacité}_{i}$$

À cette étape, la contrainte concernant la récupération du coût alloué ne sera pas appliquée par segment, mais plutôt globalement. Cela permettra de respecter les paramètres mentionnés ci-dessus. L'importance de cibler la récupération des revenus par segments pour limiter l'interfinancement sera abordée plus loin.

Structure tarifaire préliminaire des segments 2, 3 et 4

Dans un premier temps, les taux unitaires à la capacité sont définis à partir de la relation dérivée pour chacun des segments établis à la section 4.4.2 (voir Tableau 2). Ces relations entre les coûts alloués et la capacité, ainsi que les bornes inférieures des tarifs constituent la structure de base des tarifs en fonction de la capacité.

[17] L'annexe 1 présente les coûts qu'Énergir a considérés comme « fonction du volume » dans ses analyses.

Tableau 6

Segment	Borne inférieure du segment	Frais de base	Taux unitaire pour chaque m³ de capacité > borne inférieure	Nombre de clients
	(m³/jour)	*($/an)*	*($/an)*	*(#)*
2	200	3 780	10,921	7 730
3	1 000	12 517	7,545	4 126
4	100 000	750 493	5,413	23

À titre indicatif, les frais de base du segment 3 (12 517 $/an) sont effectivement égaux au tarif payé par un client avec une capacité de 1 000 m³/jour du segment 2.

$$3\,780\ \$/\text{an} + (1\,000 - 200) \times 10{,}921\ \$/\text{an} = 12\,517\$/\text{an}$$

Un client avec une capacité de 1 000 m³/jour serait donc indifférent entre le tarif du segment 2 et le tarif du segment 3. Par contre, un client avec une capacité de 1 001 m³/jour serait avantagé avec les prix du segment 3, puisque le prix unitaire diminue lorsqu'il passe au segment suivant.

Pour les coûts qui ne sont pas fonction du volume (soit 79 % des coûts), les différences par segment entre le coût alloué (excluant les coûts volumes) et les revenus fonction de la capacité sont présentées au Tableau 7.

Tableau 7

Segment	Borne inférieure du segment	Coûts alloués (excluant « coûts volume »)	Revenus tarifaires	Écart	Écart
	(m³/jour)	*(M$)*	*(M$)*	*(M$)*	*(%)*
2	200	61,5	61,2	-0,3	-0,5
3	1 000	127,2	137,7	10,6	8,3
4	100 000	55,7	55,3	-0,4	-0,8
	Total	***244,3***	***254,2***	***9,9***	***4,0***

Bien que les écarts entre les coûts et les revenus soient relativement bas (9,9 M$), cette structure de base ne permet pas de récupérer la totalité des coûts alloués (qui s'élèvent à 307,2 M$ lorsque les « coûts volumes » sont ajoutés). C'est pourquoi, dans un deuxième temps, la composante fonction du volume retiré est déterminée. Énergir propose de définir celle-ci simplement en divisant l'écart entre les coûts alloués totaux et les coûts récupérés par la structure fonction de la capacité, pour les trois segments cumulés.

$$\text{Taux au volume} = \frac{\text{Coût alloué total} - \text{Revenus générés fonction capacité}}{\text{Volumes retirés}}$$

L'écart entre le coût généré par les tarifs en fonction de la capacité et le coût alloué total est récupéré en fonction du volume retiré. Un taux au volume retiré de 1,113 ¢/m³ est ainsi obtenu.

$$\text{taux au volume} = \frac{\text{Coût alloué total} - \text{Revenus générés fonction capacité}}{\text{Volumes retirés}}$$

$$1{,}113\ ¢/\text{m}^3 = \frac{307\ 177\ \text{k\$} - 254\ 189\ \text{k\$}}{4\ 758\ 837\ 984\ \text{m}^3}$$

$$= 1{,}113\ ¢/\text{m}^3$$

Énergir avait identifié que 20,6 % des coûts des clients de 200 m³/jour et plus de capacité étaient fonction du volume retiré. La portion fonction du volume retiré de la structure tarifaire dérivée dans la présente section est d'environ 17,2 %. La différence est relativement faible. Le tableau suivant présente l'interfinancement pour les segments 2, 3 et 4. Il s'agit d'un interfinancement préliminaire.

Tableau 8

Segment	Borne inférieure du segment	Coûts alloués incluant volume	Revenus tarifaires incluant volume	Interfinancement (Revenus/coûts)
	(m³/jour)	*(M$)*	*(M$)*	*(%)*
2	200	70,7	66,5	94%
3	1 000	161,6	163,4	101%
4	100 000	74,9	77,2	103%
	Total	307,2	307,2	100%

Le ratio d'interfinancement est de 94 % pour les clients du segment 2 (200 à 1 000 m³/jour et plus). Cet enjeu sera considéré à la prochaine étape qui consiste en l'arrimage des deux structures tarifaires (segment 1 et segment « 2, 3 et 4 ») jusqu'ici indépendantes afin d'obtenir une structure globale qui respecte les différents principes énoncés à la section 5.1.1.

La grille préliminaire pour les segments 2, 3 et 4 est présentée au Tableau 9. À noter que les prix fonction de la capacité sont exprimés en redevances quotidiennes.

Tableau 9

		Segment 2	Segment 3	Segment 4
Obligation minimale quot. (OMQ)	Frais de base	10,356 $/jour	34,293 $/jour	2 056,146 $/jour
	Capacité facturable minimale	200 m³/jour	1 000 m³/jour	100 000m³/jour
	Coût unitaire de la capacité au-delà de la capacité facturable minimale	2,992 ¢/m³/jour	2,042 ¢/m³/jour	1,483 ¢/m³/jour
Taux au volume retiré		1,113 ¢/m³	1,113 ¢/m³	1,113 ¢/m³

5.1.4 Arrimage des deux structures tarifaires

Les analyses des sections précédentes ont permis d'établir des structures tarifaires qui reflètent le plus fidèlement possible la relation entre le coût et ses variables explicatives, la capacité attribuée et le volume retiré. La section 5.1.2 décrit une structure visant à récupérer 299,0 M$ de coûts (segment 1) alors que la section 5.1.3 décrit une structure

visant à récupérer 307,1 M$ de coûts (segment « 2, 3 et 4 ») pour un total de 606,1 M$. Or le coût de service total à récupérer est égal à 594,2 M$. Un surplus de 11,9 M$ est donc obtenu par les structures développées jusqu'à maintenant. De plus, des clients ont été exclus de l'analyse, alors que d'autres ont été considérés dans les deux analyses (voir section 4.4.2).

La présente section a pour objectif d'arrimer les deux structures tarifaires pour n'en faire qu'une seule. Tous les clients seraient couverts par cette structure, et ne pourraient se retrouver que dans un seul segment. Énergir débute par la définition de la borne supérieure du 1er segment (exprimée en volume annuel) et de la borne inférieure du 2e segment (exprimée en capacité attribuée). Dans un deuxième temps, les prix seront revus afin de récupérer le coût alloué et suite au repositionnement des clients dans les différents segments.

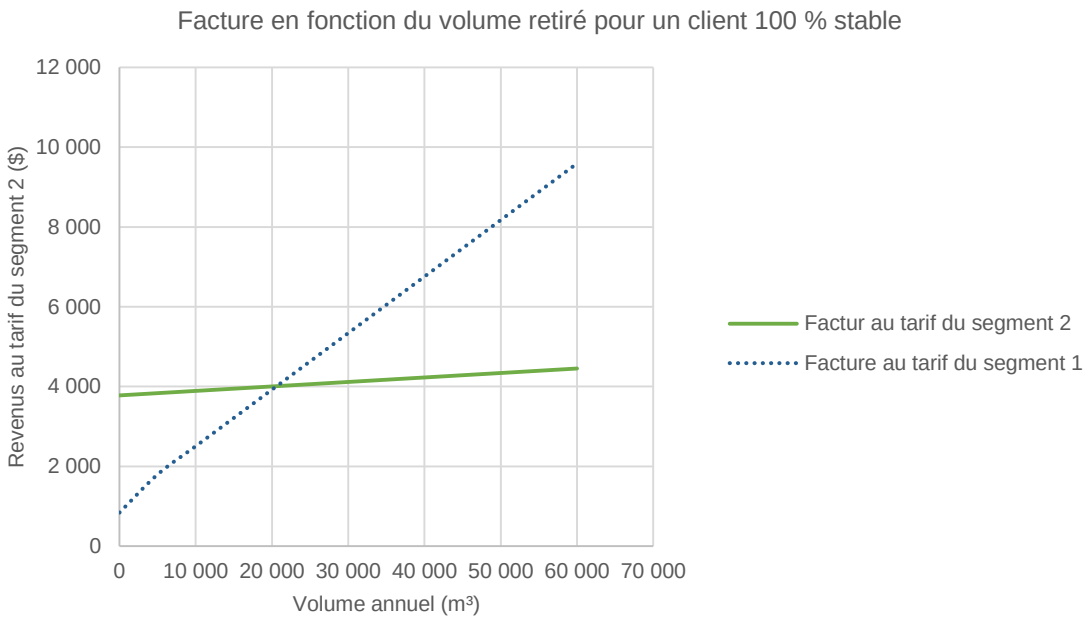
Définition de la borne supérieure du 1er segment et de la borne inférieure du 2e segment

Pour définir une borne supérieure qui assurera l'étanchéité des segments, Énergir cherche un volume au-delà duquel tous les clients, peu importe leur profil de consommation, soient avantagés à choisir le tarif principalement fonction de la capacité; et en-deçà duquel, ils soient tous avantagés à choisir le tarif fonction du volume retiré.

Pour déterminer ce volume, les règles tarifaires doivent permettre à un client avec une capacité inférieure à 200 m³/jour de fixer artificiellement sa capacité à la borne inférieure du segment 2, en ne payant que les frais de base et le taux au volume retiré. Cela est démontré à l'Annexe 3.

Énergir analyse d'abord le choix d'un client 100 % stable. C'est à partir d'environ 20 000 m³/an que le tarif du segment 1 devient supérieur au tarif du segment 2 pour un client stable comme l'illustre la Figure 11.

