

Etude

(F)2020

14 novembre 2019

Etude relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2018

Article 15/14, § 2, 2 de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de
produits gazeux et autres par canalisations

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
EXECUTIVE SUMMARY.....	3
INTRODUCTION	4
1. IMPORTATION	5
1.1. Les différents acteurs sur le marché de l'importation	5
1.2. Volumes et prix d'importation	7
1.2.1. Long terme	7
1.2.2. Bourses	8
1.2.3. Prix moyen d'importation pondéré.....	9
2. REVENTE	9
2.1. Les différents acteurs sur le marché de la revente	9
2.2. Volumes et prix de gros (vente aux fournisseurs).....	10
2.3. Estimation de la marge brute resellers	10
3. FOURNITURE.....	11
3.1. Les différents acteurs sur le marché de la fourniture	11
3.2. Vente à la clientèle finale distribution	11
3.2.1. Vente aux clients résidentiels et PME (T1-T2-T3) (< 1 GWh/an).....	12
3.2.2. Vente aux entreprises, entre 1 et 10 GWh/an (T4 et T5).....	15
3.2.3. Vente aux industries > 10 GWh/an (T6)	18
3.3. Vente aux industries sur le réseau de transport	22
3.3.1. Composante énergie (direct).....	24
3.3.2. Composante transport (direct).....	26
3.3.3. Composante surcharges (direct)	26
3.3.4. Décomposition du prix (direct).....	26
3.4. Estimation des marges brutes de fourniture	27
3.4.1. Marge brute de vente sur la clientèle distribution	27
3.4.2. Marge brute de vente sur la clientèle transport	28
4. LIVRAISON AUX CENTRALES ÉLECTRIQUES	29
5. CONCLUSIONS	31
5.1. Au niveau des parts de marché	31
5.2. Au niveau des prix (uniquement <i>commodity</i>)	32
ANNEXE	34

EXECUTIVE SUMMARY

La présente étude a pour objectif d'analyser le marché, la formation des prix, le niveau de prix, la décomposition du prix et la facturation dans les différents segments (importation, revente, fourniture aux clients résidentiels, industriels et aux centrales électriques) du marché belge du gaz naturel en 2018.

Le marché belge du gaz naturel est très ouvert à la concurrence et comptait 38 fournisseurs actifs en 2018. Les parts de marché des principaux fournisseurs (Eni SpA Belgium Branch, Engie Electrabel et Luminus) affichent une stabilisation ou un léger recul suivant le segment analysé.

L'étude analyse les marges brutes de vente sur les différents segments de marché. Ces marges sont logiquement plus faibles sur le marché des clients industriels que sur le marché résidentiel. Par marge brute, on entend la différence unitaire calculée entre les prix de vente et les coûts d'approvisionnement pour chaque segment de marché considéré.

L'étude analyse aussi les paramètres d'indexation utilisés dans le marché. Les cotations gazières sont le principal vecteur du prix, que ce soit pour l'approvisionnement ou la (re)vente et quel que soit le marché (industriel ou résidentiel). Elles sont devenues la référence dans tous les segments de marché. Les cotations pétrolières ne sont plus présentes que dans 1 % des contrats de clients industriels et ne sont - conformément à la législation - plus présentes dans les contrats des clients résidentiels.

Tout comme pour l'étude (F)1781 relative à l'année 2017, la présente étude s'est basée sur les données récoltées auprès des fournisseurs de gaz naturel mais également sur les données du gestionnaire du réseau de transport Fluxys Belgium. Une attention a été portée à la cohérence entre les données Fluxys Belgium et celles des fournisseurs. Ceci a donné lieu à une réallocation de certains volumes rapportés par les fournisseurs, notamment pour les clients industriels et les centrales électriques.

INTRODUCTION

La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) réalise cette étude dans le cadre de l'article 15/14, § 2, 2°, de la loi gaz du 12 avril 1965 qui stipule que la CREG peut effectuer de sa propre initiative des recherches et des études relatives au marché du gaz naturel.

La loi du 8 juin 2008 portant dispositions diverses, laquelle introduit un mécanisme de monitoring permanent du marché du gaz naturel, a permis à la CREG de demander et d'obtenir les informations souhaitées relatives à l'ensemble du marché du gaz naturel. Après une analyse approfondie, la CREG présente cette étude sur la relation entre les coûts et les prix sur le marché du gaz naturel en 2018. Il s'agit de la sixième étude publique sur le marché du gaz naturel après les études suivantes :

- étude (F) 1781 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2017 ;
- étude (F) 1678 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2016 ;
- étude (F)160825-CDC-1548 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2015 ;
- étude (F)151126-CDC-1485 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2014 ;
- étude (F)141218-CDC-1385 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2013.

Cette étude analyse les prix et les coûts de l'ensemble des acteurs du marché libéralisé sur tous les segments : importation, revente, fourniture aux clients finals (résidentiels et industriels) et livraison aux centrales électriques.

Elle comporte cinq chapitres. Le premier examine les prix d'importation. Le second se penche sur les prix de revente. Le troisième analyse les prix de vente aux clients résidentiels et PME, aux entreprises (entre 1 et 10 GWh/an) et aux industries (tant celles situées sur le réseau de distribution que sur le réseau de transport). Le quatrième examine la livraison aux centrales électriques. Le cinquième et dernier chapitre reprend les principales conclusions.

La présente étude a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 14 novembre 2019.

1. IMPORTATION

1.1. Les différents acteurs sur le marché de l'importation

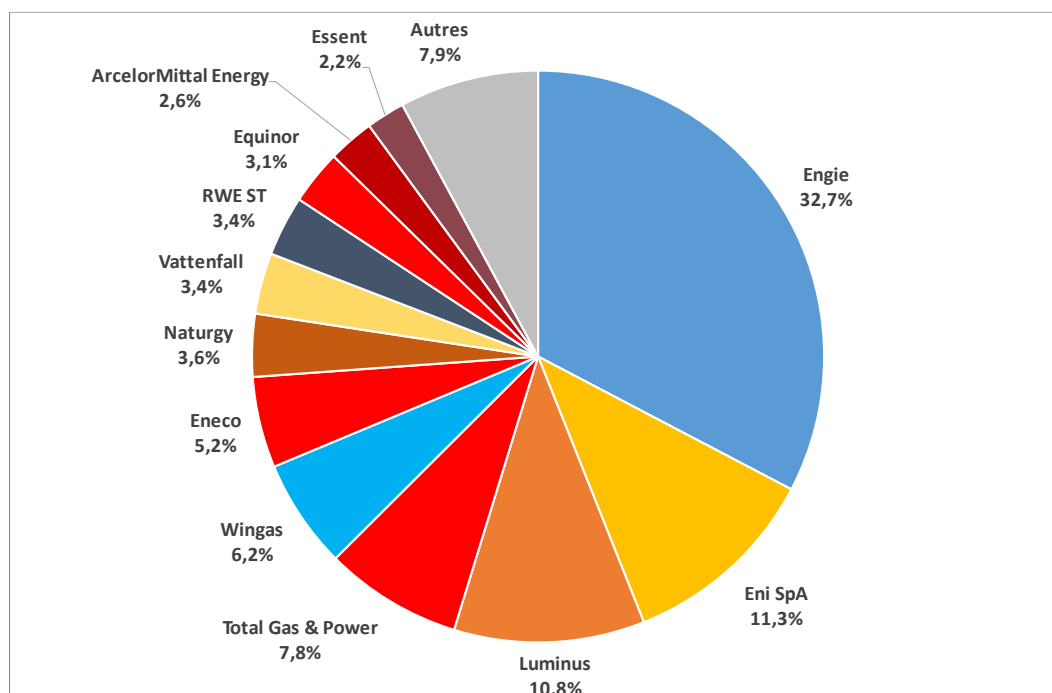
Les entreprises gazières approvisionnent le marché belge soit en concluant des contrats de livraison de gaz naturel avec les entreprises des pays producteurs et/ou avec une entreprise gazière active dans l'importation et/ou en s'approvisionnant sur les bourses.

Les principaux acteurs sur le marché de l'importation en 2018 demeurent Engie, Eni SpA et Luminus. En 2018, les entreprises gazières ont assuré leur approvisionnement principalement via des contrats à long terme avec des producteurs étrangers (en moyenne 60 % des volumes) et en partie via des achats sur les bourses (en moyenne 40 % des volumes).

Les volumes importés dépassent les besoins belges et une partie est destinée aux marchés des pays limitrophes. Il convient donc d'identifier les volumes importés servant exclusivement à l'approvisionnement du marché belge. Pour chaque entreprise gazière prise individuellement, les volumes importés considérés sont dès lors déterminés de la manière suivante. Premièrement, les volumes importés sont plafonnés aux volumes physiques vendus effectivement en Belgique (volume *resellers* + volumes clientèle finale + volume centrales électriques). Deuxièmement, pour éviter un double comptage, les volumes achetés via un contrat *resellers* ne sont pas pris en compte. Enfin, si des contrats sont alloués de manière spécifique à certains segments, il en est tenu compte explicitement.

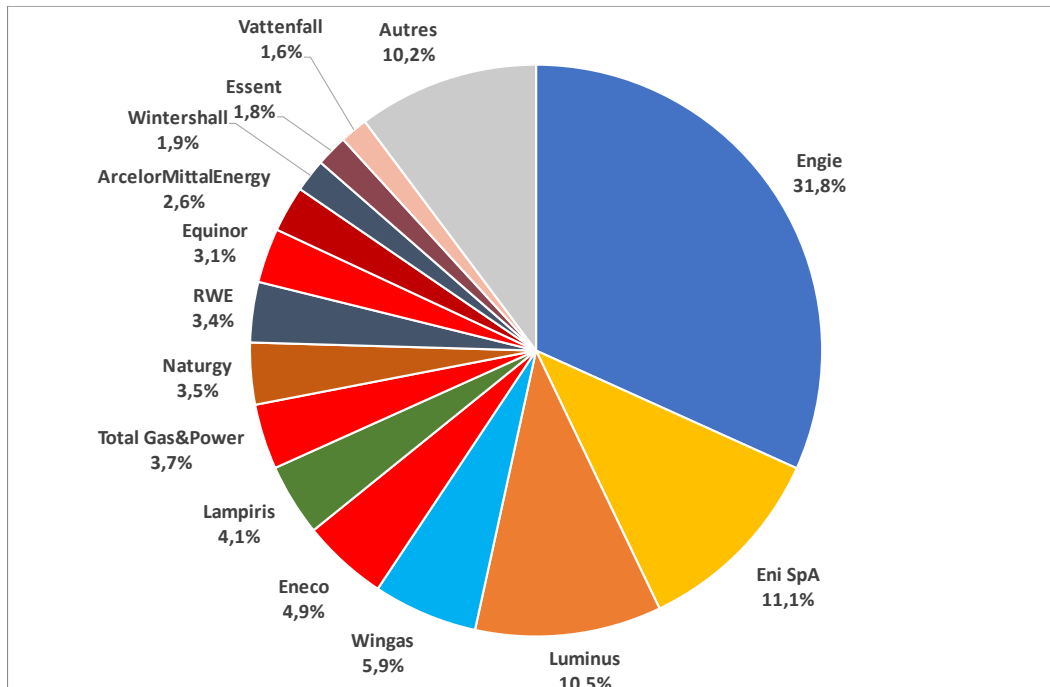
Les graphiques ci-après montrent la part relative des différents *shippers* dans l'approvisionnement du marché belge établie d'une part sur base du volume transporté (source : Fluxys Belgium) et d'autre part sur base de la méthodologie précitée. Le volume transporté est identique au volume fourni et est de 187 TWh en 2018.

Graphique 1: Parts de marché en 2018 sur base du volume de gaz naturel *transporté* sur le marché belge (187 TWh)



Parmi les principaux importateurs, on relève une baisse notable pour Eni SpA (qui passe de 17 % à 11 %) et une hausse de Total Gas & Power (qui passe de 3 % à 8 %) et d’Eneco (qui passe de 3 % à 5 %). Les parts de marché des autres entreprises demeurent relativement stables. Les données relatives au graphique 1 proviennent du gestionnaire du réseau de transport Fluxys Belgium.

Graphique 2: Parts de marché en 2018 sur base du volume de gaz naturel *fourni* sur le marché belge (187 TWh)



Les évolutions des parts de marché constatées au graphique 1 sont dues à la fin des contrats indexés sur le charbon pour Eni SpA BB, au rachat de Lampiris par Total, et au rachat d’Eni Gas & Power (segment retail) par Eneco.

Les données relatives au graphique 2 proviennent des fichiers transmis par les entreprises de gaz naturel dans le cadre du monitoring des prix du gaz naturel. Les volumes importés sont plafonnés aux volumes physiques vendus effectivement en Belgique. Pour éviter un double comptage, les volumes achetés via un contrat *resellers* extérieur au groupe ne sont pas pris en compte.

Des entreprises telles que Wintershall absentes du graphique 1 sont présentes dans le graphique 2. Certaines entreprises s’occupent en effet uniquement de fournir la molécule de gaz naturel, une autre entreprise s’occupant du shipping sur le réseau de transport. Par ailleurs, une entreprise comme Lampiris apparaît dans le graphique 2 alors qu’elle n’est pas présente dans le graphique 1 car elle n’effectue pas elle-même le shipping du gaz mais fait appel à la société liée Total Gas & Power.