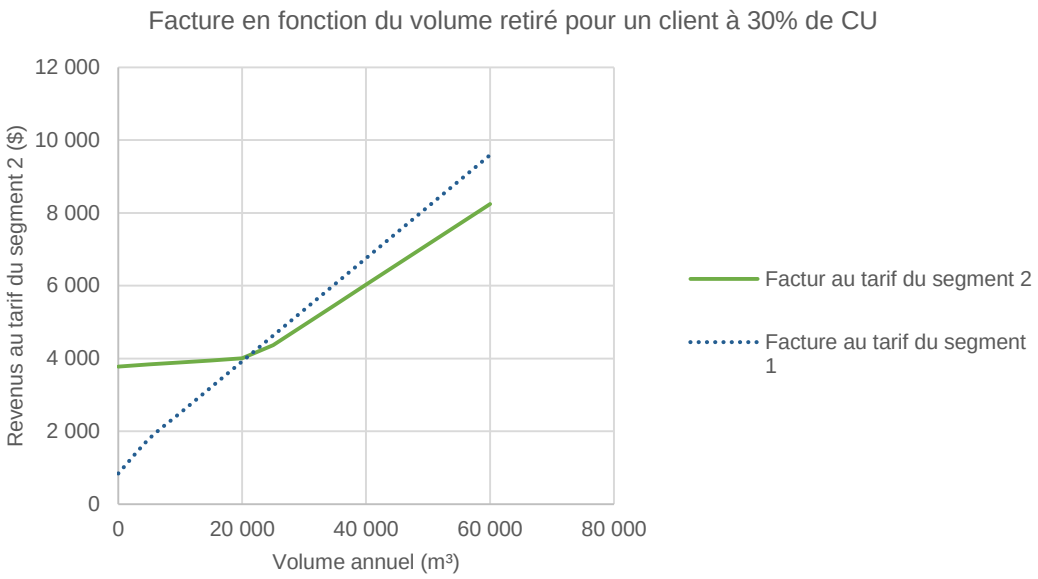
Figure 12



En ne considérant que les clients à profil stable, la borne supérieure volumétrique du segment 1 serait donc définie à environ 20 000 m³/an. Or, cette borne doit également permettre de répondre à l'objectif pour des clients avec un profil chauffage. La Figure 13 présente donc la même comparaison entre la facture au tarif du segment 1 et du segment 2 pour un client avec un CU de 30% (coefficient d'utilisation moyen du palier 10 950 à 36 500 m³/an tel que présenté à la section 4.4). C'est également autour de 20 000 m³/an que le tarif du segment 1 devient supérieur au tarif du segment 2. En fait, tous les clients avec un coefficient d'utilisation se situant entre 27,4 %[18] et 100 % connaissent leur point de croisement autour de 20 000 m³/an.

[18] Il s'agit du coefficient d'utilisation d'un client avec une capacité de 200 m³/jour et d'un volume annuel de 20 000 m³.

Figure 13



Cette sous-section propose une nouvelle segmentation. La borne délimitant la frontière entre le premier et le deuxième segment serait plutôt volumétrique, puisque des clients avec une capacité inférieure à la capacité minimale de 200 m³/jour pourraient avoir avantage à choisir le tarif du segment 2. Le Tableau 10 présente la répartition des clients. Tous les clients sont désormais considérés, et aucun client ne peut se retrouver dans deux segments différents.

Tableau 10

Segment	Borne supérieure du segment	Borne inférieure du segment	Nombre de clients
	(m³/an)	*(m³/jour)*	*(#)*
1	20 000		175 928
2		0	16 114
3		1 000	4 126
4		100 000	23

Pour que le point de croisement soit précisément défini à 20 000 m³/an, des ajustements mineurs sont apportés aux prix des structures tarifaires calculées aux sections 5.1.2 et 5.1.3.

Repositionnement des clients et redéfinition des segments

Avec ces nouvelles bornes entre les segments, une réévaluation des coûts alloués devrait mener à l'établissement de nouveaux taux pour les structures tarifaires de base dérivées aux sections précédentes. Comme il s'agit de la dernière étape de l'évaluation de la structure tarifaire basée sur les coûts, les revenus générés totaux doivent égaler au coût de service.

Pour les segments 2, 3 et 4, alors qu'un interfinancement était induit par le choix de calculer un seul taux au volume retiré (voir Tableau 8) si les taux au volume retiré calculés individuellement sont de plus en plus petits, ceux-ci seront appliqués puisqu'ils permettront un interfinancement nul et le respect du principe d'efficience. En effet, un prix au volume retiré supérieur pour le segment de clients plus grands pourrait résulter en un taux unitaire moyen plus élevé pour un client plus grand, de même profil. Cela nuirait à la qualité des points de croisement entre segments de capacité.

<u>Segment 1</u>

Les coûts alloués au premier segment sont estimés à 256,3 M$. En appliquant les prix obtenus à la section 5.1.2, les clients retirant moins de 20 000 m³/an génèreraient 255,1 M$, pour un écart de 1,2 M$ entre les revenus et les coûts. Pour balancer cet écart, les deux taux au volume retiré sont modifiés de manière à générer un revenu égal au coût alloué. Ces prix doivent également assurer la qualité du point de croisement à 20 000 m³/an, de manière à ce qu'un client génère à ce volume exactement le même revenu au segment 1 et au segment 2. Afin d'assurer la qualité du point de croisement,

Énergir cherche un ensemble de prix qui permettent de générer le même revenu à 20 000 m³/an pour un client 100 % stable. Énergir procède dans cet ordre :

1. Détermination des frais de base au segment 2, à partir des prix du segment 1 et du taux au volume retiré du segment 2 pour un client stable dérivés aux sections 5.1.2 et 5.1.3. Ces nouveaux frais de base du segment 2 seront conservés jusqu'à la fin.
2. Détermination des taux au volume retiré du segment 1 à partir des frais de base du segment 1 définis à la section 5.1.2, des frais de base du segment 2 calculés à l'étape 1 et du taux au volume retiré du segment 2 calculé à la section 5.1.3.

Pour un client 100 % stable qui retire 20 000 m³/an, sa capacité est égale à 55 m³/jour, inférieure à la capacité minimale à facturer. Le revenu généré au tarif du segment 2 est donc égal aux frais de base majorés de la part variable en fonction du volume retiré :

$$\text{Revenus}_{\text{Segment 2}} = \text{Frais de base}_{\text{segment 2}} + \text{Taux volume}_{\text{segment 2}} \times 20\,000\text{m}^3$$

Pour un client stable au tarif du segment 1, le revenu est déterminé comme ceci :

$$\begin{aligned}\text{Revenus}_{\text{Segment 1}} &\\ &= \text{Frais de base}_{\text{segment 1}} + \text{Taux volume 1}_{\text{segment 1}} \times 365 \times 5\text{m}^3 \\ &+ \text{Taux volume 2}_{\text{segment 1}} \times (20\,000\ \text{m}^3 - 365 \times 5\text{m}^3)\end{aligned}$$

Pour que le point de croisement fonctionne, la condition suivante doit être respectée :

$$\text{Revenus}_{\text{Segment 1}} = \text{Revenus}_{\text{Segment 2}}$$

En appliquant la méthode décrite à l'étape 1, on peut isoler les frais de base du segment 2 :

$$\begin{aligned}\text{Frais de base}_{\text{segment 2}} &\\ &= 840\$ + 0{,}277\ \$/\text{m}^3 \times 1\,825\text{m}^3 + 0{,}142\ \$/\text{m}^3 \times 18\,175\text{m}^3 \\ &- 0{,}011\ \$/\text{m}^3\ \ 20\,000\text{m}^3\end{aligned}$$

$$\text{Frais de base}_{\text{segment 2}} = 3\,699\ \$/\text{an}$$

Les frais de base pour le segment 2 sont donc définis à 3 699 $/an, en légère baisse par rapport à 3 780 $/an initialement établis pour 200 m³/jour. En conservant les frais de base à 840 $/an, une seule combinaison de taux au volume retiré permet de générer le revenu visé du segment 1, tout en assurant un bon point de croisement. La nouvelle grille du premier segment est la suivante :

Frais de base : 840 $/an
Prix au volume retiré jusqu'à 5 m³/jour : 0,284 $/m³ (+0,007 $/m³ de variation)
Prix au volume retiré au-delà de 5 m³/jour : 0,141 $/m³ (-0,001 $/m³ de variation)

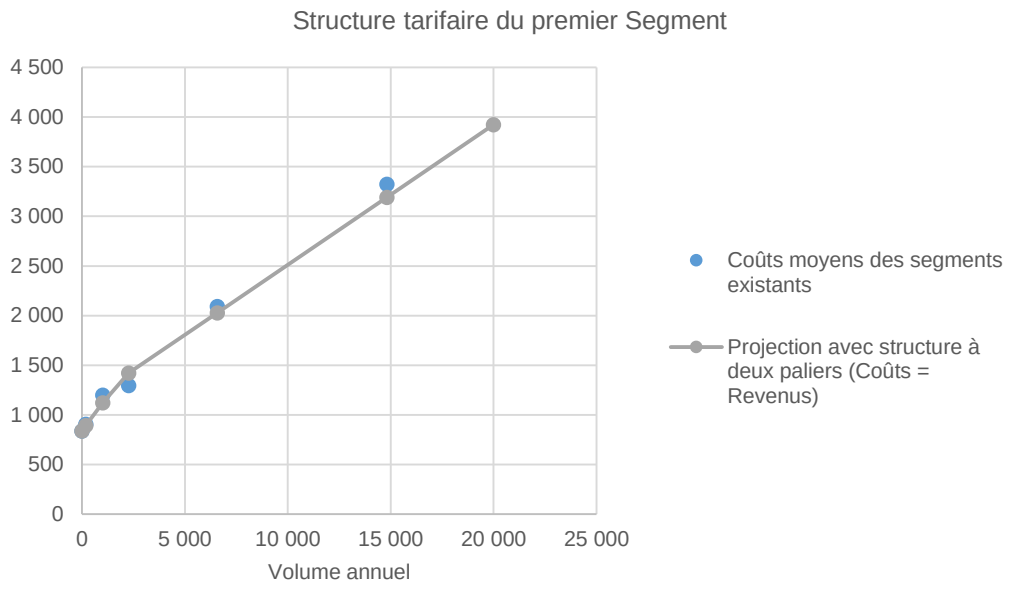
Le tableau suivant présente l'interfinancement moyen à l'intérieur du 1er segment.

Tableau 11

Segment actuel	Volume moyen	CU moyen	Coût alloué moyen	Structure tarifaire basée sur les coûts
0-365 m³/an *Interfinancement*	187 m³/an	66%	908 $	893 $ *-15 $*
365-1 095 *Interfinancement*	999 m³/an	41%	1 200 $	1 124 $ *-76 $*
1 095-3 650 *Interfinancement*	2 269 m³/an	28%	1 297 $	1 421 $ *+125 $*
3 650-10 950 *Interfinancement*	6 573 m³/an	27%	2 094 $	2 028 $ *-65 $*
10 950-20 000* *Interfinancement*	14 585 m³/an	30%	3 325 $	3 191 $ *-134 $*
Total ***Variation vs coût***	**3 051 m³/an**	**28%**	**1 457 $**	**1 457 $** ***0 $***

*Le segment actuel 10 950 m³/an à 36 500 m³/an est tronqué pour refléter le point de croisement; le coefficient d'utilisation moyen est présumé uniforme à l'ensemble du segment. Pour répartir le coût alloué, un prorata au volume retiré a été effectué (une analyse client par client aurait nécessité une nouvelle allocation des coûts).

Figure 14



Les résultats obtenus permettent de bien suivre la relation de coût, limite l'interfinancement à travers les différents sous-segments, assurent la qualité du point de croisement à 20 000 m³/an et permettent de récupérer exactement le coût alloué au segment 1.

<u>Segments 2, 3 et 4</u>

Pour les segments fonction de la capacité, une réévaluation des coûts alloués et des revenus tarifaires doit être effectuée étant donné la borne supérieure volumétrique du segment 1 revue à 20 000 m³/an. Le coût alloué des segments 3 et 4 est inchangé par l'arrimage des structures tarifaires.

Comme les coûts alloués au segment 1 sont évalués à 256,3 M$ et que les coûts alloués aux clients dont la capacité est supérieure à 1 000 m³/jour et plus (clients des segments 3 et 4) sont évalués à 236,5 M$, la balance de 101,4 M$ est allouée aux clients du segment 2. C'est également par différence que le nombre de clients et les volumes retirés au segment 2 sont évalués. Le tableau suivant présente l'information par segment.

Tableau 12

	Segment 1	Segment 2	Segment 3	Segment 4	Total
Nombre de clients	175 928	16 114	4 126	23	196 191
Volumes retirés *($10^6 m^3$)*	537	796	2 310	1 966	5 609

Comme 7 730 clients du segment 2 ont une capacité supérieure ou égale à 200 m³/jour, les 8 384 autres clients ne paieraient que les frais de base du segment 2 et le prix au volume retiré.

Afin de récupérer le coût alloué dans chacun des segments, sans toutefois s'éloigner des prix dérivés à la section 5.1.3, Énergir utilise la même méthodologie, mais en fixant *a priori* les frais de base du segment 2 à 3 699 $/an puisqu'ils permettent un point de croisement de qualité avec le segment 1. Les prix suivants sont donc dérivés en utilisant l'approximation linéaire des coûts excluant les « coûts volumes », dont les pentes diminuent à partir des bornes de 1 000 m³/jour et de 100 000 m³/jour.

Tableau 13

	Segment 2		Segment 3		Segment 4	
	Initial	Structure basée sur les coûts	Initial	Structure basée sur les coûts	Initial	Structure basée sur les coûts
Seuil de capacité minimal *(m³/jour)*	200	200	1 000	1 000	100 000	100 000
Frais de base *($/an)*	3 780	3 699	12 517	12 680	750 493	680 387
Prix unitaire pour chaque m³ de capacité > borne inférieure *($/an)*	10,921	11,306	7,545	6,745	5,413	5,821
Prix unitaire volume retiré *($/m³)*	0,0111	0,0130	0,0111	0,0130	0,0111	0,0093

Les prix de la nouvelle structure diffèrent peu de ceux de la structure initiale.

Énergir mentionne en début de section qu'un taux au volume retiré individuel serait calculé pour chacun des segments afin d'éviter tout interfinancement. Ce taux a été calculé pour chacun des segments et est égal à la différence entre le coût total alloué et les revenus générés par les prix fonction de la capacité, divisé par les volumes du segment. Les taux calculés sont présentés au Tableau 14.

Tableau 14

Segment	Taux au volume retiré calculés individuellement	Taux au volume retiré proposés
	(¢/m³)	*(¢/m³)*
2	1,121	1,299
3	1,360	1,299
4	0,932	0,932

L'application de ces taux au volume retiré pour les segments 2 et 3 nuirait à l'étanchéité entre les deux segments. Par exemple, un client avec une capacité de 1 005 m³/jour qui retire 150 000 m³/an aurait avantage à opter pour le tarif du segment 2 (14 418 $/an au segment 2 vs 14 754 $/an au segment 3) puisque le taux au volume retiré est plus bas qu'au segment 3. Or, un client avec la même capacité, mais qui retire plutôt 10 000 m³/an ou moins aurait avantage à opter pour le tarif du segment 3. Une telle structure tarifaire amènerait des clients avec la même capacité à être positionnés dans deux segments différents, éloignant ainsi la segmentation des coûts. En effet, pour deux clients avec la même capacité, celui qui retire le moins de volume serait positionné dans le segment de plus grands clients. Énergir choisit donc d'appliquer le même taux au volume retiré pour les segments 2 et 3. Concernant la différence de taux au volume retiré entre les segments 3 et 4, comme le taux du segment 4 est inférieur, les clients ne sont pas incités à opter pour un tarif qui ne leur est pas destiné.

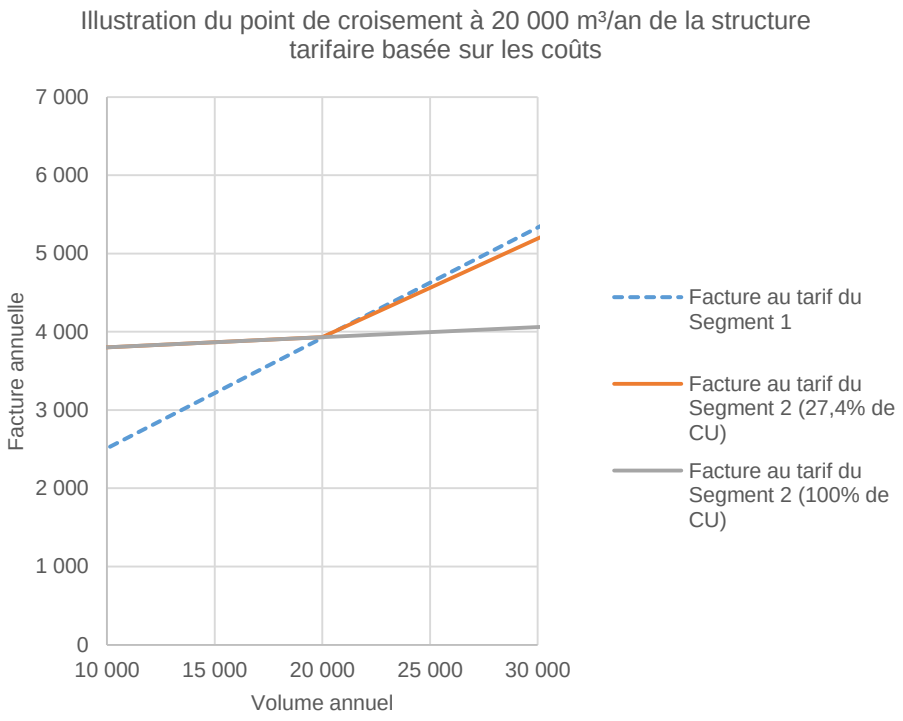
Cela génère un léger interfinancement entre les segments. Le tableau suivant présente les mesures d'interfinancement pour la structure tarifaire basée sur les coûts proposée.

Tableau 15

	Coûts alloués	Revenus totaux	Interfinancement (revenus/coûts)
Segment 1	256 300 891	256 300 891	100%
Segment 2	101 365 597	102 780 527	101%
Segment 3	161 623 141	160 208 210	99%
Segment 4	74 887 372	74 887 372	100%
Total	**594 177 000**	**594 177 000**	100%

Finalement, la Figure 15 illustre la qualité du point de croisement à 20 000 m³/an.

Figure 15



5.1.5 Analyse des résultats

Les analyses concernant la structure tarifaire basée sur les coûts ont permis d'en arriver à une définition plus précise de la segmentation qu'Énergir propose de retenir. Ces

analyses ont également permis d'associer à ces segments une structure tarifaire dite « de base » qui, pour l'instant, ne tient pas compte des enjeux commerciaux liés aux différents marchés.

- *Segment 1*

Le segment 1 regroupe les clients qui consomment moins de 20 000 m^3/an. Les clients qui se retrouvent dans ce segment sont principalement les clients du marché résidentiel et les petits commerces, ce qui représente environ 175 000 clients.

La capacité n'a pas d'incidence sur les coûts au segment 1. Une portion fixe est estimée, peu importe le niveau de consommation. Le taux associé aux frais de base est donc le même pour l'ensemble de la clientèle de ce segment. Plus un client consomme dans une année, moins importante est la portion fixe dans son tarif de Distribution.

Une portion variable en fonction du volume retiré est également intégrée dans le tarif des clients du Segment 1. Il s'agit d'un taux unique pour l'ensemble des volumes consommés.

- *Segments 2, 3 et 4* :

Les segments 2, 3 et 4 sont définis par un seuil d'accès déterminé par une capacité minimale. À titre indicatif, ces seuils sont initialement définis à 200 m^3/jour, 1 000 m^3/jour et 100 000 m^3/jour pour les segments 2, 3 et 4, respectivement.

Le segment 2 regroupe principalement les clients des marchés commercial et institutionnel, ce qui représente environ 20 000 clients. Les plus grands clients du secteur institutionnel ainsi que les industries se retrouvent au segment 3, ce qui représente près de 4 000 clients. Le segment 4 est quant à lui composé des 23 plus gros clients industriels d'Énergir.

Les trois segments suivants contiennent chacun un ensemble de trois taux, pour un total de 9 taux différents :

(1) Des taux fixes minimaux, facturés même si la capacité est inférieure au seuil minimal de capacité et même s'il n'y a aucune consommation

(2) Un taux fixe fonction de la capacité incrémentale à la capacité minimale, même s'il n'y a aucune consommation

(3) Un taux variable fonction de la consommation.

De cette façon, les frais fixes des clients, composés des éléments (1) et (2) dépendent de leur propre capacité.

Les taux de l'ensemble des segments sont présentés dans les tableaux suivants

Tableau 16

Taux du segment 1

	Paliers	Segment 1
Frais de base		840 $/an
Taux au volume retiré	0 à 5 m³/jour	28,423 ¢/m³
	5 m³/jour et plus	14,104 ¢/m³

Tableau 17

Taux des segments 2, 3 et 4

		Segment 2	Segment 3	Segment 4
OMQ	Frais de base	10,135 $/jour	34,739 $/jour	1 864,073 $/jour
	Capacité facturable minimale	200 m³/jour	1 000 m³/jour	100 000m³/jour
	Coût unitaire de la capacité au-delà de la capacité facturable minimale	3,076 ¢/m³/jour	1,840 ¢/m³/jour	1,595 ¢/m³/jour
Taux au volume retiré		1,299 ¢/m³	1,299 ¢/m³	0,932 ¢/m³

Comme la capacité est un intrant important dans la nouvelle structure d'Énergir, il est important de s'assurer de la déterminer correctement pour l'ensemble de la clientèle. C'est pourquoi Énergir travaille présentement à définir une méthodologie simple et équitable qui sera applicable au moment de la mise en application de la nouvelle structure tarifaire. Pour se faire, Énergir se fait accompagner par la société Artelys. Les

travaux sont amorcés et la résultante sera présentée dans une preuve à venir en complément du sujet A de la phase 4.