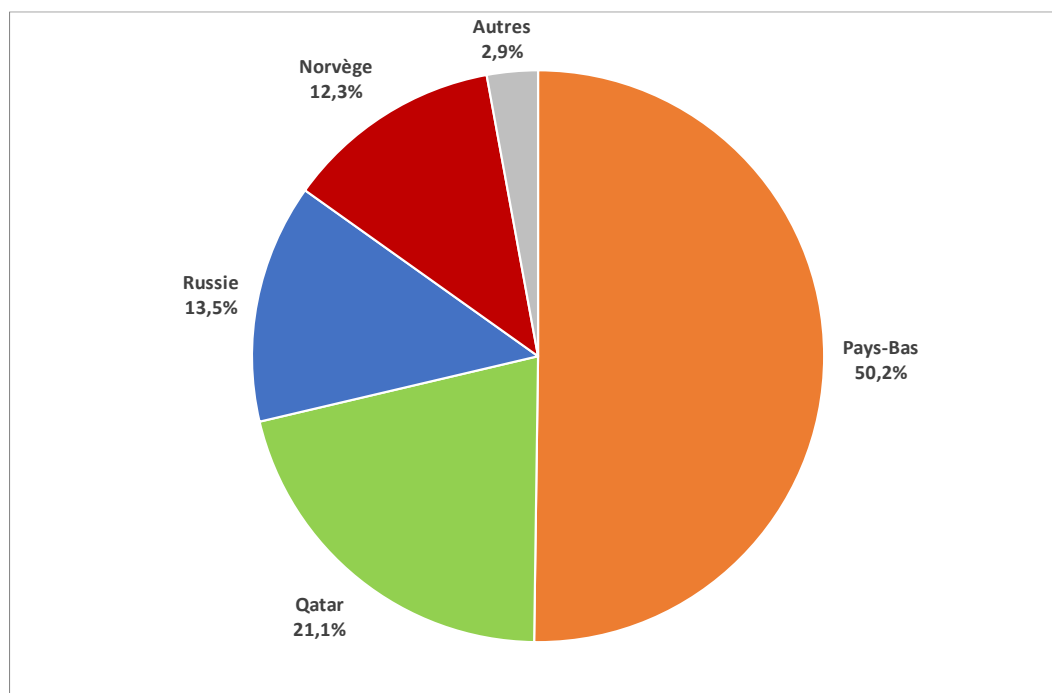
Les données relatives à ces deux graphiques prennent uniquement en considération le volume acheminé via le réseau du gestionnaire de transport Fluxys Belgium.

1.2. Volumes et prix d'importation

1.2.1. Long terme

En ce qui concerne les contrats à long terme (durée supérieure ou égale à un an), le portefeuille d'approvisionnement en volume (MWh), sur base du volume fourni (et non du volume transporté), des importateurs provient des pays suivants :

Graphique 3: Provenance du gaz naturel acheté à long terme en 2018 (112 TWh)



Les approvisionnements viennent principalement des Pays-Bas, suivi par le Qatar (GNL), la Russie et la Norvège. Ces pourcentages sont issus des données de reporting fournies par les principaux fournisseurs actifs sur le marché belge, soit directement soit via leur filiale ou leur succursale.

Les approvisionnements à long terme assurent environ 60 % (112 TWh) des besoins en gaz naturel du marché belge (187 TWh) en 2018. Il s'agit bien du volume destiné aux clients finals (clients résidentiels, entreprises, centrales électriques) en Belgique. Les volumes importés en Belgique en vue de la revente à l'étranger ont été neutralisés.

Les standards d'indexation pour les contrats à long terme sont désormais quasi exclusivement les cotations gazières, alors qu'historiquement on relevait trois types d'indexation : pétrole, gaz et charbon.

Pour l'approvisionnement du marché belge, il n'existe sur base des données reçues des fournisseurs, plus aucun contrat basé uniquement sur les indexations pétrolières. La plupart des contrats actuels sont indexés sur une base gazière. Les quelques rares contrats subsistant avec une indexation pétrolière sont des contrats à indexation mixte, composés alors d'une indexation pétrolière d'une part et d'une indexation gazière d'autre part.

Indexation pétrolière

Seulement 1,4 % du volume total peut être considéré comme indexé en partie sur une base pétrolière (Brent, fuel extra lourd ou gasoil) en 2018. Ce pourcentage était de 7 % en 2017.

Indexation gazière

94,5 % du volume total peut être considéré comme indexé sur une base gazière telle que le HUB de Zeebrugge ou le TTF des Pays-Bas en 2018. Ce pourcentage était de 82 % en 2017.

Indexation charbon

4,1 % des contrats à long terme concernant la Belgique en 2018 sont basés sur les prix du charbon. Les contrats à long terme indexés sur le charbon concerne uniquement deux fournisseurs. Ces contrats sont venus à échéance en fin septembre 2018. Il s'agit pour l'essentiel de contrats conclus initialement en vue de l'approvisionnement de certaines centrales électriques. Ce pourcentage était encore de 11 % en 2017.

Le prix d'achat moyen pondéré, toutes catégories confondues, des importations à long terme en Belgique, était de **20,7 €/MWh** en moyenne en 2018.

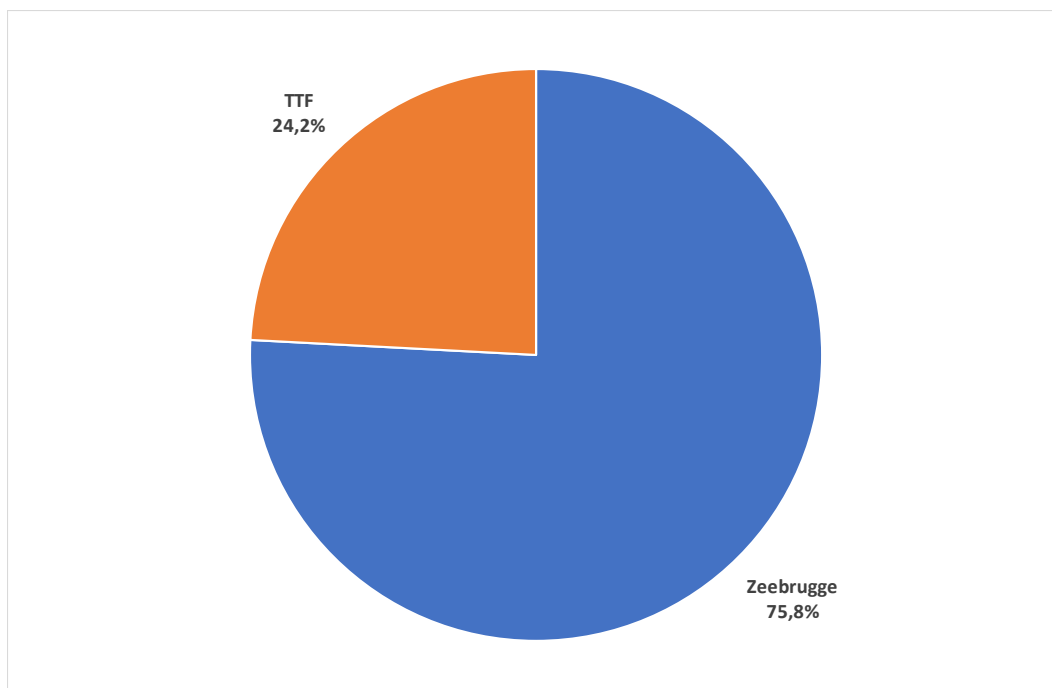
1.2.2. Bourses

En 2018, les achats sur les bourses assurent 40 % (75 TWh) des besoins du marché belge. En réalité, le volume acheté sur ce marché est nettement supérieur mais la majeure partie est revendue dans le cadre de l'arbitrage ou acheminée vers l'étranger.

Le prix d'achat moyen des importations sur les bourses était également de **21,2 €/MWh** en 2018. Le prix supérieur des bourses par rapport aux prix des contrats de long terme est dû essentiellement à l'utilisation par un nombre limité de fournisseurs de cotations *forward* annuelles généralement plus onéreuses que les cotations journalières ou mensuelles. La plupart des fournisseurs utilisent néanmoins des cotations mensuelles ou journalières pour l'achat sur les bourses.

75 % des volumes visés sont achetés via une cotation Zeebrugge et 25 % via une cotation TTF (Pays-Bas). Les achats sur les bourses se font principalement via des transactions de gré à gré dites *over-the-counter* ou OTC.

Graphique 4: Provenance (cotations) du gaz naturel acheté à court terme en 2018 (75 TWh)



1.2.3. Prix moyen d'importation pondéré

Au final, le prix d'importation moyen pondéré (long terme pondéré pour 60 % des volumes d'un niveau de 20,7 €/MWh et court terme pondéré pour 40 % des volumes d'un niveau de 21,2 €/MWh) s'est élevé en moyenne à **20,9 €/MWh** en 2018.

Ce prix moyen pour 2018 est donc en hausse de 3,1 €/MWh par rapport à 2017 (17,8 €/MWh), ce qui représente une hausse de 17 %.

Le prix moyen pour 2019 sera par contre nettement orienté à la baisse en raison des cotations gazières qui ont fortement baissé¹.

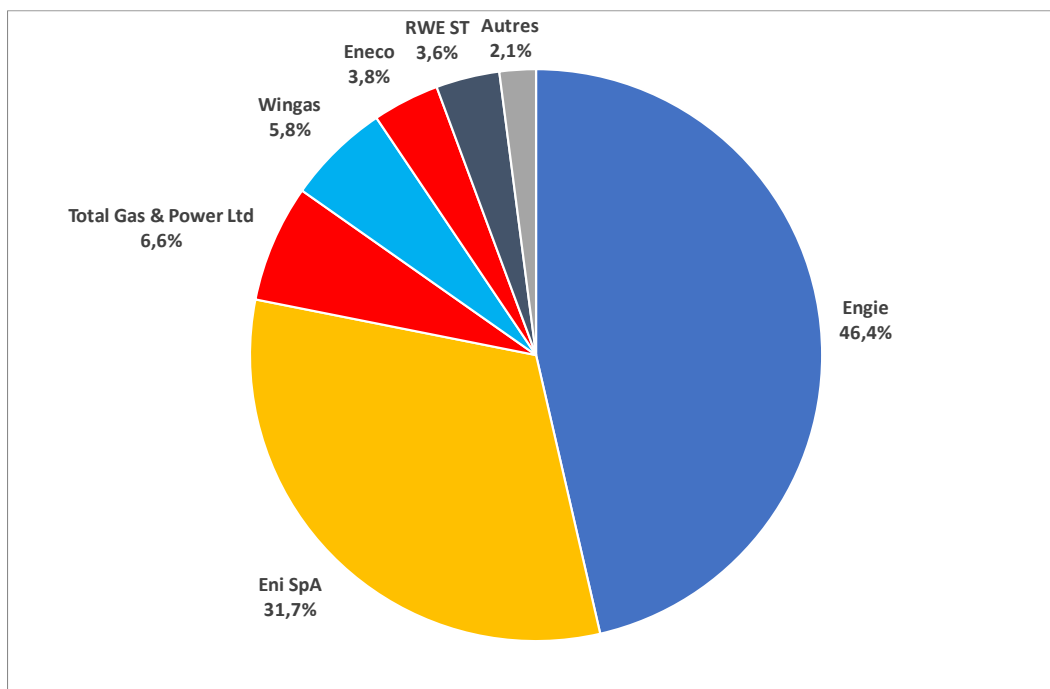
2. REVENTE

2.1. Les différents acteurs sur le marché de la revente

Le marché de la revente (*resellers*) comprend les volumes de gaz naturel revendus à d'autres entreprises gazières en vue d'alimenter des clients finals. Les volumes destinés à alimenter les centrales électriques ne sont pas pris en compte dans ce chapitre. Les principaux acteurs en volume sur le marché de la revente demeurent Engie et Eni, essentiellement pour les fournitures envers leur filiale ou succursale belge. En termes de volume, les activités de revente se réalisent principalement au sein d'un même groupe.

Le graphique ci-après montre l'importance relative des différents importateurs dans l'activité de revente aux fournisseurs sur le marché belge.

Graphique 5: Parts de marché sur base du volume de gaz naturel revendu (113 TWh) en 2018



¹ Voir <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Tarifs/GasQuotations-FR.pdf>

2.2. Volumes et prix de gros (vente aux fournisseurs)

La plupart des contrats *resellers* sont principalement indexés sur des cotations gazières, reflétant ainsi les conditions d'approvisionnement.

Certains contrats *resellers* sont par contre uniquement basés sur les coûts d'achat plus une éventuelle marge de revente. C'est notamment le cas de certains contrats entre maison mère et filiale.

La CREG opère deux distinctions en termes de revente. Premièrement, une distinction entre contrat établi au sein d'un même groupe ou hors groupe. Deuxièmement, une distinction entre volume destiné au transport et volume destiné à la distribution.

Contrats resellers au sein d'un même groupe

Le prix moyen pondéré de ces contrats en 2018 était de 21,6 €/MWh. Une partie du volume livré dans ce cadre est destinée à la fourniture de la clientèle transport (20,6 €/MWh). L'autre partie est destinée à la revente à la clientèle distribution (22,4 €/MWh).

Contrats resellers entre entreprises sans lien particulier

Le prix moyen pondéré de ces contrats en 2018 était en moyenne également de 21,7 €/MWh. L'intégralité du volume livré dans ce cadre est destiné à la clientèle sur le réseau de distribution.

Contrats resellers grands clients

Le prix moyen pondéré de ces contrats en 2018 était de 20,6 €/MWh. Il s'agit uniquement dans ce cas de vente intra groupe pour des volumes destinés à la clientèle industrielle.