En développant une structure tarifaire basée sur une composante plus fixe qu'actuellement, Énergir dissocie partiellement ses revenus du niveau de consommation de sa clientèle. Il est important ici de mentionner que cela est fait de façon partielle puisqu'il existe toujours une composante variable au volume consommé dans la structure tarifaire proposée.

Cette séparation partielle permet non seulement au distributeur de se rapprocher de la structure de coûts, mais lui permet également de mieux prévoir ses revenus de distribution, et à sa clientèle de mieux prévoir les montants facturés chaque mois. Cela permet également à Énergir de tenir compte de la tendance de l'industrie. En effet, tel que présenté à la section 6 portant sur le balisage, cette façon de faire est de plus en plus populaire chez les distributeurs gaziers.

En conclusion, le processus de segmentation et d'établissement d'une structure tarifaire visant à récupérer les coûts a respecté les objectifs énoncés à la section 5.1.1, soit :

- En lien avec les revenus : La structure proposée permet à Énergir de rapprocher sa tarification des coûts encourus, sécurisant ainsi ses revenus en les rendant notamment moins vulnérables aux baisses de consommation. De plus, une structure plus stable permet aux consommateurs de mieux prévoir leurs factures et ce, malgré l'intégration d'une nouvelle notion (la capacité) dans leur tarification.
- En lien avec les coûts : Les signaux qu'envoient les tarifs proposés incitent les clients à adopter des comportements qui peuvent avoir un impact direct sur les coûts du distributeur. La mise en place de points de croisement cohérents permet également aux clients de choisir le meilleur tarif pour eux sans avoir d'incitatifs à consommer lorsque ce n'est pas requis.
- En lien avec les aspects administratifs : En diminuant le nombre de paliers, la structure proposée fait en sorte de simplifier la facture de distribution des clients malgré une tarification plus cohérente avec la réalité du distributeur.

Le résultat obtenu n'est pas la structure tarifaire optimale, il s'agit d'un point de départ qui se doit d'être ajusté afin de refléter la réalité commerciale de l'ensemble des clients d'Énergir. La section 5.2 présente les éléments qui seront étudiés en phase 4-B afin d'en venir à une structure tarifaire permettant au distributeur de recouvrer ses coûts, mais également de développer et maintenir sa clientèle afin de conserver des tarifs avantageux pour tous.

5.2 BASÉE SUR LES BESOINS COMMERCIAUX

L'élaboration d'une structure tarifaire basée sur les coûts consiste en un point de départ dans l'élaboration de la structure tarifaire optimale pour Énergir et sa clientèle. Elle permet de répondre à certains enjeux plus réglementaires de la tarification actuelle, mais n'est pas pour autant la structure souhaitée. En effet, une structure tarifaire uniquement basée sur les coûts ne tient pas compte du contexte dans lequel évolue le marché énergétique, de la position concurrentielle du gaz naturel qui peut être précaire dans certains marchés ni de la rentabilité du développement. Omettre ces aspects dans l'élaboration d'une structure tarifaire peut entraîner des tarifs non viables à moyen ou long terme.

Les sections qui suivent exposent une partie des questions qui devront être abordées avec le sujet B de la phase 4 afin de déterminer la structure tarifaire de distribution optimale pour Énergir et ses clients.

5.2.1 Portion fixe et variable des tarifs

La segmentation et la tarification actuelles sont basées en grande partie sur le volume consommé, ce qui fait en sorte que les tarifs de la majorité de la clientèle d'Énergir sont principalement variables comme le présente le tableau suivant :

Tableau 18

Tarifs	Volumes annuels	Tarif en vigueur 2018	
		Fixe	Variable
	(m³/an)	*(%)*	*(%)*
D_1	0 – 3 650 3 650 – 36 500 36 500 et plus	37,47 10,11 2,50	62,53 89,89 97,50
D_3		84,24	15,76
D_4		87,96	12,04
D_5		0,00	100,00

Dans le cadre de l'Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel (R-3972-2016, A-0038), la Régie présentait diverses comparaisons entre les composantes fixes et variables de la structure tarifaire d'Énergir et celles d'autres distributeurs et en venait à la conclusion que :

> « *[225] En général, il apparaît plus complexe pour un client* [d'Énergir] *que pour un client des autres distributeurs d'estimer le montant de sa facturation. Cette complexité est principalement due au fait que la tarification* [d'Énergir] *est modulée en fonction de paliers de consommation, et ce, pour plusieurs des éléments facturés au client.* »

Dans sa piste de solution 11, la Régie réitérait l'importance de revoir la structure d'Énergir avec l'objectif de la simplifier tout en respectant le principe de la vérité des coûts.

Énergir estime que l'introduction de la capacité dans sa tarification lui permettra de se rapprocher de sa structure de coûts, mais également de limiter les déplacements entre les tarifs ou les paliers tarifaires. Comme la capacité d'un client est un élément qui ne change pas, à moins de modifications majeures, comme un ajout de charge important ou une mesure d'efficacité énergétique pouvant affecter la demande de pointe, une certaine stabilité par rapport à la situation actuelle découlerait d'une tarification basée sur la capacité. En séparant partiellement le niveau de consommation des clients des revenus générés, cela permettra non seulement à Énergir de mieux prévoir ses revenus

pour les années à venir, mais sa clientèle pourra également prévoir les montants facturés en distribution.

Lorsque le sujet B de la phase 4 sera traité, il sera important d'évaluer si une tarification plus fixe d'une grande partie de sa clientèle est cohérente avec la réalité de l'ensemble des marchés.

5.2.2 Interfinancement

La comparaison entre les revenus générés par les tarifs et les coûts alloués à chaque catégorie de clients permet de déterminer le niveau d'interfinancement entre elles. Ceci amène une meilleure vision de la contribution aux revenus de distribution de chacune des classes tarifaires.

Énergir constate, en parcourant la littérature économique, qu'il existe un consensus sur le fait que l'interfinancement est problématique dans les marchés réglementés. Sa définition ainsi que la manière de le mesurer diffèrent toutefois dans plusieurs juridictions. En effet, en 1997, la Commission australienne de la concurrence et de la consommation (ACCC) ainsi que le Centre de recherche sur les services publics (PURC) ont publié, en collaboration avec différents experts dans le domaine de la réglementation des services publics et divers participants de l'industrie, un ouvrage sur les principes et les pratiques touchant les infrastructures publiques. Dans la section III du livre, la question de l'interfinancement est abordée et les auteurs présentent différentes façons de le définir et de le mesurer. Ils précisent également qu'il existe différentes façons d'arriver à un niveau d'interfinancement raisonnable :

> « *Regulators have used various devices for detecting and dealing with cross-subsidy issues. Generally, detecting a cross-subsidy is little more than applying the definition chosen. However, it is not always simple. For example, if the regulator chooses the cost allocation view, then the regulator must decide which cost allocation is the appropriate standard. Generally this involves decisions on mechanics of FDC. As was explained above, there are large numbers of reasonable options, so the detection can become quite involved.* »

Historiquement, Énergir a toujours mesuré son niveau d'interfinancement en utilisant la méthode du coût total, c'est-à-dire la comparaison entre l'ensemble des coûts de distribution alloués à chaque catégorie de clients et les revenus qu'ils génèrent.

Bien que la méthode finale d'allocation soit en attente d'approbation, et qu'elle sera le point de départ de la mesure d'interfinancement, Énergir estime d'ores et déjà que l'élimination complète de l'interfinancement ne serait pas souhaitable. Dans la décision D-2011-182, la Régie mentionnait d'ailleurs l'importance de tenir compte de divers éléments lors de la réflexion du distributeur sur l'interfinancement :

> « *[355] Par ailleurs, la Régie demande au distributeur de poursuivre sa réflexion sur la question de l'interfinancement. Cependant, lors de cette réflexion,* [Énergir] *devra notamment prendre en compte les niveaux de risque de chacune des catégories tarifaires, la capacité des clients à absorber des hausses tarifaires, la situation concurrentielle et toute autre considération relative au fait que les tarifs doivent refléter plus ou moins parfaitement les coûts. Cette réflexion devra aussi aborder les niveaux d'interfinancement souhaitables entre les différents paliers d'un même tarif.* »

En effet, bien que le distributeur détienne un droit exclusif de distribution du gaz naturel par canalisation, il fait néanmoins face à la concurrence des autres sources d'énergie. Contrairement aux autres provinces du Canada et aux États-Unis, l'utilisation du gaz naturel au Québec est beaucoup moins répandue, notamment pour le chauffage. Au Canada, le gaz naturel est utilisé comme principale source de chauffage dans 50 % des foyers, alors qu'au Québec, c'est plutôt le chauffage électrique qui est la principale source de chauffage, elle est utilisée dans 85% des foyers[19]. Cette particularité du marché énergétique québécois rend d'autant plus importante la prise en considération des objectifs commerciaux lors de la définition de la structure tarifaire du service de distribution.

Ainsi, contrairement aux services de transport, de fourniture et d'équilibrage où le principe « d'utilisateur-payeur » doit être respecté[20], l'interfinancement dans le cas du service de distribution doit être vu comme un outil permettant l'atteinte d'objectifs commerciaux à l'avantage de l'ensemble de la clientèle. Cet aspect avait d'ailleurs été

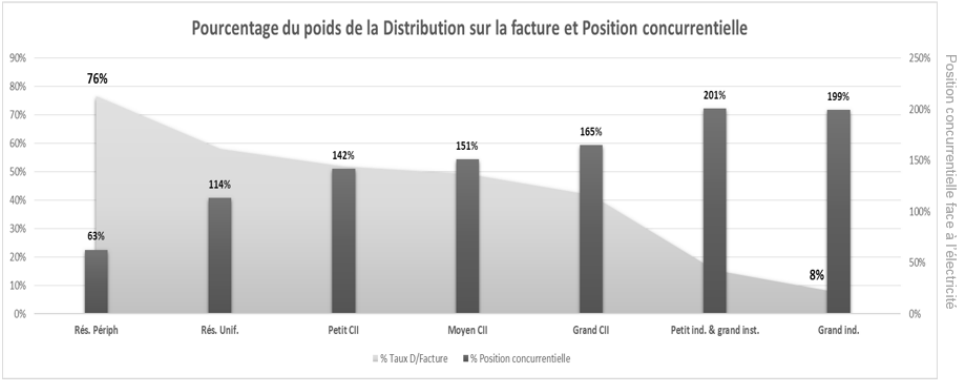
[19] Houshold and the Environnement : Energy use, Statistique Canada, 2011, page 8.
[20] Voir à ce sujet la pièce B-0185, Gaz Métro-5, Document 5, section 5.

abordé dans le mémoire d'Énergir déposé dans le cadre de l'avis au MÉRN sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel[21].

5.2.3 Position concurrentielle et réalité commerciale

Tel que discuté dans la section précédente, une structure tarifaire uniquement basée sur les coûts n'est pas souhaitable dans le contexte dans lequel Énergir évolue. La position concurrentielle du gaz naturel est une variable critique aux yeux des clients pour juger du choix de la source d'énergie. Elle se définit par le comparatif du coût annuel d'utilisation d'une source d'énergie envers une autre. L'évaluation de la position concurrentielle du gaz naturel face à une autre source d'énergie permet de guider une décision d'achat ou de remplacement. Elle inclut toutes les composantes de la facture d'un client, dont la composante distribution. De plus, pour les clients, la composante distribution au sein de la facture totale a une importance relative face aux autres composantes pouvant aller de très importante à relativement marginale.

Figure 16



Actuellement, dans certains marchés, la position concurrentielle du gaz naturel est précaire, c'est-à-dire à proximité de la zone de parité face aux principaux concurrents. C'est le cas, par exemple, de la position face à l'électricité dans le marché résidentiel, tandis qu'au marché affaires, le gaz naturel a une position concurrentielle favorable.

[21] R-3972-2016, Gaz Métro-1, Document 1, pp.10-13.

Omettre cet aspect dans l'élaboration d'une structure tarifaire peut empêcher le distributeur d'optimiser ses revenus en assurant le maintien de sa clientèle et l'accroissement rentable de ses parts de marché. Ainsi, Énergir recherchera l'équilibre en établissant des tarifs qui reflèteront la structure de coûts, tout en recherchant une position concurrentielle « acceptable » pour les différents marchés qu'elle dessert.

Le marché résidentiel inclus dans le segment 1, par exemple, en est un où l'accessibilité et le bas prix de l'électricité minimisent l'aspect concurrentiel du gaz naturel. La révision du tarif de distribution, pouvant représenter une partie importante de la facture pour certains segments de clientèle, environ 30% dans le cas d'un client résidentiel type, doit être réfléchie dans l'optique d'optimiser le nombre de clients rentables et donc les revenus générés. Toujours à titre illustratif, une allocation parfaite des coûts au marché résidentiel résulterait en un choc tarifaire significatif du tarif de distribution. Elle aurait pour conséquence d'accroître significativement les pertes de clients ainsi que créer une barrière à l'entrée très importante pour les nouveaux clients potentiels. En effet, une position concurrentielle nettement désavantageuse face à la concurrence impacte fortement le développement de marché. Ce cas de figure aurait un impact sur le reste de la clientèle : le marché résidentiel étant celui ayant le plus grand nombre de clients, un accroissement des pertes et une diminution du nombre de nouveaux clients auraient pour effet de faire assumer une plus grande portion des coûts au reste de la clientèle. Le même cas de figure se reflète chez les clients du secteur affaires contenus dans le segment 1.

En contrepartie, les clients des segments 2, 3 et 4 présentent une certaine marge de manœuvre au niveau de la position concurrentielle. En effet, ces clients des marchés commercial, industriel et institutionnel ont une position concurrentielle favorable à plus de 150 % c'est-à-dire que l'utilisation de l'électricité est au moins 50 % plus dispendieuse que l'utilisation du gaz naturel. La position concurrentielle demeure aussi avantageuse en appliquant une allocation parfaite des coûts. Cette marge de manœuvre face à la concurrence donne à Énergir l'opportunité de voir si une répartition différente des tarifs permet une optimisation générale du nombre de clients. En effet, de par l'analyse de résultats historiques et de données de marché, Énergir peut estimer les

impacts possibles sur les gains et pertes de clients venant de fluctuation de la position concurrentielle relative aux énergies concurrentes.

La position concurrentielle est un facteur déterminant dans le choix de la source d'énergie. Il est toutefois important de ne pas définir une nouvelle structure tarifaire en se limitant à cet aspect. Ainsi, Énergir ne doit pas faire fi de la situation actuelle dans laquelle évolue le client, incluant ce qu'il paie présentement sur sa facture. En effet, bien qu'une structure tarifaire puisse théoriquement être adéquate, un choc tarifaire pourrait avoir un effet négatif sur la perception des clients, nuire aux ventes potentielles et même entraîner une perte de volumes. Aussi, pour certains clients, d'autres facteurs provenant du contexte externe influencent la décision énergétique.

Dans cette optique, Énergir est à procéder à une évaluation des impacts de variations du taux de distribution chez la clientèle grandes entreprises qui, *a priori*, est la plus susceptible de considérer des options hors Québec lorsque vient le temps d'implanter une nouvelle usine, d'augmenter les capacités de production ou d'évaluer les fermetures potentielles, et ce, malgré une situation concurrentielle très avantageuse face aux autres sources énergétiques.

Énergir est consciente qu'elle se doit d'agir sur les tarifs de manière prudente étant donné que des changements à l'environnement externe peuvent influencer le choix du gaz naturel comme source d'énergie. De surcroît, d'autres éléments de contexte, ne sont pas directement reliés à la position concurrentielle. Entre autres, la politique d'*exemplarité de l'État*[22] du gouvernement provincial, visant à exclure les combustibles fossiles des immeubles institutionnels et qui, par le fait même, relaie l'utilisation du gaz naturel comme énergie de pointe, pourrait avoir un impact direct sur la facture de l'ensemble de la clientèle d'Énergir en réduisant les volumes consommés et en amenant une pression à la hausse sur les tarifs de distribution.

Afin de définir une structure tarifaire optimale pour Énergir et l'ensemble de ses clients, des ajustements devront donc être portés à la hausse ou à la baisse à la structure

[22] http://www.transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/institutions/L-efficacite-energetique-des-batiments-institutionnels-en-neuf-etapes.pdf

dérivée de l'allocation des coûts et certaines spécificités de marchés, en complément de la position concurrentielle, devront être considérées.

5.2.4 Nouvelle utilisation du gaz naturel

Énergir doit conjuguer depuis quelques années avec une structure tarifaire qui n'a pas évolué de pair avec le marché. Par exemple, la structure des tarifs actuels ne permet pas à un client qui utilise le gaz naturel comme carburant d'optimiser son tarif dû, entre autres, à un profil de consommation non traditionnel qui fluctue beaucoup en fonction du niveau de maturation et d'activité de l'entreprise. L'utilisation du gaz naturel comme carburant pour desservir le marché du transport amène Énergir à réfléchir à une tarification adaptée aux nouvelles réalités de marchés de façon plus large. Il en va de même dans des secteurs où traditionnellement le gaz naturel était la source principale d'énergie de chauffage et qui maintenant se retrouvent limités à une utilisation en pointe. Cette réalité qui provoque une déconnexion entre le niveau de consommation et les coûts doit être adressée par la révision de la structure tarifaire.

Aussi, Énergir et le marché de l'énergie sont en pleine transformation et une réflexion plus large sur les tarifs s'impose. Énergir vise une simplicité et une flexibilité de la structure tarifaire afin de pouvoir réagir aux développements auxquels le marché de l'énergie fera face. Qu'il s'agisse de conjuguer avec des villes alimentées en gaz naturel à l'extérieur de notre réseau de distribution principal ou de mettre de l'avant une offre tarifaire en gaz naturel renouvelable, il importe de se tenir loin d'une structure rigide qui rend l'adaptation difficile, tout en assurant à l'ensemble des clients une tarification équitable.

5.2.5 Rabais/Promotions tarifaires

La décision d'achat ou de maintien d'un client comporte deux variables, le coût d'acquisition et le coût d'utilisation. Le coût d'acquisition correspond au coût de l'appareil et de son installation. Énergir possède certains outils (PRC & PRRC) lui permettant d'aider financièrement le client à combler le surcoût de l'appareil à gaz naturel. Le coût d'utilisation quant à lui correspond à la facture annuelle de la source d'énergie et Énergir constate le manque d'outils promotionnels tarifaires disponibles pour convaincre le client

actuel ou potentiel dans sa décision d'achat, outre l'avantage de la position concurrentielle pour certains segments. Dans une optique d'acquisition ou de maintien de clientèle, Énergir croit pertinent de développer ce type d'outils ou d'aménagements tarifaires.

Énergir est à évaluer les différents types de rabais/options promotionnels et s'assurera qu'ils seront développés de façon à bénéficier à l'ensemble de la clientèle en permettant le maintien ou l'augmentation des revenus générés.

5.2.6 Prime de développement

Afin de s'assurer de maintenir sa clientèle existante, Énergir doit considérer la position concurrentielle et la capacité de payer de ses clients dans l'élaboration de ses futurs tarifs. Énergir doit également s'assurer d'être en mesure de développer certains marchés. Le maintien et le développement sont deux outils dont dispose Énergir afin de maintenir des tarifs avantageux pour l'ensemble de sa clientèle. Ils sont toutefois en opposition : un tarif trop bas, bien qu'à l'avantage d'un client existant, peut rendre difficile le raccordement de nouveaux clients s'il ne permet pas au distributeur d'atteindre un certain seuil de rentabilité.

Ainsi, de façon à assurer une croissance qui soit bénéfique pour Énergir, ses clients et ses investisseurs, il est essentiel de mettre en place les mesures qui permettent de poursuivre le développement du réseau de façon rentable. Cela permettra notamment à Énergir de remplir son rôle de distributeur de gaz naturel au Québec et d'assumer ses obligations de desserte.

Dans le cadre de la Cause tarifaire 2012, Énergir avait déposé une preuve relative à la rentabilité du développement du marché résidentiel dans lequel elle expliquait l'importance de tenir compte du développement lors de l'élaboration de la stratégie tarifaire annuelle :

> « *Dans le cas de baisses tarifaires, le distributeur pourrait se retrouver dans l'impossibilité de poursuivre son développement au rythme actuel, nuisant ainsi à la croissance globale de l'entreprise. Il importe alors que les impacts d'une variation des*

> *taux de distribution sur le plan de développement soient considérés au moment de l'établissement de la stratégie tarifaire.* »[23]

Dans cette même preuve, Énergir mentionnait l'importance de maintenir, voire augmenter le niveau de ventes rentables, étant donné les bénéfices que cela amène à sa clientèle dans un contexte où les coûts de raccordement sont à la hausse.