Contrats resellers distribution

Le prix moyen pondéré de ces contrats en 2018 était en moyenne de 22,3 €/MWh. Il s'agit de vente intra groupe (22,4 €/MWh) pour l'essentiel et de vente extra groupe (21,7 €/MWh) pour le reste. Pour la revente sur le réseau de distribution, le prix de revente extra groupe est donc inférieur aux prix de revente intra groupe. Certains *resellers* pratiquent en outre des prix différents suivant que le volume de vente est destiné à la clientèle résidentielle ou professionnelle.

Moyenne contrat resellers

Les contrats de revente intra-groupe représentent 87 % de l'ensemble des contrats de revente en volume. Le prix moyen pondéré pour la revente est ainsi de **21,6 €/MWh**. Ce prix est à mettre en parallèle avec le prix d'importation moyen de 20,9 €/MWh.

2.3. Estimation de la marge brute resellers

L'écart entre les prix de revente moyen et les prix d'importation moyen est en moyenne de 0,7 €/MWh (21,6 – 20,9) en 2018. Par rapport à 2017, cet écart qui était de 0,2 €/MWh a augmenté. Les prix de revente peuvent, outre une composante énergie, contenir une certaine flexibilité.

3. FOURNITURE

3.1. Les différents acteurs sur le marché de la fourniture

Les entreprises présentes sur les segments de l'importation et la revente sont généralement également actives sur le marché de la fourniture, soit par elle-même soit via leur filiale ou succursale. D'autres entreprises sont quant à elles uniquement présentes sur le marché de la fourniture.

L'activité de fourniture vise la livraison de gaz naturel aux clients finals (entreprises et particuliers). La fourniture de gaz naturel aux centrales électriques est abordée au chapitre suivant. Pour la catégorisation des volumes relatifs aux centrales électriques d'une part et à l'industrie d'autre part, la présente étude a retenu les mêmes catégories que celles reprises par le gestionnaire du réseau de transport Fluxys Belgium. Cette méthodologie a pour effet une hausse du volume des centrales électriques et une baisse du volume des industries².

L'étude analyse de manière plus détaillées les catégories suivantes :

- clients distribution :
 - résidentiels et PME < 1 GWh/an ;
 - entreprises entre 1 et 10 GWh/an ;
 - industries > 10 GWh/an ;
- clients directs transport.

3.2. Vente à la clientèle finale distribution

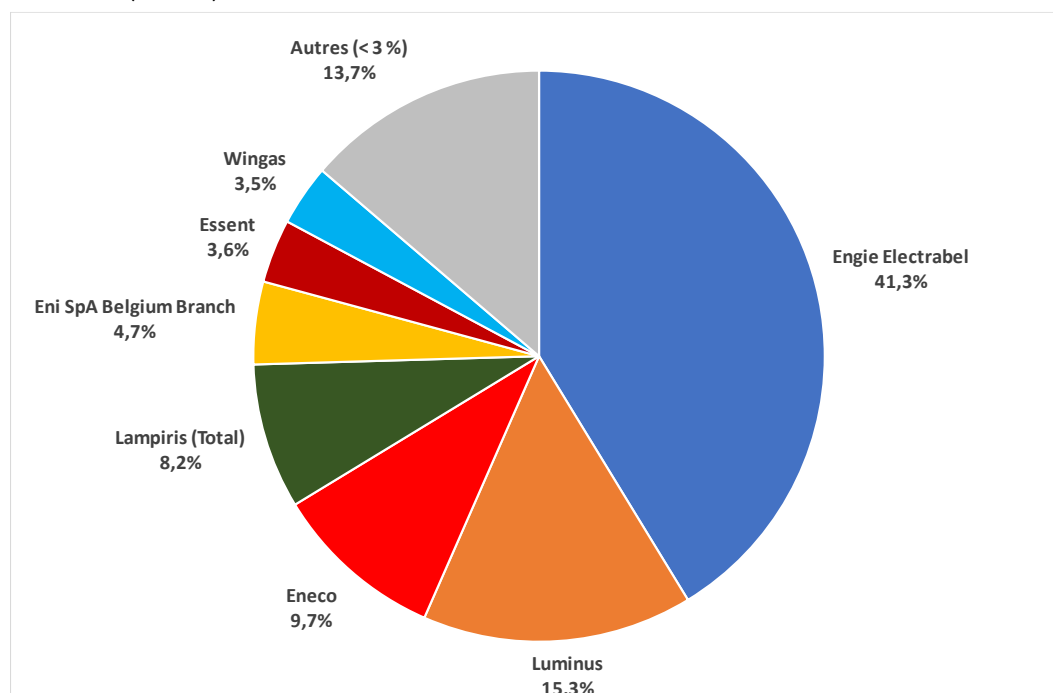
Pour le marché global de la clientèle distribution, aucune entreprise ne possède plus de la moitié du marché. Engie Electrabel domine le marché de la distribution avec une part de marché supérieure à 40% suivi par Luminus, Eneco³ et Lampiris⁴.

² Ceci est dû à l'imputation par Fluxys Belgium d'un certain nombre de sites industriels avec unité de cogénération dans la catégorie « Centrales électriques ». Ces sites industriels étaient repris dans la catégories « Industries » dans les études mentionnées dans l'introduction jusqu'à 2015. A partir de 2016, il est tenu compte exclusivement des catégorisations de Fluxys Belgium pour l'allocation des volumes à l'industrie d'une part et aux centrales électriques d'autre part.

³ Eni Gas&Power a été racheté par Eneco en 2017, mais l'intégration complète d'Eni Gas&Power (retail) dans Eneco est effective depuis le 1^{er} juin 2018. Dans les graphiques de cette étude, les deux entreprises sont reprises sous la bannière Eneco. Eni SpA Belgium Branch ne fait pas partie d'Eneco et s'adresse uniquement à la clientèle professionnelle.

⁴ Lampiris fait partie du groupe Total. La facturation se fait sous le nom Lampiris pour la clientèle résidentielle et sous le nom Total Gas & Power Belgium pour la clientèle professionnelle.

Graphique 6: Parts de marché en 2018 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients finals sur les réseaux de distribution (93 TWh)



3.2.1. Vente aux clients résidentiels et PME (T1-T2-T3) (< 1 GWh/an)

La vente à la clientèle de moins de 1 GWh/an sur le réseau de distribution a atteint 62 TWh en 2018, en hausse de 4 TWh par rapport à 2017, malgré une année 2018 plus chaude que l'année 2017 en termes de degrés-jours.⁵ Le réseau de distribution de gaz naturel est toujours en extension en Belgique, notamment en Wallonie, ce qui peut expliquer cette hausse.

L'évolution du prix de vente à la clientèle résidentielle et PME fait l'objet d'un suivi disponible sur le site de la CREG⁶. Ce suivi se concentre sur la composante énergie (hors tarifs de réseaux et taxes).

Les entreprises actives sur le marché de la clientèle résidentielle et PME sont les suivantes en 2018⁷ :

- dans au moins deux régions : Antargaz, Comfort Energy, Eneco, Engie Electrabel, Essent, Lampiris, Luminus, Mega, Octa+, Poweo et Watz
- uniquement en Flandre: Ebem, Elegant
- uniquement en Wallonie : Zeno (dénommé désormais Energy2Business)
- uniquement sur le marché PME et entreprises : BEE, Coretec, Elexys, Elindus, Eni SpA Belgium Branch, Naturgy, Scholt, Total Gas & Power Belgium (Lampiris)⁸, VEB, Wingas.

⁵ Le nombre de degrés-jours a été de 2.091 en 2018 contre 2.155 en 2017, voir plus d'informations à ce sujet sur <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=17601>

⁶ <http://www.creg.be/fr/professionnels/fonctionnement-et-monitoring-du-marche/tableau-de-bord-infographies-et-note>

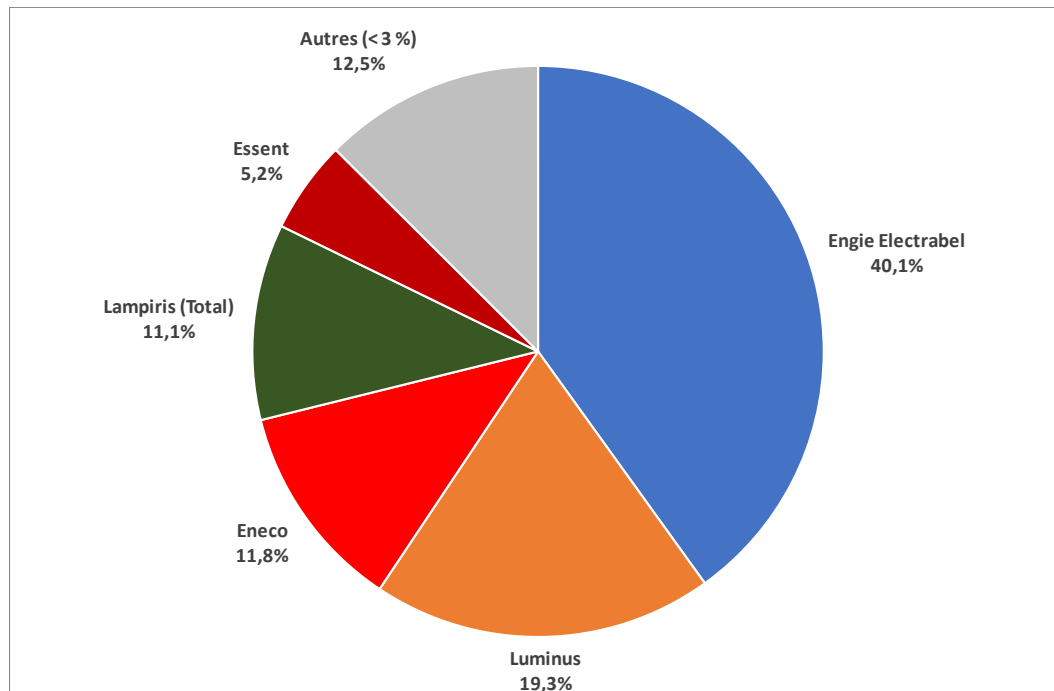
⁷ En 2019, Comfort Energy a cessé son activité de fourniture de gaz et d'électricité et Poweo a été intégré dans Lampiris.

⁸ Total a racheté Lampiris en 2016. Pour les clients professionnels, Lampiris continue d'opérer sous sa propre licence de fourniture mais commercialise son énergie sous la marque Total Gas & Power Belgium depuis la mi-2017. Dans le cadre de cette étude, les parts de marché de Total Gas & Power Belgium sont incluses dans celles de Lampiris, les deux sociétés appartenant au même groupe et opérant sous la même licence de fourniture.

Enfin, les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) alimentent et facturent eux-mêmes certains clients. Il s'agit des clients protégés et non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié, ainsi que des clients protégés wallons et bruxellois ayant opté pour une fourniture via le GRD.

Le graphique ci-après montre l'importance relative des différents fournisseurs sur le marché de la fourniture aux clients consommant moins de 1 GWh/an sur le réseau de distribution. Cela concerne principalement la clientèle résidentielle (surtout catégories T1 et T2) et PME (surtout catégories T2 et T3) pour le solde. Les deux acteurs les plus importants (Engie Electrabel et Luminus) ont ensemble près de 60 % de parts de marché en volume sur ce segment en 2018.

Graphique 7: Parts de marché en 2018 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients résidentiels et aux PME (T1-T2-T3) consommant moins de 1 GWh/an (62 TWh)



3.2.1.1. Composante énergie (T2)

Cette étude analyse en particulier la partie libéralisée du marché, donc le prix de la composante énergie (hors tarifs de réseau). En 2018, cette composante énergie en gaz naturel constitue un peu moins de 60 % du prix payé par un client résidentiel T2. Le segment T2 (entre 5.000 et 150.000 kWh/an) représente à lui seul entre 80 à 85 % des volumes du segment < 1 GWh/an.

En 2018, les contrats à prix fixe constituent 62 % des contrats sur ce segment et les contrats à prix variables représentent 38 %. Pour l'analyse des formules de prix, on se limite aux formules variables des fournisseurs actifs sur le marché résidentiel. La plupart des fournisseurs proposent plusieurs formules à prix variable et/ou à prix fixe.

Pour l'analyse des marges définie comme la différence unitaire calculée entre les prix de vente et les coûts d'approvisionnement, la totalité des produits (fixes et variables) a été prise en compte.

Les prix sont composés d'une redevance fixe en €/an et d'un terme proportionnel en c€/kWh. L'année 2018 constitue la troisième année lors de laquelle la facturation séparée du transport a été effective pour la clientèle résidentielle et PME. Avant 2016, la plupart des fournisseurs pratiquaient encore une facturation conjointe énergie et transport pour le gaz naturel.

Pour ce qui concerne les tarifs variables, tous les fournisseurs sur le marché résidentiel ont utilisé une indexation uniquement gazière conformément à l'arrêté royal du 21 décembre 2012 fixant la liste exhaustive des critères admis pour l'indexation des prix du gaz naturel par les fournisseurs.

Les formules indexées sur les cotations gazières des fournisseurs en 2018 se basent le plus souvent sur la cotation TTF₁₀₃⁹. Un certain nombre de fournisseurs utilisent cependant la cotation ZTP *day ahead*¹⁰ et deux fournisseurs utilisent la cotation HUB (103 ou 303)¹¹.

Le prix de vente résidentiel moyen pondéré pour la composante énergie est de **27,5 €/MWh** en 2018. Ce prix est en hausse de 1,5 €/MWh par rapport à 2017.