Cette réalité est toujours vraie, en plus d'une augmentation des coûts de raccordement, Énergir constate une baisse des volumes moyens signés, ce qui fait en sorte que la rentabilité n'est plus seulement un enjeu dans le marché résidentiel. C'est également le cas dans le marché du petit commercial.

Avec les tarifs en vigueur, la rentabilité des ventes dépend du volume et non de l'usage fait du gaz naturel. Il importe peu, lors d'un raccordement, que le gaz naturel soit utilisé pour le chauffage ou pour du procédé. L'important est que ce raccordement génère des revenus suffisants pour atteindre une rentabilité minimale. Dans le cas contraire, une contribution pourrait être exigée afin d'atteindre ladite rentabilité. Ainsi, les règles de signature au cas par cas garantissent une rentabilité minimale. Une présentation des nouvelles règles de rentabilité a été faite dans le cadre de la phase 3B du présent dossier.

En se rapprochant de la réalité des coûts, la nouvelle structure tarifaire permettra à Énergir de rentabiliser ses ventes en étant moins dépendante du niveau de consommation des clients potentiels.

Par contre, dépendamment du niveau d'interfinancement optimal déterminé par les besoins commerciaux, il n'est pas impossible que les tarifs d'un certain segment doivent être réduits, et que les revenus alors générés ne permettent pas un développement maximal des nouvelles ventes.

Énergir estime qu'il est primordial de traiter distinctement le maintien et le développement de sa clientèle. C'est pourquoi elle devra se pencher sur la possibilité d'introduire dans sa tarification la notion de prime de développement. Il pourrait par

[23] R-3752-2012, Gaz Métro-3, Document 3, page 20

exemple s'agir d'une majoration temporaire des tarifs des nouveaux clients. Des analyses seront présentées à ce propos lorsque sera abordé le sujet B de la phase 4.

Énergir en est à évaluer la meilleure façon de traiter le développement de sa clientèle. Elle doit déterminer à qui pourrait s'appliquer la prime de développement, à quel niveau elle pourrait s'établir et pour quelle période elle pourrait être en vigueur.

5.2.7 Efficacité énergétique

Dans le cadre des travaux sur la vision tarifaire, il est pertinent d'évaluer les impacts potentiels générés sur les mesures d'efficacité énergétique en fonction de différents points de vue, soit la perspective des clients et celle du distributeur.

Les travaux en cours visent, entre autres, à évaluer si la croissance de la portion fixe du tarif de distribution pourrait avoir des impacts selon l'une ou l'autre des propositions ou des scénarios envisagés.

Plus la facture d'un client est fixe, moins il verra un intérêt à réduire sa consommation à la suite de l'implantation de mesures d'efficacité énergétique. Ceci est particulièrement vrai si la facture est à 100 % fixe. Dans ce cas, le prix payé sera toujours le même, peu importe la consommation. Il n'y a aucun signal de prix. À l'inverse, si la facture est totalement variable, le client pourra bénéficier directement de chaque mètre cube réduit par une mesure d'efficacité énergétique.

Ceci étant dit, il importe également de prendre en considération d'autres éléments importants.

- **Les impacts sur les revenus de distribution :** Du point de vue du distributeur, la théorie peut complètement s'inverser. En effet, plus la facture du client est fixe et indépendante du volume consommé, plus le distributeur sera indifférent à augmenter ses efforts en efficacité énergétique, puisque les revenus générés demeureront constants. Dans un contexte de croissance des cibles, cet élément prend une importance encore plus grande.

- **La portion de la facture totale associée au service de distribution :** Il ne faut pas perdre de vue que les tarifs de distribution ne représentent qu'une partie de la facture totale du client. Peu importe le niveau de la portion fixe du tarif de distribution, le client maintiendra toujours un gain à réduire sa consommation par des mesures d'efficacité énergétique. Sa facture totale sera réduite par la réduction des autres composantes variables (Fourniture, transport, équilibrage, SPEDE).

- **La période de retour sur l'investissement (PRI) :** Dans plusieurs cas, la prise de décision d'investir en efficacité énergétique dépend de la période de retour sur l'investissement. Si la facture du client est très fixe, l'effet de la mise en place d'une mesure d'efficacité énergétique aura une PRI très longue, voire infinie, puisque les gains financiers seront plus marginaux. Des aides financières importantes seront alors requises pour réduire la PRI. À l'inverse, dans les cas d'une facture très variable, la réduction de consommation présentera généralement une PRI plus courte, donc plus intéressante pour les clients et nécessitant moins d'aides financières.

- **Les coûts évités :** Les coûts évités sont utilisés pour calculer la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique. Les coûts évités ne comprennent que les coûts variables de la facture du client. Ces coûts évités sont dans les faits, les bénéfices des programmes dans l'analyse bénéfice-coût.

Il sera important de considérer l'ensemble de ces éléments lors du choix de la structure tarifaire.

6 BALISAGE SUR LES TARIFS DE DISTRIBUTION

6.1 BALISAGE PRODUIT PAR ECONOLER

Dans sa lettre du 10 juin 2016, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles demandait à la Régie, un avis sur des mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles. Le ministre souhaitait que la réalisation de l'avis s'appuie sur un balisage par des experts et que des pistes de solution soient soumises à la consultation publique.

La Régie a donc mandaté la firme Econoler afin qu'elle produise un rapport présentant un balisage des structures et des options tarifaires des distributeurs de gaz naturel en Amérique du Nord ainsi que les constats et pistes de solution susceptibles d'améliorer la situation des consommateurs québécois de gaz naturel.

Un balisage des structures et des options tarifaires de treize distributeurs de gaz naturel d'Amérique du Nord a été réalisé par Econoler[24]. L'échantillonnage est présenté dans la figure suivante :

[24] R-3972-2016, A-0009.

Figure 17

Échantillonnage des structures et options tarifaires par Éconoler

Source : Econoler, A-0009-3972, page 3.

Dans l'échantillon observé par ECONOLER, Énergir est le deuxième distributeur ayant le moins de tarifs, soit quatre (le nombre de tarifs offerts par les distributeurs étudiés oscille entre 3 et 19). Toutefois, selon ECONOLER, le nombre plus élevé de paliers tarifaires fait en sorte que la tarification d'Énergir est en général plus complexe que celles des autres distributeurs.[25]

[25] A-0009-3972, page 29

La segmentation obtenue à la section 5.1 maintient pour l'instant le nombre de tarifs à quatre. Par contre, une simplification du nombre de paliers tarifaires rendrait Énergir comparable à ses homologues nord-américains chez qui il est possible d'observer un taux unitaire fixe par tarifs[26].

6.2 UTILISATION DE LA CAPACITÉ

Un processus de transition énergique est amorcé dans plusieurs pays : la diminution de la consommation moyenne d'énergie force les distributeurs à se questionner sur leur méthode de recouvrement des coûts. Comme les coûts d'un réseau de distribution sont en grande partie fixes et que la consommation moyenne des clients diminue depuis les dernières années, notamment en raison du réchauffement climatique et des mesures d'efficacité énergétique, bon nombre de distributeurs ont évalué les possibilités qui s'offraient à eux afin de dissocier leurs revenus de la quantité de gaz vendue. Les deux solutions principales à cette problématique sont le découplage des revenus et une tarification plus fixe de la clientèle.

Le découplage des revenus est un mécanisme réglementaire qui consiste à séparer les revenus autorisés au distributeur des livraisons de gaz naturel. Généralement, le découplage s'inscrit dans le cadre d'un mécanisme de réglementation incitative. Par exemple, comme les volumes moyens ont tendance à diminuer dû à l'efficacité énergétique, les mécanismes incitatifs de type revenus plafonds assurent une meilleure stabilité des revenus en faisant varier les revenus autorisés en fonction des clients plutôt que des volumes. Le découplage entre les revenus et la consommation permet donc une compatibilité avec la mise en place de programmes d'efficacité énergétique. À ce propos, Énergir tient à rappeler qu'elle a déposé un document de réflexion (R-4027-2017, Énergir-1, document 1) dans lequel est envisagé la mise en place d'un mécanisme incitatif de type plafonnement des revenus par client. À noter que plusieurs utilités gazières canadiennes sont actuellement sous une réglementation incitative de type plafonnement des revenus dans laquelle il y a un découplage des revenus autorisés et des volumes. (R-4027-2017, Énergir-1, document 1, section 2) De plus, de 2007 à 2010, le pourcentage des distributeurs américains qui dissociaient leurs revenus des volumes est passé de 10 % à 18 %, soit une augmentation de 80 %[27].

[26] A-0009-3972, pages 19-20, Tableau 7.

[27] https://www1.eere.energy.gov/manufacturing/states/pdfs/nat-gas-revenue-decoupling-final.pdf

L'augmentation de la portion fixe des tarifs afin de mieux refléter les coûts auxquels font face les distributeurs est également une option. Les deux solutions ne sont pas mutuellement exclusives, la structure tarifaire proposée dans le présent document est cohérente avec la tendance actuelle.

Pour Énergir, la capacité permet de rapprocher sa structure tarifaire de ses coûts, par contre, de manière générale, la capacité n'est pas un intrant dans la tarification de la majorité des distributeurs de gaz naturel étudiés dans le balisage : les tarifs des distributeurs gaziers ont habituellement une structure basée sur le volume retiré. Parmi les distributeurs étudiés par ECONOLER, seules les parties fixes des tarifs de ATCO en Alberta correspondent à des composantes liées à l'équivalent de la capacité.

6.2.1 ATCO

Seulement les plus grands clients ont un tarif basé sur la demande de pointe. Pour ces clients, la consommation maximale des 12 derniers mois est utilisée afin de déterminer leur tarif de distribution. Ce dernier est composé d'un « frais de service » quotidien et d'un prix fixe pour la demande de pointe. Il n'y a pas de portion variable au tarif de distribution des grands clients.

6.2.2 Europe

Pays-Bas

Depuis 2007, les Pays-Bas ont entamé une réforme de leur système de tarification de la distribution électrique et gazière. Celle-ci a fait en sorte que la tarification soit basée purement sur la capacité, et ce, pour trois raisons principales :

1- le gestionnaire de réseau de distribution n'a plus besoin de relevés de consommation;
2- le risque d'erreur est minimisé en raison de la diminution du volume d'informations échangé entre le gestionnaire de réseau de distribution et les fournisseurs;
3- cela permet une meilleure représentation des coûts des gestionnaires de réseau de distribution.

Afin d'encourager l'économie d'énergie, qui n'est pas valorisée dans le cadre d'une tarification capacitaire, une taxe sur l'énergie incite les consommateurs à être plus vertueux sur le plan énergétique. Le gouvernement avait également prévu d'ajuster le montant de déduction d'impôt pour ne pas trop impacter le ménage moyen.

En 2009, suite à la transition vers une tarification du réseau purement capacitaire, il n'y a pas eu d'impact négatif sur l'efficacité énergétique grâce à la taxe sur l'énergie. De plus, elle a permis une baisse des coûts du gestionnaire de réseau de distribution et a permis aux clients de mieux comprendre leur facture.

Irlande

Le distributeur de gaz en Irlande a un tarif composé de deux termes :

- un terme relatif aux quantités de gaz livrées au consommateur final;
- un terme relatif à la capacité nécessaire pour acheminer le gaz au consommateur final.

Le premier terme est défini par des coefficients constants selon le palier de volume de gaz consommé annuellement. Le deuxième est également défini par des coefficients constants pour les petits volumes, mais pour les plus grands volumes, le coefficient est défini selon une fonction décroissante de la pointe de consommation journalière, soit : a-b*ln (p), où p est la pointe journalière.

Belgique

Une multitude de distributeurs gaziers existe en Belgique, et une multitude de tarifs existe également, mais certaines règles générales s'appliquent quand même.

Certains clients ont une lecture annuelle ou mensuelle tandis que d'autres ont une lecture horaire automatique. Un terme proportionnel à la capacité souscrite est appliqué aux consommateurs à relève horaire.

7 MÉCANISME INCITATIF

Comme mentionné à la section précédente, Énergir a déposé un document de réflexion qui présente les principales caractéristiques d'un prochain mécanisme incitatif en distribution envisagé (R-4027-2017, Énergir-1, document 1). Comme mentionné dans le document de réflexion, le mécanisme incitatif envisagé, de type plafonnement des revenus par client, reposerait sur la segmentation de la clientèle basée sur les coûts. Cette segmentation permettrait de tenir compte plus spécifiquement de l'hétérogénéité de la clientèle d'Énergir et de la faible densité de son réseau (R-4027-2017, Énergir-1, document1, section 4.2).

De surcroît, cette méthodologie permettrait également la mise en place du mécanisme incitatif en distribution avant l'aboutissement de la phase 4 du dossier sur la structure tarifaire. C'est une des raisons pour lesquelles Énergir propose dans le présent document, de scinder la phase 4 en deux sujets distincts (4a et 4b), portant respectivement sur la segmentation de la clientèle basée sur la nouvelle méthodologie d'allocation des coûts, ainsi que sur les nouvelles structures et stratégie tarifaires. Pour que la mise en place d'un mécanisme incitatif en distribution se concrétise le plus rapidement possible, ce scénario nécessite l'examen du sujet 4a selon le même échéancier que le dossier du mécanisme incitatif. En effet, la décision sur la phase 4a dicterait les segments de clientèle à considérer dans le mécanisme incitatif.

Enfin, bien qu'il soit possible de travailler à l'avancement des dossiers relatifs à la phase 4a et sur un mécanisme incitatif en distribution avant l'aboutissement de la phase 1 portant sur l'allocation des coûts, une décision sur ce dernier sujet est nécessaire à une décision finale sur la segmentation de la clientèle et sur le mécanisme incitatif.

8 AUTRES ÉLÉMENTS À CONSIDÉRER

En plus des éléments déjà soulevés dans le présent document de réflexion, la mise en place d'une nouvelle structure tarifaire nécessitera des réflexions sur divers autres sujets qui devront éventuellement être abordés. Énergir présente ici certains de ces sujets. La liste ne se veut toutefois pas exhaustive.

- **Prévision de la demande :** L'exercice de prévision de la demande devra se faire en tenant compte de la nouvelle structure tarifaire de façon à pouvoir fournir au moment de la cause tarifaire les volumes et caractéristiques de chaque client/segment nécessaire au calcul des revenus et l'établissement de l'ensemble des taux.

- **Normalisation des revenus :** La méthode de normalisation devra être revue. En effet, il importera de déterminer de quelle façon les revenus générés à partir de la nouvelle structure varient en fonction de la température. Une structure plus fixe sera nécessairement moins sensible aux aléas climatiques. Les segments devant être normalisés devront être établis ainsi que la méthodologie suivie pour y arriver. À noter également que bien que la potentielle mise en place d'un mécanisme incitatif en distribution pourrait modifier les besoins reliés à la normalisation des revenus, l'exercice demeurerait important afin d'expliquer les variations de consommation inhérentes à la température pour les clients qui utilisent le gaz naturel pour se chauffer.

- **Développements informatiques :** De tels changements résulteront en des développements informatiques importants. Ainsi, le système de facturation, les outils informatiques de suivis comptables, les outils de simulation des tarifaires, le logiciel « Revenu requis » utilisé pour le développement, plusieurs systèmes au niveau des approvisionnements gaziers qui tenaient compte des tarifs, etc. devront être ajustés.

- **Contrats :** L'ensemble des contrats signés avec les clients devront être revus afin de s'assurer qu'ils sont en lien avec les nouveaux tarifs.

9 CONCLUSION

La première étape lors du développement d'une nouvelle structure tarifaire est la production d'une étude d'allocation des coûts. Cette étude a été réalisée dans le cadre de la phase 1 du présent dossier. Bien que certains éléments concernant cette phase soient toujours à l'étude par la Régie et que le Distributeur soit en attente d'une décision finale, la Régie a tout de même statué sur certains éléments clés qui ont permis à Énergir d'amorcer ses réflexions concernant la phase 4 portant sur la segmentation de la clientèle et la mise en place d'une nouvelle structure tarifaire.

Ainsi, un des éléments importants est que les coûts de distribution sont principalement fonction de la capacité des clients et des volumes retirés. Énergir proposerait donc de segmenter la clientèle en utilisant ces deux paramètres.

Les analyses présentées ont permis d'identifier une segmentation et une structure tarifaire « de base » fonction des coûts. Il est vrai que les résultats présentés pourront changer à la suite de la décision finale de la Régie concernant la phase 1, principalement en ce qui concerne les bornes des segments, ainsi que les taux de la structure tarifaire de base. Toutefois, la méthodologie présentée demeurerait, selon Énergir, valable.

Lorsque la segmentation et la structure basée sur les coûts seront arrêtées, les enjeux commerciaux devront être considérés de façon à arriver à une structure tarifaire optimale, viable dans le temps et qui puisse assurer le développement et le maintien de la clientèle.

ANNEXES

Annexe 1 : Rubriques de coûts fonction du volume retiré

Annexe 2 : Tests de sensibilité pour les paramètres du tarif du segment 1

Annexe 3 : Illustration de la nécessité de permettre aux clients de capacité inférieure à 200 m³/jour de bénéficier du tarif du segment 2

ANNEXE 1 : RUBRIQUES DE COÛTS FONCTION DU VOLUME RETIRÉ

Ligne correspondante (B-0153)		Budget (R-3837-2013)	Facteur d'allocation
1	Coûts de distribution		
2	Dépenses d'exploitation		
12	Publicité et promotion du gaz naturel	5 613 276	FS28
13	Force de ventes	18 175 020	FS27
22	Règlementation, Comptabilité, Affaires publiques et gouvernementales, Prévision de la demande	18 442 785	FB01D
26	Frais de distribution		
27	Gaz perdu dans le réseau	6 333 000	FB01D
28	Postes de livraison, service de transport gazier	955 000	FB01D
29	Mercaptan et autres	400 000	FB01D`
35	Fonds vert	25 382 000	FB01FV
54	Dépenses d'amortissement des frais reportés		
60	Nivellement gaz perdu	1 915 000	FB01D
71	Redevances à la Régie	662 000	FB01D
76	Fonds vert	-2 575 000	FB01FV
90	Taxes et redevances		
88	Redevance à la régie bâtiment/énergie	5 242 000	FB01D
98	Rabais à la consommation et autres		
99	Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes	1 000 000	CASEP
	Sous-total	81 545 081	
107	Base de tarification distribution		
108	Coûts non amortis		
112	Récupération nivellement gaz perdu	957 000	FB01D
122	Redevances à la Régie	331 000	FB01D
135	Équilibre Fonds vert	-4 496 000	FB01FV
137	Immobilisation		
145	Entreposage - gaz coussin	3 019 000	FB01D
	Total de la base de tarification	-189 000	
	Taux de rendement moyen[28]	7,18%	
	Rendement sur la base de tarification	-13 570	
Total		**81 531 510**	

Les rubriques de coûts réparties au moyen d'un facteur d'allocation où le volume retiré était un intrant, mais où la capacité était également un intrant n'ont pas été considérées. En effet, ces coûts ont été identifiés parce qu'ils causaient de l'obstruction dans la relation entre les coûts et la capacité. Exclure des coûts expliqués par la capacité aurait plutôt nui à l'approximation de la relation entre les coûts excluant les « coûts volume » et la capacité.

Les rubriques de coûts réparties au moyen des facteurs CAU, CONDPRIN, CONDPRIN-FS21, BASETARD, EXPLOITD ne font donc pas partie de la liste.

[28] Le taux de rendement moyen utilisé (7,18 %) est obtenu en divisant le rendement présenté à la ligne 103 (128 M$), divisé par le total de la base de tarification présentée à la ligne 169 (1 783 M$).

ANNEXE 2 : TESTS DE SENSIBILITÉ POUR LES PARAMÈTRES DU TARIF DU SEGMENT 1

La résolution du problème d'une structure tarifaire à un prix de base et deux prix au volume retiré fait intervenir deux autres choix davantage qualitatifs. Ces éléments sujets à changement sont présentés ici :

- Frais de base établis à 840 $; soit la projection à un volume nul de la pente entre le coût alloué moyen du segment 0-365 m³/an et le coût alloué moyen du segment 365-1 095 m³/an.
- Seuil du palier établi à 5 m³/jour; les tests statistiques préconiseraient un palier de 3 m³/jour. Le seuil de 5 m³/jour est une simple majoration dans un but de simplification. Énergir garde en tête que la structure basée sur les coûts servira également de base à la structure tarifaire qui sera mise en application. Un seuil de 5 m³/jour plutôt que 3 m³/jour permettrait à un plus grand nombre de clients (environ 13 000 clients supplémentaires) de se voir facturer un seul taux au volume retiré.

Énergir a donc dégagé trois structures tarifaires : une avec un seul taux au volume retiré et deux avec deux taux au volume retiré. Les structures obtenues minimisent l'écart entre les revenus générés par la structure tarifaire pour les clients moyens des cinq premiers segments et permettent de balancer les revenus totaux avec les coûts totaux.