Le prix moyen de vente était de 22 €/MWh pour le fournisseur le moins cher et de 31,5 €/MWh pour le fournisseur le plus cher.

3.2.1.2. Composante transport (T2)

La composante transport est estimée par les gestionnaire du réseau de transport Fluxys Belgium à un montant de 1,5 €/MWh en 2018¹². Depuis 2016, les fournisseurs doivent mentionner de manière séparée la composante transport et la composante énergie qui étaient auparavant facturées de manière conjointe.

3.2.1.3. Composante distribution (T2)

Cette composante varie suivant les zones de distribution. Elle se compose d'une redevance fixe et d'un terme variable. Le tarif moyen pour un client résidentiel chauffage de 23.260 kWh est de 16,0 €/MWh¹³.

3.2.1.4. Composante surcharges (T2)

Les surcharges au niveau fédéral en 2018 étaient composées de la cotisation énergie (0,9916 €/MWh) et de la cotisation fédérale (0,5758 €/MWh). La somme de ces surcharges au niveau national est de 1,57 €/MWh en 2018.

A cela s'ajoute la redevance de raccordement en Wallonie de 0,075 €/MWh.

La cotisation fédérale et la redevance de raccordement sont exemptées de TVA.

⁹ TTF103 : moyenne arithmétique exprimée en €/MWh pour les contrats futurs de gaz naturel aux Pays-Bas quarter ahead end of day (jours ouvrables) sur <http://data.theice.com> pour le mois qui précède le trimestre civil de fourniture.

¹⁰ ZTPda : moyenne pondérée exprimée en €/MWh des cotations Zeebrugge Trading Point (ZTP) Daily Average (da) Price durant le trimestre de fourniture, pondération au profil S41 (S41 = SLP Gaz Naturel - Résidentiel). Le paramètre ZTP est la moyenne pondérée volumique des prix journaliers du trimestre de fourniture et n'est donc connu que lorsque le trimestre de livraison est révolu.

¹¹ HUB303 : moyenne arithmétique exprimée en €/MWh pour les contrats futurs de gaz naturel à Zeebrugge quarter ahead end of day (jours ouvrables) publié initialement en p/th dans la revue European Spot Gas Markets (ESGM) de ICIS Heren Limited pour le trimestre qui précède le trimestre civil de fourniture. L'indice p/th est converti en €/MWh sur base de la moyenne mensuelle des cours de change €/£ du mois antérieur publiés par la BCE pour un coefficient de conversion 1 therm (15° C) = 0,0293071 MWh (25° C).

¹² voir https://www.fluxys.com/en/products-services/empowering-you/tariffs/tarif_fluxys-belgium-domestic-2019

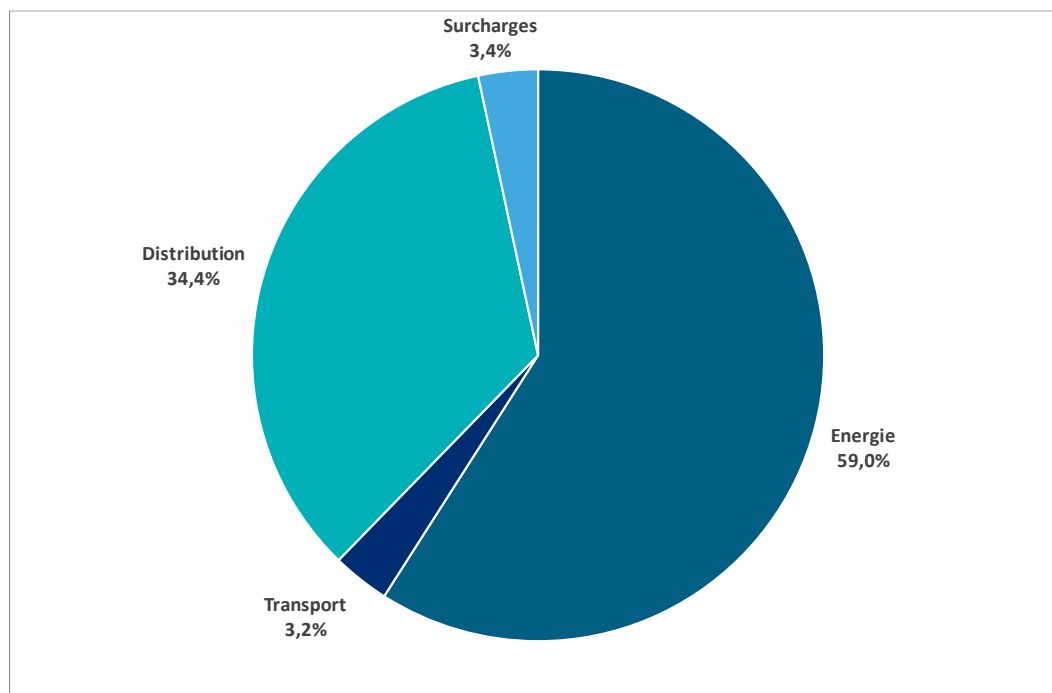
¹³ Tarif moyen pondéré et tenant compte de la redevance fixe. Le tarif extrême inférieur est de 9 €/MWh et le tarif extrême supérieur est de 26 €/MWh.

Certaines surcharges (pensions, impôt des personnes morales, impôt des sociétés, redevance de voirie) sont imputées dans la composante distribution.

3.2.1.5. Décomposition du prix (T2)

La composante énergie (59 % du total hors TVA) demeure de loin la plus importante dans le prix total. Le graphique ci-après présente la décomposition du prix HTVA pour un client chauffage résidentiel de 23.260 kWh.

Graphique 8: Décomposition du prix du gaz naturel pour un client T2 en 2018 (prix HTVA)



3.2.2. **Vente aux entreprises, entre 1 et 10 GWh/an (T4 et T5)**

Les principaux fournisseurs présents sur ce segment sont les mêmes que ceux présents sur le marché résidentiel, à savoir Engie Electrabel, Luminus, Lampiris (sous le nom Total Gas & Power Belgium) et Eneco. La part de marché du second, Luminus, y est cependant de moitié par rapport à celle sur le marché résidentiel. On y retrouve également des fournisseurs uniquement actifs sur le marché des entreprises comme VEB. Le graphique ci-après montre les parts de marché. Ce segment regroupe les entreprises de type T4 et T5 connectées au réseau de distribution.

Seule une petite partie des consommations industrielles proviennent de ce sous-segment qui représente 11 TWh en 2018.

Le marché des entreprises dont la consommation est située en 1 et 10 GWh/an se divise en deux sous-segments, à savoir la clientèle MMR T4 (10 TWh) et la clientèle AMR T5 (1 TWh).

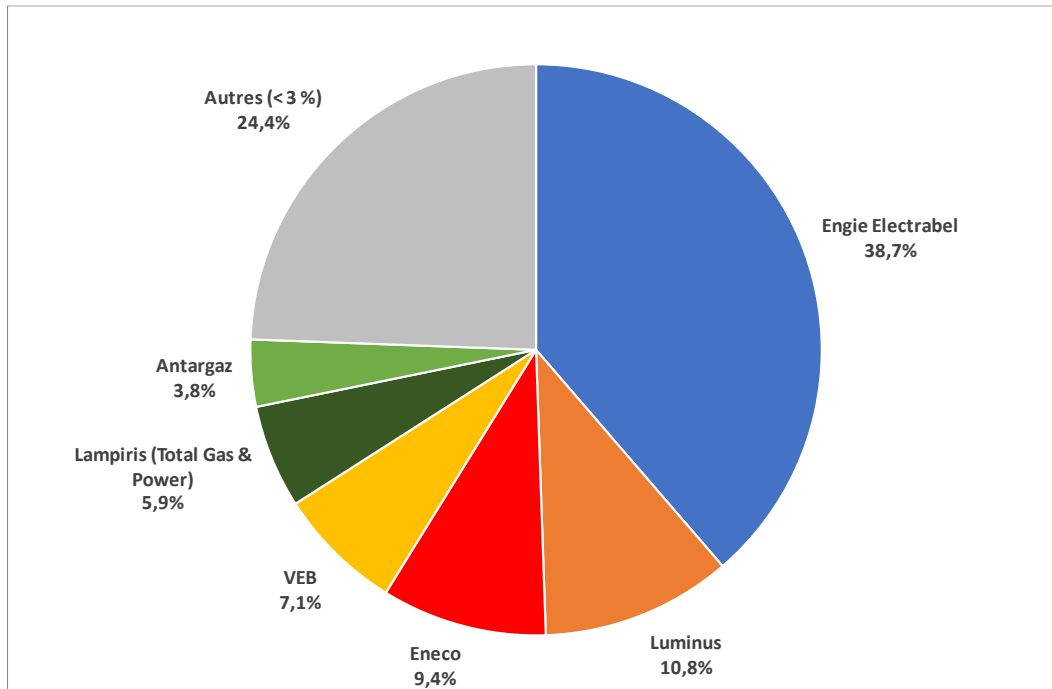
Le volume de consommation moyen est situé entre 2 et 3 GWh par an aussi bien pour un T4 qu'un T5. La seule différence entre ces deux catégories a trait au mesurage.

Un client T4 est un client à relevé mensuel (MMR) alors qu'un client T5 est télérelevé (AMR). Certains GRD n'ont pas de client T5 dans leur zone. Généralement, les compteurs télémesurés équipent les

grands clients industriels consommant plus de 10 GWh/an. Les clients résidentiels et PME sont généralement à relevé annuel (YMR), certaines PME ayant cependant un relevé mensuel (MMR).

Les tarifs de distribution sont également établis différemment pour ces deux catégories T4 et T5 mais les prix moyens sont par contre relativement identiques.

Graphique 9: Parts de marché en 2018 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients finals avec un volume de consommation annuel compris entre 1 et 10 GWh/an (11 TWh)



3.2.2.1. Composante énergie (T4)

Contrairement aux prix de vente sur le marché résidentiel, les prix sur ce marché sont des prix négociés entre acheteur et fournisseur. Le prix de vente moyen pondéré pour la partie énergie se situe à 21,3 €/MWh en 2018 (en hausse de 0,5 €/MWh par rapport à l'année précédente).

3.2.2.2. Composante transport (T4)

Le prix moyen pour la composante transport de cette clientèle est de 1,5 €/MWh, du même ordre que celui estimé pour la clientèle résidentielle. Un certain nombre de contrats prévoient encore une facturation conjointe des composantes transport et énergie. Bien qu'il n'existe d'obligation légale de facturation séparée de l'énergie et du transport comme cela est le cas pour la clientèle de moins de 100 MWh/an, la CREG recommande à des fins de transparence que les contrats prévoient cette séparation.

3.2.2.3. Composante distribution (T4)

Cette composante varie en fonction des zones de distribution. Comme pour un client T2, elle se compose d'une redevance fixe et d'un terme variable. Le tarif de distribution pour une consommation standard de 2.500.000 kWh est de l'ordre de 3,5 €/MWh¹⁴.

3.2.2.4. Composante surcharges (T4)

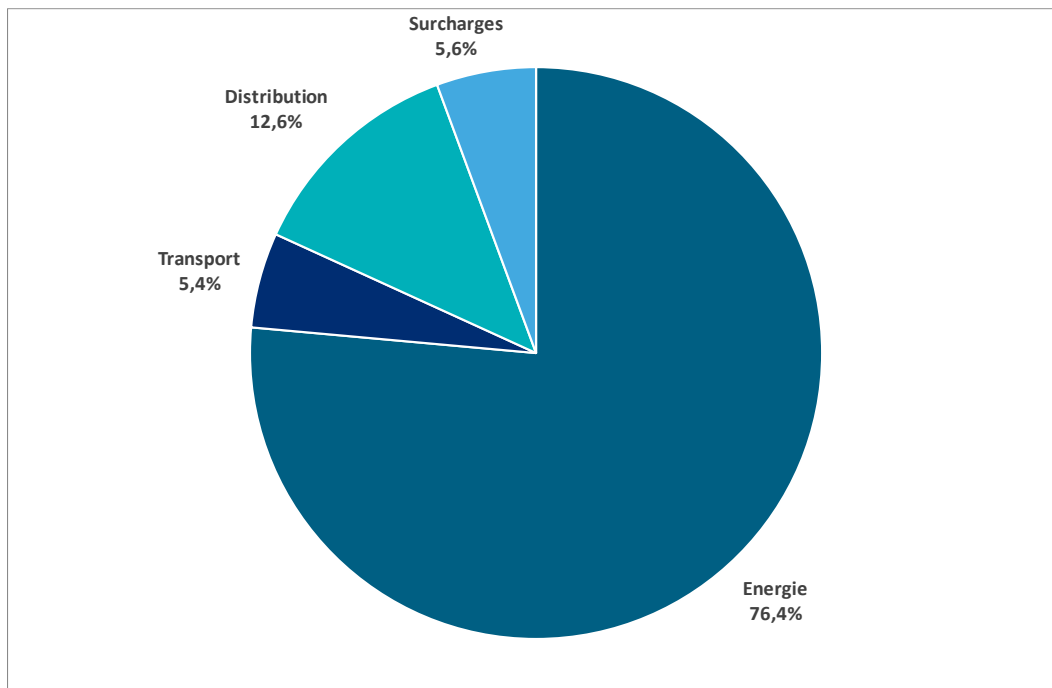
Les surcharges au niveau fédéral en 2018 sont, sauf pour les entreprises en accords de branche, identiques à celles facturées aux clients résidentiels et PME, à savoir la cotisation énergie (0,9916 €/MWh) et la cotisation fédérale (0,5758 €/MWh). La somme de ces surcharges au niveau national est donc de 1,57 €/MWh en 2018.

A cela s'ajoute la redevance de raccordement en Wallonie qui est de 0,06 €/MWh pour un volume compris entre 1 et 10 GWh/an.

3.2.2.5. Décomposition du prix (T4)

La composante énergie (76 % du total hors TVA) demeure de loin la plus importante dans le prix total. Le graphique ci-après présente la décomposition du prix HTVA pour un client professionnel de 2.500.000 kWh. Plus le volume augmente, plus la partie énergie est prépondérante.

Graphique 10: Décomposition du prix du gaz naturel pour un client T4 en 2018 (prix HTVA)

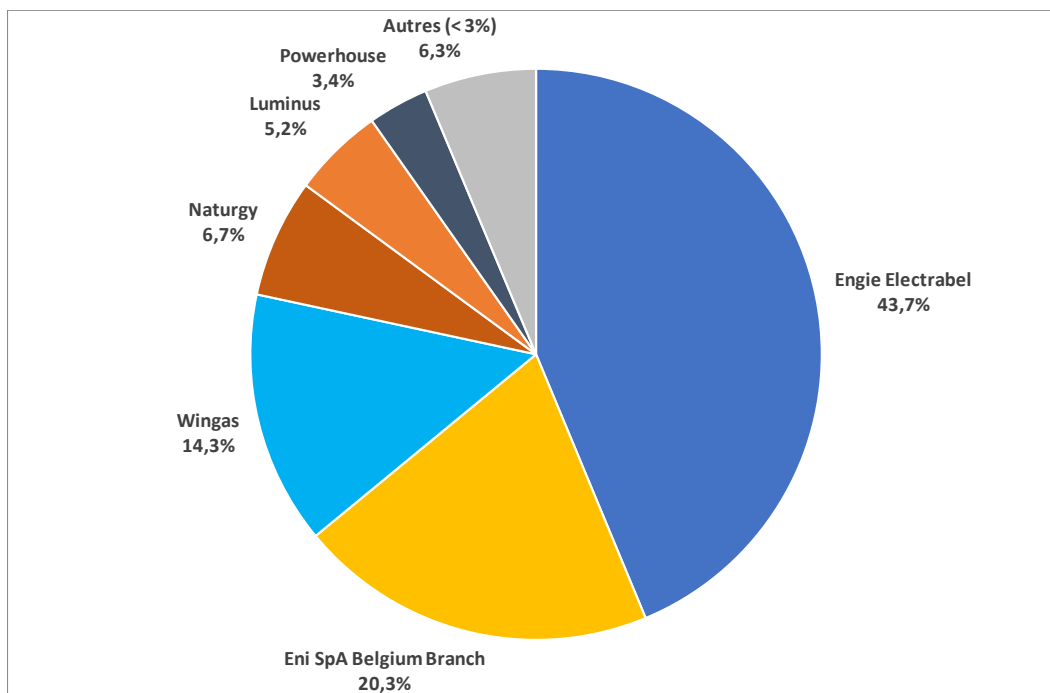


¹⁴ Tarif moyen pondéré et tenant compte de la redevance fixe. Le tarif extrême inférieur est de 1 €/MWh et le tarif extrême supérieur est de 5 €/MWh.

3.2.3. Vente aux industries > 10 GWh/an (T6)

Les principaux acteurs sur ce marché sont Engie Electrabel, Eni SpA Belgium Branch, Wingas et Naturgy. La fourniture à la clientèle industrielle de plus de 10 GWh sur le réseau de distribution représente 20 TWh. Sur ce segment, Engie Electrabel et Eni SpA ont ensemble un peu plus de 60 % de parts de marché. 15 fournisseurs ont été actifs sur ce segment de marché en 2018.

Graphique 11: Parts de marché en 2018 sur base du volume fourni aux clients industriels distribution T6 gaz naturel avec un volume de consommation annuel supérieur à 10 GWh/an (20 TWh)



3.2.3.1. Composante énergie (T6)

Les données récoltées dans le cadre de l'enquête annuelle auprès des fournisseurs comportent nettement plus de détails sur les clients de plus de 10 GWh/an par rapport aux clients résidentiels et aux clients professionnels situés sous le seuil précité.

Type d'offres (indexée / fixe)

Les offres se répartissent comme suit sur le segment T6 :

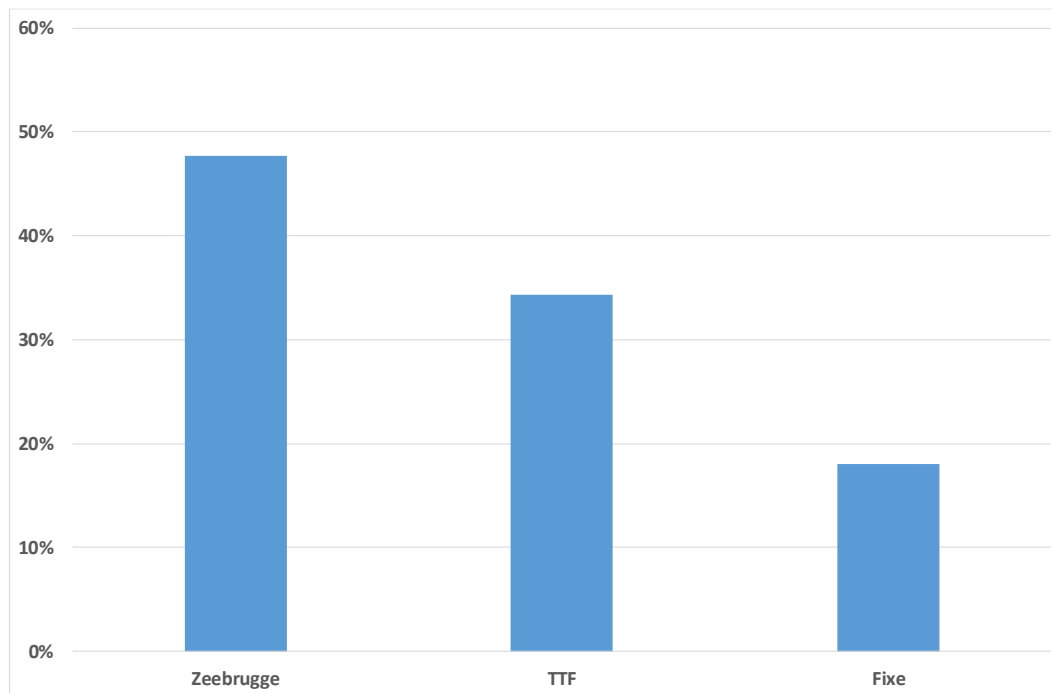
- prix variable indexé sur les cotations pétrolières : 0 % (0 % un an auparavant) ;
- prix variable indexé sur les cotations gazières : 82 % (89 % un an auparavant) ;
- prix fixe : 18 % (11 % un an auparavant).

Dans certains cas, la formule de vente est une formule hybride (mixte prix fixe / prix indexé). Il n'y a plus d'indexation pétrolière pour ce segment.

Les indexations gazières Zeebrugge¹⁵ et TTF sont principalement utilisées. Le graphique suivant illustre les différents types d'indexation dans les contrats de vente à la clientèle T6.

¹⁵ Celle-ci recouvre différentes appellations telles que ZEE, Zeebrugge, HUB, ZTP.

Graphique 12: Cotations utilisées dans les contrats industriels gaz naturel à offres indexées pour les clients industriels distribution de plus de 10 GWh (T6)

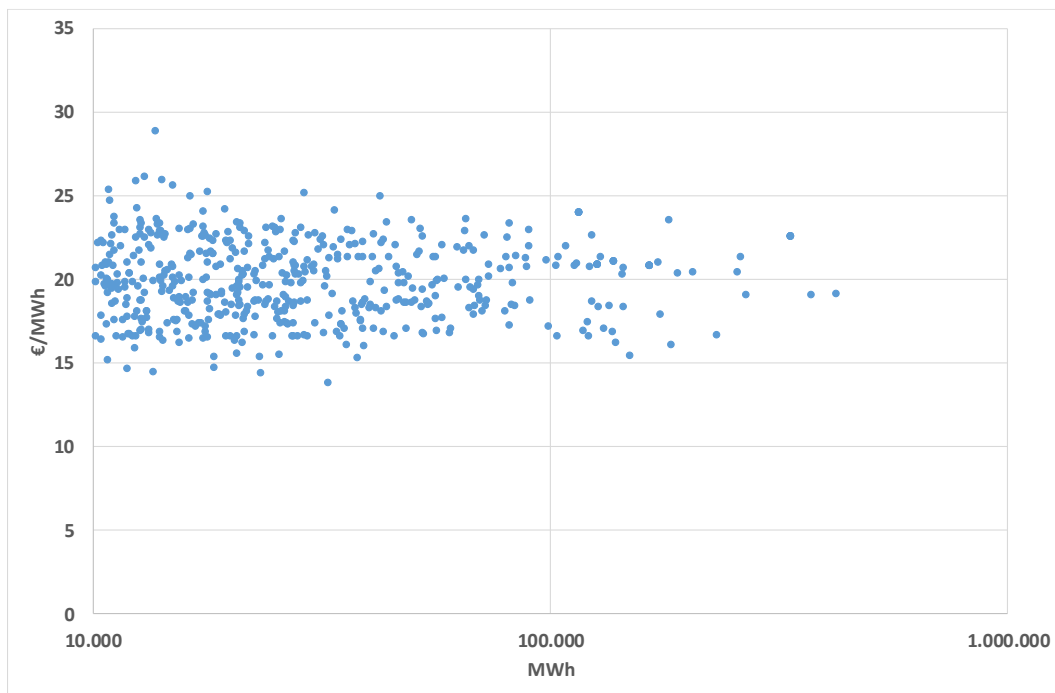


Niveau de prix

Les prix sur le segment T6 sont des prix négociés entre acheteur et fournisseur. Le prix de vente moyen pondéré pour la partie énergie se situe à 20,1 €/MWh en 2018 (en hausse de 2,3 €/MWh par rapport à l'année précédente). Il existe cependant des écarts importants entre les prix les plus bas (13,9 €/MWh) et les prix les plus élevés (28,9 €/MWh). Ces différences s'expliquent notamment par le moment de la conclusion du contrat, surtout pour les contrats à prix fixe, et par la marge brute de vente du fournisseur.

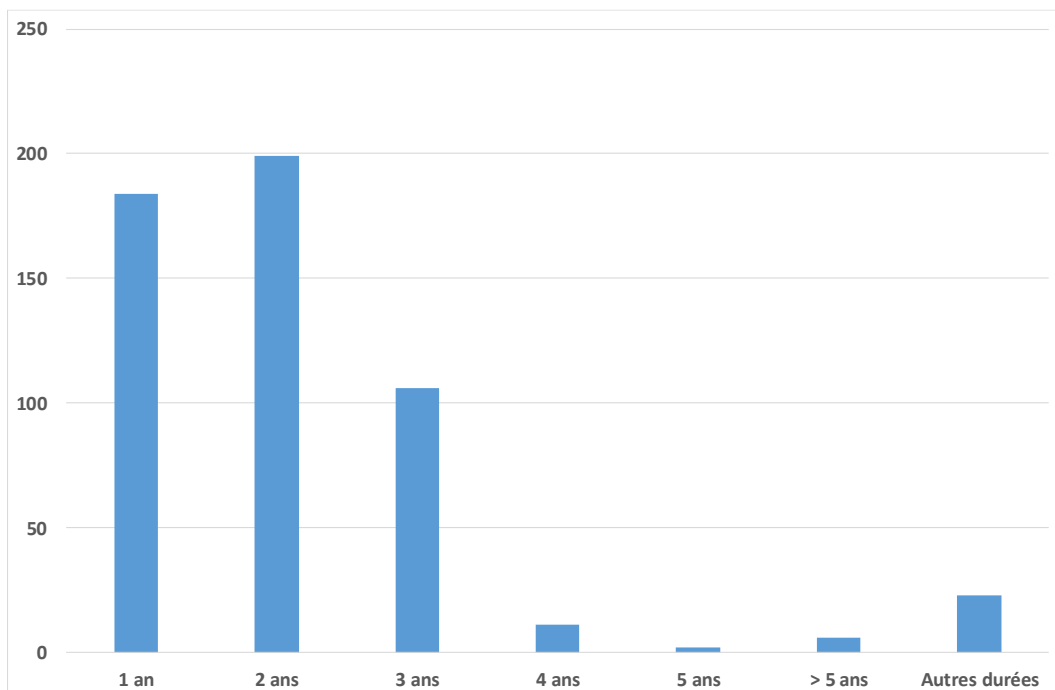
Ces prix sont à mettre en relation avec les prix d'importation et avec les prix de revente à la clientèle grands clients qui sont généralement inférieurs aux prix de revente appliqués pour la clientèle retail.

Graphique 13: Dispersion des prix énergie (en €/MWh) et volumes (en MWh) des clients industriels distribution T6 gaz naturel consommant plus de 10 GWh/an en 2018 (échelle semi-logarithmique)



Durée des contrats

Graphique 14: Durée des contrats, clientèle industrielle T6 distribution en 2018



La plupart des contrats ont une durée de 12, 24 ou 36 mois (comme pour les particuliers et les entreprises < 10 GWh/an). La durée moyenne des contrats tous fournisseurs confondus est de 2 ans pour les clients T6. Les contrats de deux ans et de trois ans restent les plus fréquents. Le contrat le plus long a même une durée de 14 ans (2012 - 2026).