1) Structure 1 : selon un taux au volume retiré
   - Frais de base : 987 $/an
   - Prix au volume retiré : 0,144 $/m³
2) Structure 2 : selon deux taux au volume retiré :
   - Frais de base : 840 $/an
   - Prix au volume retiré jusqu'à 5 m³/jour : 0,275 $/an
   - Prix au volume retiré au-delà de 5 m³/jour : 0,142 $/an
3) Structure 3 : selon deux taux au volume retiré :
   - Frais de base : 840 $/an
   - Prix au volume retiré jusqu'à 3 m³/jour : 0,275 $/an
   - Prix au volume retiré au-delà de 3 m³/jour : 0,142 $/an

Le tableau présente l'écart entre le coût alloué moyen et le prix basé sur les coûts que paierait le client moyen des cinq premiers segments, selon les trois structures dégagées.

Tableau 1

Segment actuel	Volume moyen	CU moyen	Coût alloué moyen	Structure 1	Structure 2 (palier à 5 m³/jour)	Structure 3 (palier à 3 m³/jour)
0-365 *Variation vs coût*	187 m³/an	66%	908 $	1 014 $ *+106 $*	892 $ *-17 $*	903 $ *-5 $*
365-1 095 *Variation vs coût*	999 m³/an	41%	1 200 $	1 133 $ *-68 $*	1 115 $ *-85 $*	1 179 $ *-22 $*
1 095-3 650 *Variation vs coût*	2 269 m³/an	28%	1 297 $	1 318 $ *+21 $*	1 406 $ *+109 $*	1 377 $ *+80 $*
3 650-10 950 *Variation vs coût*	6 573 m³/an	27%	2 094 $	1 945 $ *-149 $*	2 019 $ *-75 $*	1 983 $ *-111 $*
10 950-36 500 *Variation vs coût*	21 967 m³/an	30%	4 125 $	4 189 $ *+64 $*	4 211 $ *+86 $*	4 151 $ *+26 $*

Le seuil du palier défini à 5 m³/jour (structure 2) produit des résultats satisfaisants par rapport au palier fournissant la meilleure projection d'un point de vue statistique (structure 3). Pour ses avantages d'un point de vue qualitatif, Énergir retient donc la structure à 2 paliers selon un seuil de 5 m³/jour.

Afin de tester la sensibilité du choix des frais de base à 840 $/an, le tableau suivant présente une comparaison des revenus tarifaires résultant d'une structure basée sur les coûts qui répond aux mêmes objectifs, mais pour un éventail de frais de base différents.

Tableau 2

Segment	Coût alloué moyen	Structure 2 (Frais de base = 840 $/an)	Structure 2A (Frais de base = 700 $/an)	Structure 2B (Frais de base = 800 $/an)	Structure 2C (Frais de base = 900 $/an)	Structure 2D (Frais de base = 1 000 $/an)
0-365 *Variation vs coût*	908 $	892 $ *-17 $*	773 $ *-135 $*	858 $ *-51 $*	943 $ *+35 $*	1 037 $ *+129 $*
365-1 095 *Variation vs coût*	1 200 $	1 115 $ *-85 $*	1 089 $ *-112 $*	1 107 $ *-93 $*	1 128 $ *-73 $*	1 200 $ *-1 $*
1 095-3 650 *Variation vs coût*	1 297 $	1 406 $ *+109 $*	1 474 $ *+177 $*	1 425 $ *+128 $*	1 379 $ *+82 $*	1 419 $ *+122 $*
3 650-10 950 *Variation vs coût*	2 094 $	2 019 $ *-75 $*	2 089 $ *-4 $*	2 039 $ *-55 $*	1 989 $ *-105 $*	1 938 $ *-156 $*
10 950-36 500 *Variation vs coût*	4 125 $	4 211 $ *+86 $*	4 291 $ *+165 $*	4 236 $ *+111 $*	4 169 $ *44 $*	3 795 $ *-330 $*

Le choix de fixer les frais de base à 840 $ est justifié par cette analyse de sensibilité puisqu'il est bien inférieur au coût moyen alloué du segment 0 à 365 m³/an de 908 $/an, et se situe entre les deux meilleures structures (2B et 2C) en termes de précision par rapport au coût alloué moyen.

Pour la suite des analyses, Énergir retient donc pour le premier segment la structure tarifaire à deux paliers, avec des frais de base à 840 $/an.

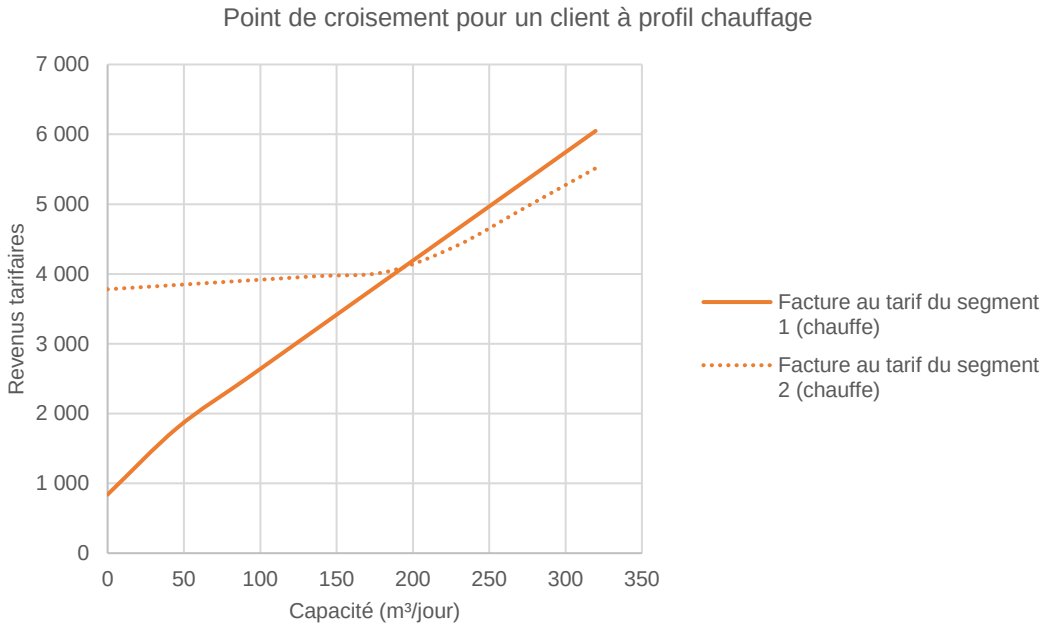
ANNEXE 3 : ILLUSTRATION DE LA NÉCESSITÉ DE PERMETTRE AUX CLIENTS DE CAPACITÉ INFÉRIEURE À 200 M³/JOUR DE BÉNÉFICIER DU TARIF DU SEGMENT 2

Cette annexe illustre que pour qu'un point de croisement puisse exister, les règles tarifaires doivent permettre à un client avec une capacité inférieure à la capacité minimale du segment 2 d'augmenter artificiellement sa capacité souscrite. Un client qui possède une capacité de 100 m³/jour pourrait ainsi choisir le tarif du segment 2 en payant les frais de base et le taux au volume retiré. Puisque la capacité n'excèderait pas le seuil de 200 m³/jour, aucun taux fonction de la capacité ne lui serait facturé.

Afin d'illustrer cette nécessité, Énergir propose de comparer le point de croisement de deux clients, un avec profil chauffage, l'autre 100 % stable. Les graphiques présentent les tarifs avant l'arrimage entre les deux segments (section 5.1.4).

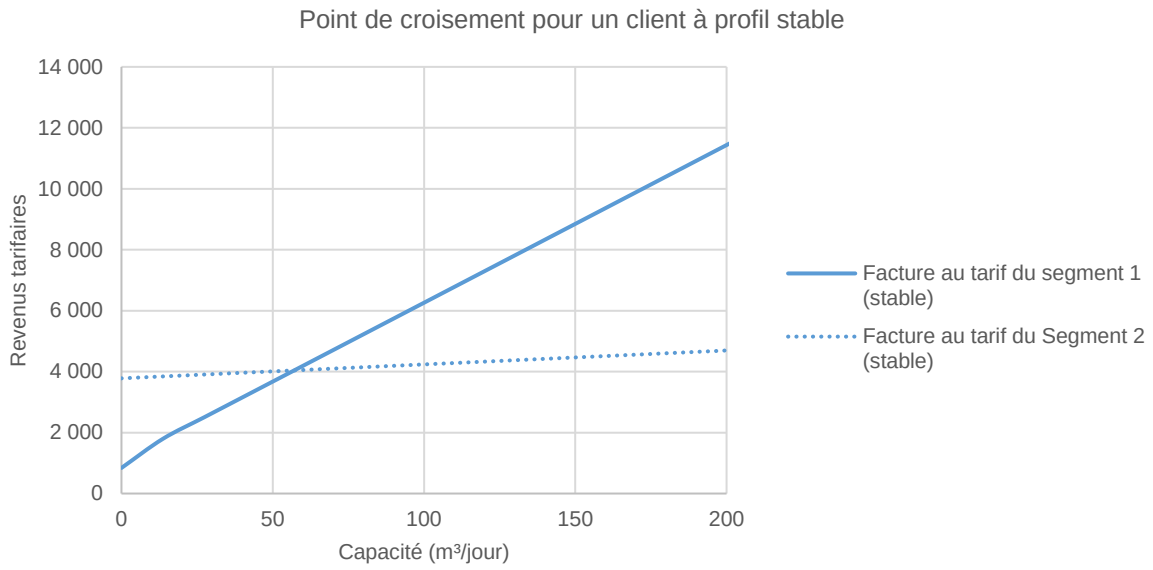
Le graphique suivant illustre la facture payée au tarif du premier segment pour un client chauffage en fonction de sa capacité, et ce qu'il paierait s'il choisissait le tarif du second segment.

Figure 18



Un client de type chauffage avec un CU de 30 % par exemple aurait avantage à passer au tarif du Segment 2 à partir de 188 m³/jour. Cela correspond à un volume annuel de 20 586 m³/an. La Figure 2 illustre la même comparaison pour un client à profil stable (100 % de CU).

Figure 2



En permettant au client de passer au tarif en fonction de la capacité lorsque cela est avantageux, le client au profil stable aurait avantage à passer au tarif du Segment 2 à compter de 56 m³/jour, ou un volume annuel de 20 586 m³. Sans cette latitude de passer à l'autre segment, un client stable avec une capacité de 199 m³/jour de capacité pourrait payer 11 401 $/an au tarif du Segment 1, alors qu'un client à 201 m³/jour de capacité pourrait payer 4 620 $/an au tarif du Segment 2. S'il est impossible pour un client de « déclarer » sa capacité à un niveau supérieur artificiellement, la structure tarifaire encouragera un comportement inefficace, comme consommer en pointe inutilement pour accéder au tarif du segment 2.