3.2.3.2. Composante transport (T6)

Pour les clients T6, le transport était facturé à un niveau moyen de 0,6 €/MWh en 2018. Dans un nombre limité de cas, on relève une facturation conjointe énergie et transport. La CREG rappelle qu'il convient d'éviter cette facturation conjointe afin de parvenir à la plus grande transparence possible de la facturation.

3.2.3.3. Composante distribution (T6)

Cette composante varie suivant les zones de distribution. La composante distribution pour un client T6 est exprimée sur base principalement capacitaire tenant compte du profil de prélèvement du client. En moyenne, elle s'élève également à un montant de 0,6 €/MWh en 2018.

3.2.3.4. Composante surcharges (T6)

Les surcharges dues par les clients T6 sont en moyenne de 0,9 €/MWh. Elles se composent de la cotisation énergie et de la cotisation fédérale.

Concernant la cotisation énergie, on relève trois catégories :

- 0 €/MWh, donc une exonération totale pour les entreprises de certains secteurs intensifs en énergie ;
- 0,54 €/MWh pour les entreprises avec accord de branche ;
- 0,9916 €/MWh également pour les autres clients.

Concernant la cotisation fédérale (0,5758 €/MWh pour le client final en 2018), il existe une dégressivité et un plafond¹⁶, voir notamment <http://www.creg.be/fr/professionnels/fourniture/cotisation-federale>

Lorsqu'un volume de gaz naturel supérieur à 20 GWh/an est fourni à un site de consommation pour usage professionnel, la cotisation fédérale applicable à ce client final est diminuée comme suit, sur la base de sa consommation annuelle :

- 1) pour la tranche entre 20 GWh/an et 50 GWh/an : de 15 % ;
- 2) pour la tranche entre 50 GWh/an et 250 GWh/an : de 20 % ;
- 3) pour la tranche entre 250 GWh/an et 1.000 GWh/an : de 25 % ;
- 4) pour la tranche supérieure à 1 000 GWh/an : de 45 %.

Le plafond légal est calculé sur base des prélèvements par année calendrier. Par site de consommation et par an, la cotisation fédérale s'élève à 750.000 € au maximum. Pour pouvoir bénéficier de cette dégressivité et de ce plafond, l'utilisateur final doit avoir souscrit un accord de branche.

Les producteurs d'électricité, en ce compris les cogénérations, sont dispensés de la cotisation fédérale gaz naturel.

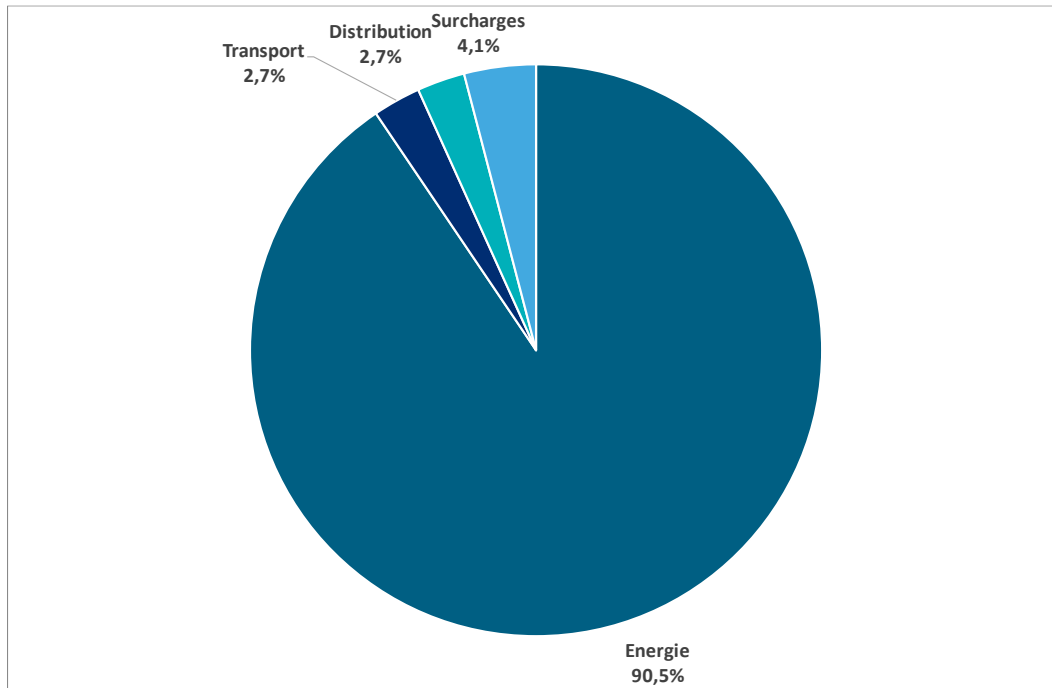
¹⁶ Ceci a été institué par l'arrêté royal du 2 avril 2014 établissant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché du gaz naturel.

A cela s'ajoute la redevance de raccordement en Wallonie qui est de 0,03 €/MWh pour un volume supérieur à 10 GWh/an.

3.2.3.5. Décomposition du prix (T6)

La composante énergie (90,5 % pour un client T6) est de fait la plus importante dans le prix total pour ce qui concerne le réseau de distribution. Le graphique ci-après présente la décomposition du prix HTVA pour un client T6 moyen.

Graphique 15: Décomposition du prix du gaz naturel pour un client industriel T6 distribution en 2018 (prix HTVA)



3.3. Vente aux industries sur le réseau de transport

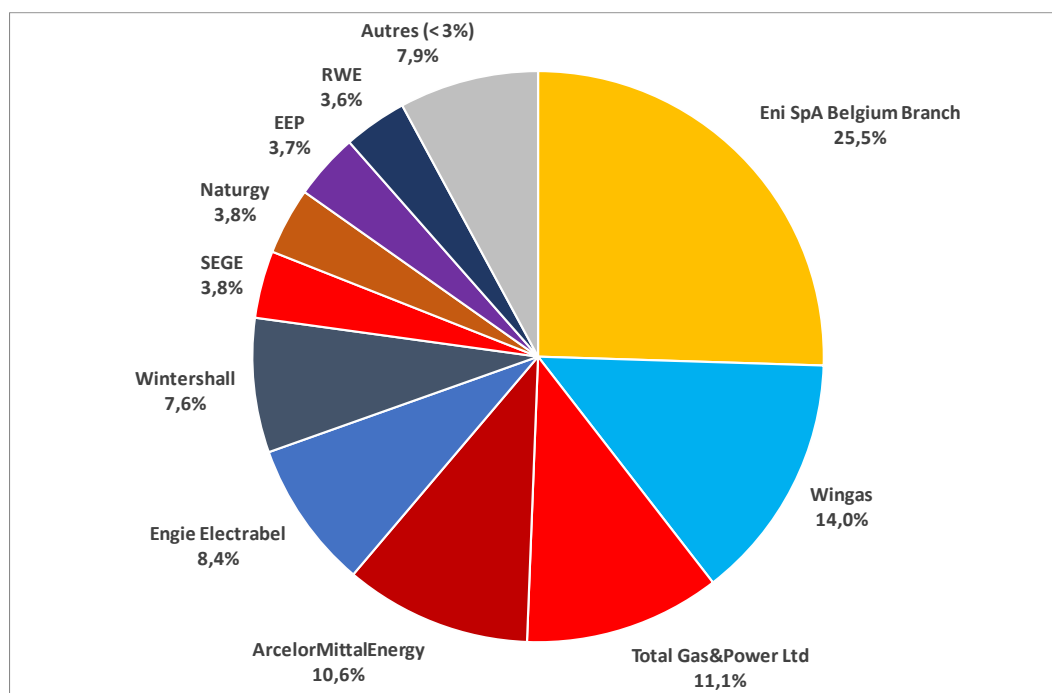
19 fournisseurs interrogés ont répondu avoir fourni des grands clients industriels en 2018. Seuls 6 fournisseurs ont cependant une part de marché supérieure à 5 %.

Il est désormais tenu compte des classifications de clientèle établies par Fluxys Belgium. Dans leur reporting, certains fournisseurs ont considéré comme clients industriels des clients catégorisés par Fluxys Belgium en tant que centrales électriques. Afin d'assurer la cohérence des données par rapport à celles publiées par Fluxys Belgium et Synergrid, la CREG a décidé de suivre les catégorisations établies par Fluxys Belgium et de réallouer les volumes de certains sites situés sur le réseau de transport. Un nombre important de sites industriels disposant de cogénérations sont en effet imputés par Fluxys Belgium dans la catégorie « centrales électriques » et non dans la catégorie « clients industriels ». Cela a pour effet une baisse du volume imputé aux industries et une hausse du volume imputé aux centrales électriques.

La seule différence par rapport aux données de part de marché reprises dans d'autres publications¹⁷ concerne le fait qu'il s'agit de volumes de fourniture. La fourniture de la molécule et le *shipping* ne sont pas toujours effectués par la même entreprise.

Les parts de marché présentées ci-dessous ont trait à la fourniture sur le réseau de transport de Fluxys Belgium pour la clientèle industrielle.

Graphique 16: Parts de marché en 2018 sur base du volume fourni aux clients industriels directs transport gaz naturel (réseau Fluxys Belgium) avec un volume de consommation annuel supérieur à 10 GWh/an (46 TWh)



Les principaux acteurs sur ce marché sont Eni SpA Belgium Branch, Wingas, Total Gas & Power Ltd, ArcelorMittal Energy, Engie Electrabel et Wintershall. On relève la présence de filiales énergétiques de producteurs industriels (ArcelorMittal, SEGE Air Liquide et Total). Par rapport à l'an dernier, Total Gas & Power Ltd, EEP et RWE gagnent des parts de marché au détriment de Eni SpA Belgium Branch et Engie Electrabel.

Il convient de souligner que suivant les sous-catégorisations opérées par Fluxys Belgium, au sein du volume industriel de 46 TWh, un volume de 42,6 TWh est relatif à une consommation industrielle en tant que telle et un volume de 3,4 TWh est relatif à une consommation en tant que cogénération¹⁸.

¹⁷ Notamment par rapport à l'étude (F)1927 du 18 juillet 2019 sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique <https://www.creg.be/fr/publications/etude-f1927>

¹⁸ Il existe également un volume de cogénération alloué par Fluxys Belgium dans la catégorie « Centrales électriques ».

3.3.1. Composante énergie (direct)

Type d'offres (indexée / fixe)

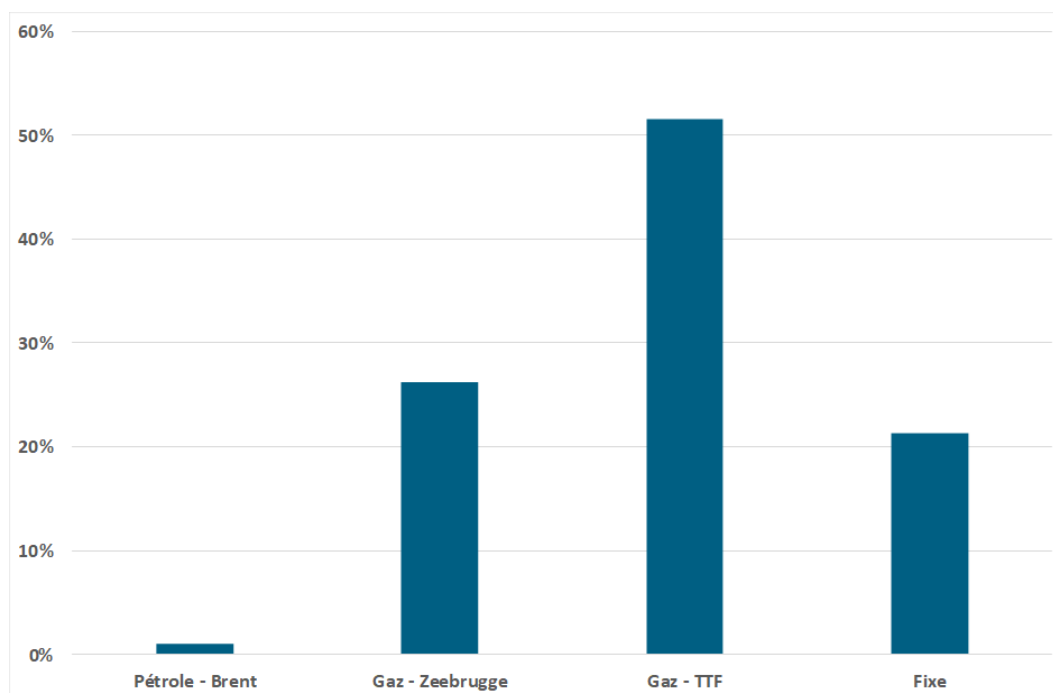
En ce qui concerne les types d'indexation, la CREG a calculé qu'en 2018 :

- 1) 1 % des clients ont un contrat avec un prix variable indexé sur les cotations pétrolières¹⁹ (1% en 2017 et 3 % en 2016).
- 2) 78 % des clients ont un contrat avec un prix variable indexé sur les cotations gazières (91 % en 2017 et 84 % en 2016)
- 3) 21 % des clients ont un prix fixe dans leur contrat (8 % en 2017 et 13 % en 2016)

Ces proportions évoluent chaque année. D'une manière générale, la CREG a observé depuis 2008 une augmentation du nombre de contrats indexés sur les prix du gaz (Zeebrugge, TTF) corrélée à une diminution voire une quasi disparition de ceux indexés sur le prix des cotations pétrolières (GOL, HFO ou Brent). La figure ci-après donne le détail des indexations pour l'année 2018.

La Figure 17 reprend les cotations reprises dans les contrats industriels. La cotation néerlandaise TTF est utilisée dans 51,5 % des contrats sur le marché belge. La cotation belge Zeebrugge²⁰ est utilisée dans 26,5 % des contrats. 21 % des contrats sont à prix fixe et seulement 1 % des contrats utilisent une cotation pétrolière basée sur le Brent.

Graphique 17: Cotations utilisées dans les contrats de gaz naturel à offres indexées pour les clients industriels transport



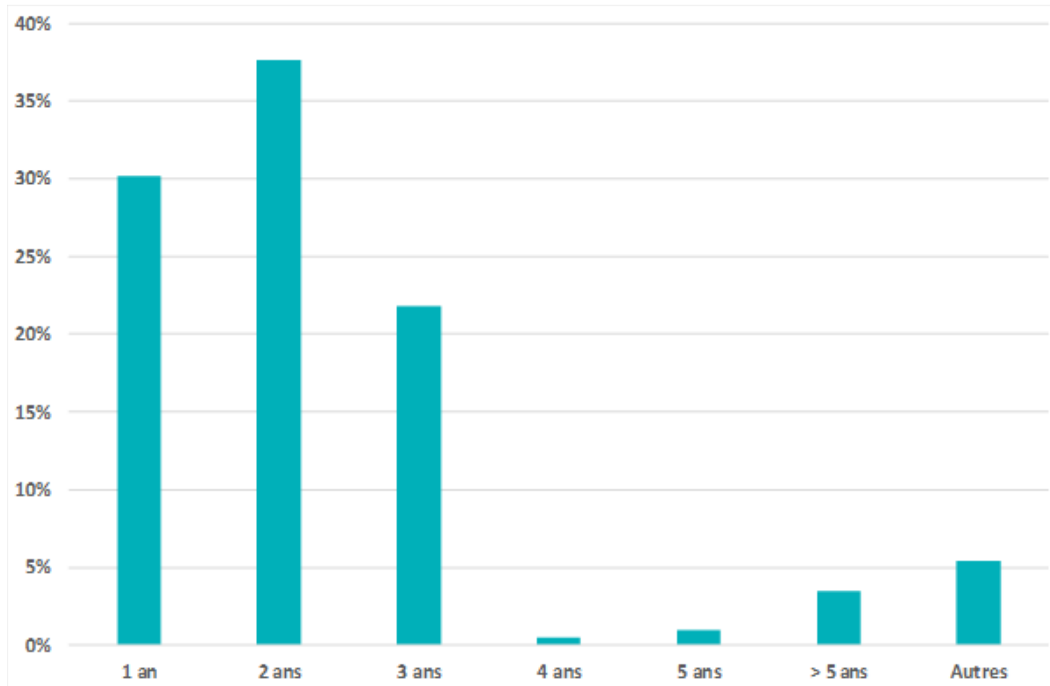
¹⁹ En tenant compte du volume (au lieu du nombre de clients), l'indexation pétrolière ne représente que 0,3 % du total pour les clients directs au lieu de 1 %, l'indexation gazière représente alors 80,5 % au lieu de 78 % et les contrats fixes représentent alors 19,2 % au lieu de 21 %.

²⁰ Diverses dénominations se retrouvent sous le vocable Zeebrugge telles que ZEE, ZTP, ZBH, HUB, ...

Durée des contrats

En 2018, les contrats de fourniture d'une durée de deux années sont les plus courants avec 38 % des cas, devant les contrats d'une année qui représentent 31 % du total. Une minorité (4 %) de contrats a une durée égale ou supérieure à 5 années. Cinq fournisseurs sur le marché proposent des contrats d'une telle durée à leur clientèle industrielle. Le contrat le plus long actuellement en cours a une durée de 14 ans. La figure ci-après reprend les contrats en fonction de leur durée

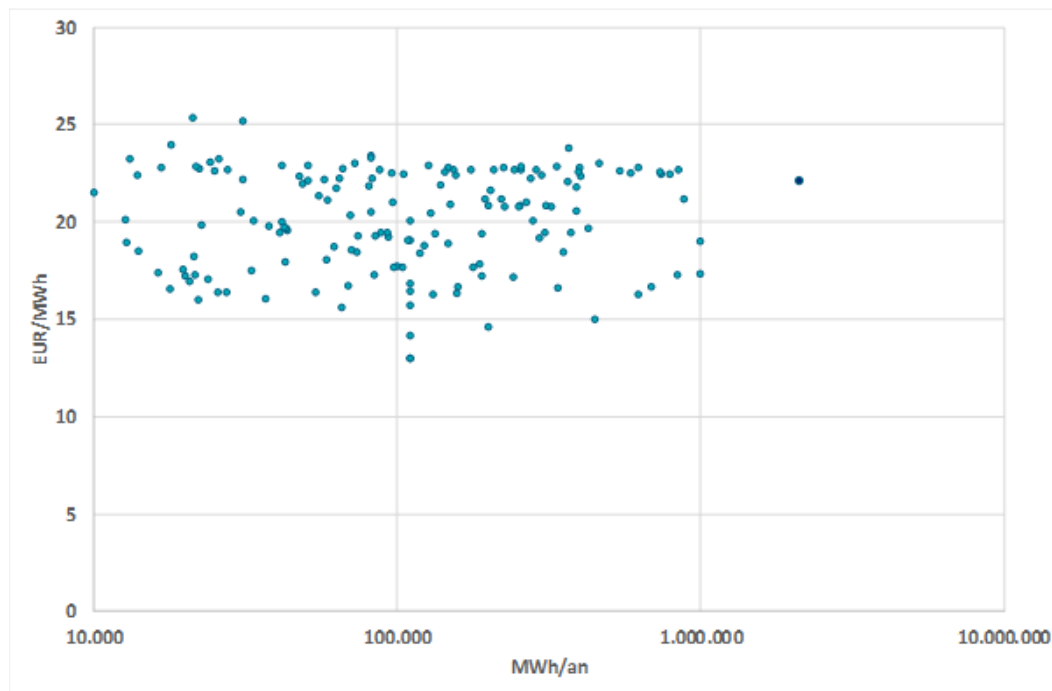
Graphique 18: Contrats de vente de gaz naturel aux industriels transports étudiés en fonction de leur durée (en années)



Niveau de prix

Les prix de l'énergie facturés en 2018 aux clients industriels transport étaient en moyenne de 21,0 €/MWh et se situaient dans une fourchette comprise entre 13 et 29 €/MWh. Au sein de ce groupe, la corrélation entre le volume consommé et le prix obtenu est inexistante. Les clients industriels consommant au moins 1 TWh/an ont même obtenu un prix moyen supérieur de 1 €/MWh à l'ensemble des clients industriels. Pour des raisons de confidentialité, les clients industriels consommant plus de 1 TWh/an sont regroupés en un point médian qui se situe à la droite du graphique.

Graphique 19: Dispersion des prix énergie (en €/MWh) et volumes (en MWh) des clients industriels transport gaz naturel consommant plus de 10 GWh/an en 2018 (échelle semi-logarithmique)



3.3.2. Composante transport (direct)

Le prix du transport est facturé séparément pour les clients directs et atteint en moyenne 0,5 €/MWh. Un client ayant un profil de prélèvement relativement stable tout le long de l'année paiera naturellement moins qu'un client avec un profil de prélèvement variant fortement.

3.3.3. Composante surcharges (direct)

Les surcharges dues par les clients directs sont en moyenne de 0,6 €/MWh. Elles se composent de la cotisation énergie et de la cotisation fédérale.

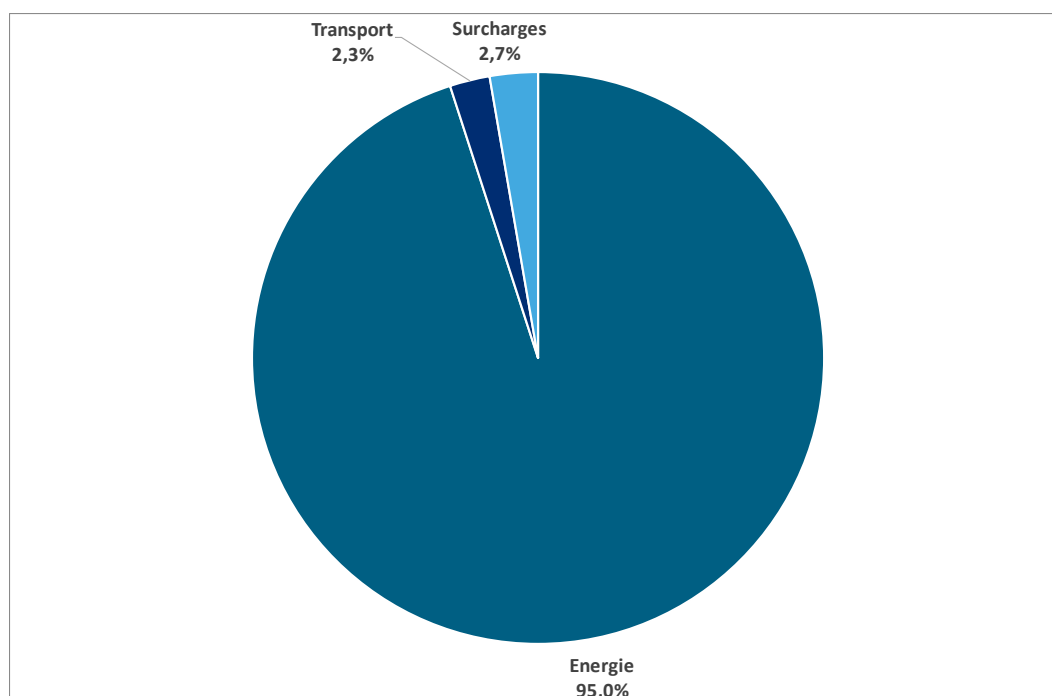
Etant donné la similitude sur ce point avec le segment T6 (clientèle industrielle distribution), le lecteur est renvoyé au point 3.2.3.4. supra pour plus d'explications sur les surcharges.

Etant donné le principe de dégressivité, un client industriel transport (dont la consommation moyenne est de 300 GWh/an) paie proportionnellement moins qu'un client industriel T6 (dont la consommation moyenne est environ dix fois moindre).

3.3.4. Décomposition du prix (direct)

La composante énergie (95 % pour un client direct) est de fait la plus importante dans le prix total. Le graphique ci-après présente la décomposition du prix HTVA pour un client direct avec un profil situé dans la moyenne.

Graphique 20: Décomposition du prix du gaz naturel pour un client direct transport en 2018 (prix HTVA)



3.4. Estimation des marges brutes de fourniture

Pour définir les marges brutes de vente, il est uniquement tenu compte de l'achat et la vente de la molécule. On ne tient pas compte de l'ensemble des autres coûts des entreprises gazières, tels que les coûts administratifs et salariaux.

3.4.1. Marge brute de vente sur la clientèle distribution

3.4.1.1. marché résidentiel et PME (T2)

Pour le marché résidentiel (62 TWh), les marges varient fortement d'un fournisseur à l'autre, allant de 0 €/MWh à 10 €/MWh. Dans ce segment, les marges sont les plus importantes même en tenant compte des éventuels coûts de flexibilité imputés à cette clientèle résidentielle. La marge brute pour cette clientèle est donc le résultat de l'opération : vente - achat (*commodity* et flexibilité).

Globalement, en tenant compte d'une pondération par les volumes, la marge brute de vente moyenne pour le marché résidentiel est de 5,8 €/MWh (27,5 – 21,7). C'est un niveau inférieur de 0,8 €/MWh à celui de l'année 2017.

Les prix de vente les plus élevés se rencontrent chez les fournisseurs avec les parts de marché les plus importantes. L'écart de prix entre les fournisseurs les plus chers et les moins chers demeure important en 2018. La CREG conseille de faire un choix pertinent et de comparer les offres des nombreux fournisseurs présents sur le marché.

3.4.1.2. Marque brute sur le marché professionnel (T4)

Sur le marché des entreprises T4-T5 (consommant entre 1 et 10 GWh/an), la marge brute *commodity* varie de -1,5 à 5,0 €/MWh suivant les fournisseurs en 2018.

Globalement, en tenant compte d'une pondération par les volumes, la marge moyenne pour le marché T4-T5 est de -0,4 €/MWh (21,3 – 21,7), en baisse de 2,8 €/MWh par rapport à l'an dernier.

Le volume de ce segment est de 11 TWh.

3.4.1.3. Marque brute sur le marché industriel (T6)

Sur le marché des grands clients industriels T6 (consommant plus de 10 GWh/an), la marge brute *commodity* varie de -2,8 à 1,2 €/MWh suivant les fournisseurs.

Les marges *commodity* sont en moyenne de -0,8 €/MWh sur ce segment industriel. Le prix de vente moyen est de 20,1 €/MWh alors que le prix moyen d'achat pour cette clientèle est de 20,9 €/MWh. Les écarts moyens de prix entre fournisseurs sont plus réduits que sur les autres segments. Le volume de ce segment est de 20 TWh.

En 2018, les marges brutes moyennes de vente pour la *commodity* (coûts de flexibilité inclus) en distribution sont donc :

- de 5,8 €/MWh pour la fourniture des clients résidentiels et PME ;
- de -0,4 €/MWh pour la fourniture de la clientèle professionnelle entre 1 et 10 GWh/an ;
- de -0,8 €/MWh pour la fourniture des grands clients industriels (plus de 10 GWh/an).

Les marges ont diminué sur tous les segments de clientèle et sont même négatives pour certains segments²¹.

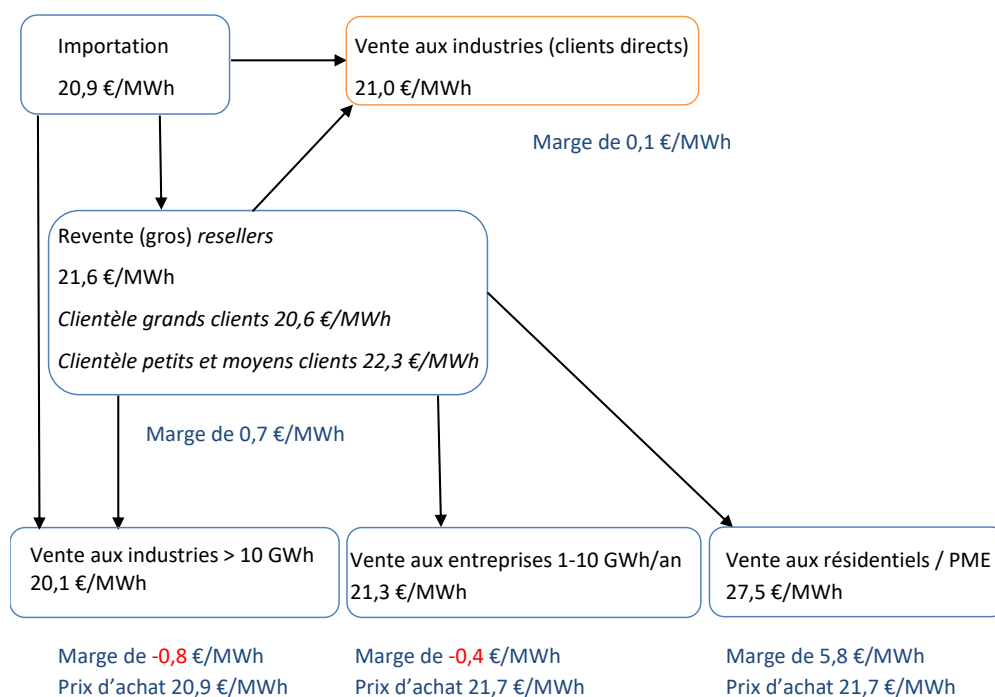
3.4.2. **Marge brute de vente sur la clientèle transport**

Sur le marché des clients directs Fluxys Belgium, la marge brute *commodity* varie également suivant les fournisseurs mais de manière plus étroite.

Les marges *commodity* sont en moyenne de 0,1 €/MWh sur la clientèle industrielle transport en 2018. Le prix de vente moyen est de 21,0 €/MWh alors que le prix moyen d'achat est de 20,9 €/MWh.

²¹ Les marges brutes négatives en distribution sont constatés sur les segments de marché avec un volume supérieur à 1 GWh/an. Le marché principal en distribution demeure toutefois le marché résidentiel et PME (2/3 du volume) où l'on constate des marges brutes moyennes largement positives.

Graphique 21: Flow chart (aperçu) général des prix moyens et des marges brutes moyennes de revente (gros) et de fourniture pour l'ensemble du marché en 2018

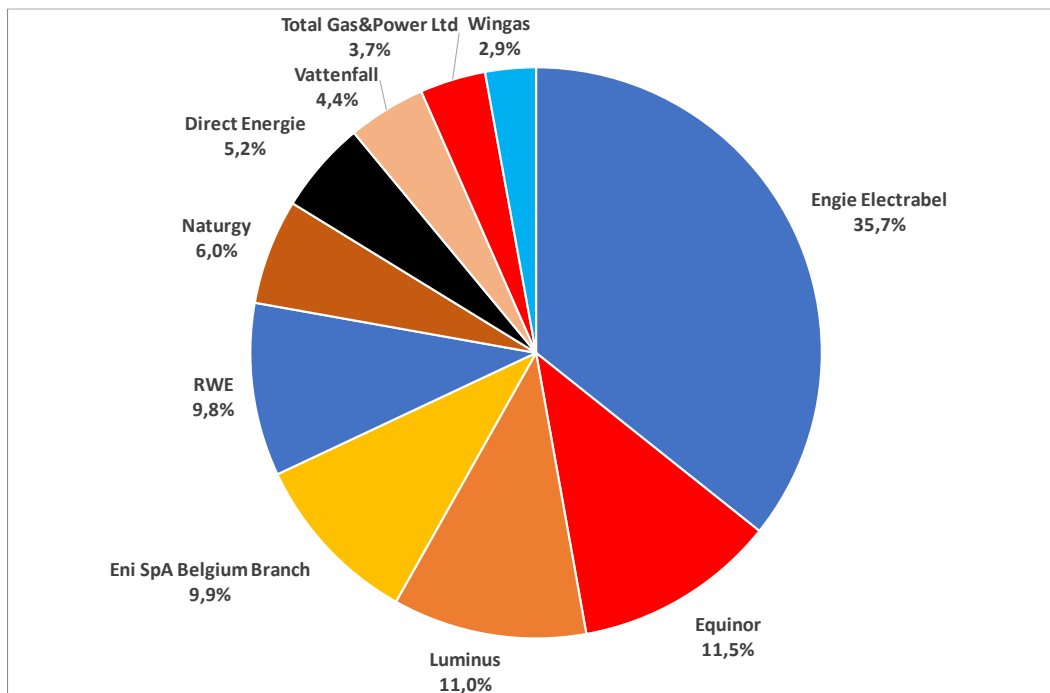


4. LIVRAISON AUX CENTRALES ÉLECTRIQUES

La livraison de gaz naturel aux centrales électriques représentait 48 TWh en 2018. Une partie des volumes des industries cogénérations incluses, allouée à la catégorie « Centrales électriques » par Fluxys Belgium, avaient été imputés à la catégories « Industries » par les fournisseurs. Ceci a nécessité des réallocations de volume suivant la méthodologie appliquée par Fluxys Belgium.

Une partie du volume consommé par les centrales électriques en tant que telle provient de contrats à long terme basés notamment sur les prix du charbon (qui se sont terminés en septembre 2018) mais une partie est achetée sur le marché spot, dans la plupart des cas, par une société du groupe dont dépend la centrale électrique.

Graphique 22: Parts de marché en 2018 sur base du volume de gaz naturel livré à la catégorie « centrales électriques » (48 TWh) - point de vue *shipper*



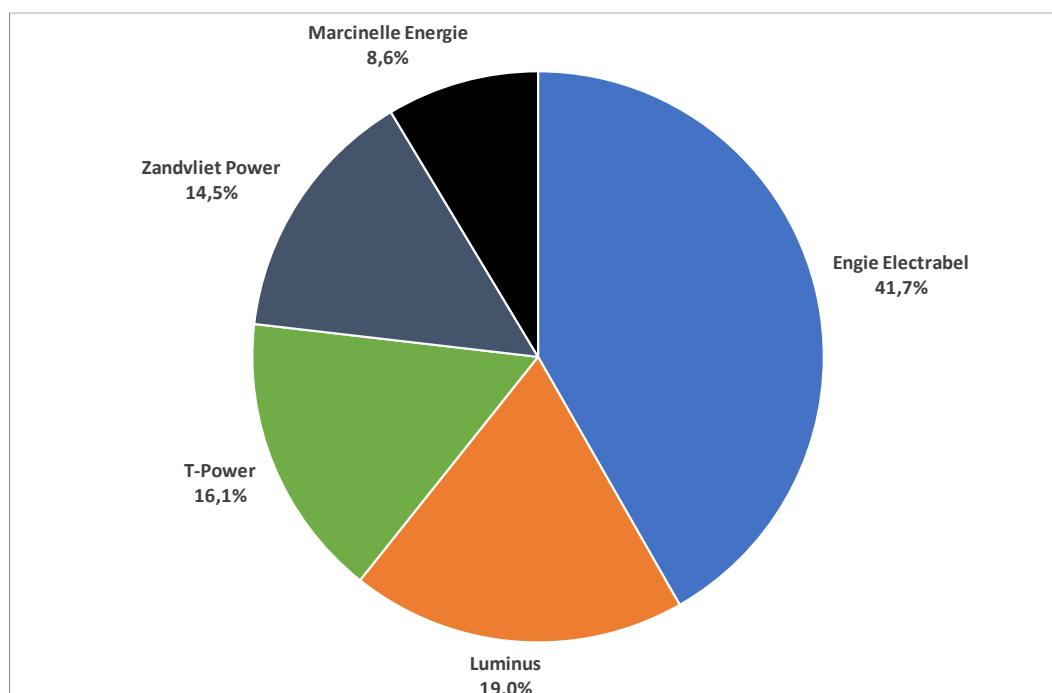
La catégorie « centrales électriques » se subdivise en trois sous-catégories :

- centrales électriques en tant que telle pour 29 TWh ;
- cogénérations pour 13 TWh ;
- industries pour 6 TWh.

Les principales entreprises sur ce marché sont Engie, Equinor, Luminus, Eni Spa Belgium Branch et RWE.

Si l'on se limite aux centrales électriques en tant que telles, les parts de marché sont telles que reprises au graphique 23 ci-après. Pour ce graphique, on considère le point de vue de l'exploitant de la centrale (qui n'est pas nécessairement le fournisseur du gaz).

Graphique 23: Parts de marché en 2018 sur base du volume de gaz naturel livré à la sous-catégorie « centrales électriques » en tant que telles (29 TWh) - point de vue exploitant



Le prix moyen pondéré du gaz facturé à la catégorie « centrales électriques » est de 20,3 €/MWh en 2018, en hausse de 3,4 €/MWh par rapport à 2017. Ce prix est inférieur au prix facturé à la clientèle industrielle (21,0 €/MWh) sur le réseau de transport. L'écart est cependant moindre que lors des années précédentes à la suite de la forte baisse des volumes des contrats historiques indexés sur le prix du charbon, contrats qui ont d'ailleurs pris fin en septembre 2018.

5. CONCLUSIONS

5.1. Au niveau des parts de marché

Le marché belge du gaz naturel se caractérise par une forte concurrence. Le nombre de sociétés titulaires d'une autorisation de fourniture fédérale et/ou régionale et ayant effectivement livré du gaz naturel en Belgique est de 38.

Au niveau de l'importation (187 TWh) et de la revente (113 TWh), Eni SpA et Engie représentent environ 40 % de l'importation et près de 80 % de la revente en 2018. Le segment de la revente est essentiellement constitué d'une part par Eni SpA (Italie) qui revend principalement à sa succursale Eni SpA Belgian Branch, et d'autre part par Engie (France) qui revend à sa filiale Engie Electrabel.

La fourniture aux clients sur le réseau de distribution est dominé par Engie Electrabel (environ 40 % de part de marché) suivi par Luminus (environ 15 % de part de marché). Les parts de marché des fournisseurs historiques reculent relativement peu sur ce segment en 2018 :

- Sur le marché résidentiel et PME < 1 GWh/an (62 TWh), la part de marché du principal fournisseur Engie Electrabel représente environ 40 % des ventes en volume. Luminus a un

peu moins de 20 % de ce marché. On retrouve ensuite Eneco et Lampiris (groupe Total) avec chacun un peu plus de 10 % de part de marché.

- Sur le segment de la fourniture aux entreprises entre 1 et 10 GWh/an (11 TWh), la part de marché d'Engie Electrabel est également d'environ 40 %. On retrouve ensuite Luminus et Eneco avec chacun une part de marché d'environ 10 %.
- Sur le segment de la fourniture aux entreprises de plus de 10 GWh/an sur le réseau de distribution (20 TWh), Engie Electrabel a environ 40 % de part de marché suivi par Eni SpA Belgium Branch avec environ 20 % et Wingas avec près de 15 %.

La fourniture aux clients industriels sur le réseau de transport²² est dominé par Eni SpA Belgium Branch (environ 25 % de part de marché). La part de marché des principaux concurrents (Wingas, Total, ArcelorMittal Energy, Engie Electrabel) se situe entre 10 et 15 %. Sur ce segment de marché, des grands groupes industriels (Total, ArcelorMittal, Air Liquide) se chargent eux-mêmes de la fourniture de gaz naturel pour leurs activités propres (raffinage, métallurgie, chimie).

La CREG a, pour la troisième année consécutive, suivi la méthodologie de Fluxys Belgium pour la catégorisation de la clientèle et pour l'allocation des volumes à la catégorie « Industries » d'une part et à la catégorie « Centrales électriques » d'autre part.

Concernant la livraison de gaz naturel à la catégorie « centrales électriques » (48 TWh), 29 TWh relèvent des centrales électriques en tant que telles et 19 TWh relèvent des sites industriels, notamment avec cogénération. Les fournitures aux centrales électriques sont principalement assurées par Engie Electrabel avec 35 % de part de marché. Viennent ensuite Equinor, Luminus, Eni Spa Belgium Branch et RWE avec chacun environ 10 % de part de marché. L'année 2018 a été marquée par la fin des contrats indexés sur le charbon pour la fourniture des centrales électriques.

5.2. Au niveau des prix (uniquement *commodity*)

Le niveau de prix concerné est le prix de la molécule, dit aussi prix « *commodity* ». Le prix des autres composantes ne fait pas l'objet des conclusions mais est cependant abordé au troisième chapitre.

Les prix d'importation sur le marché belge du gaz naturel ont été déterminés par les achats à long terme pour environ 60 % des volumes en 2018, un niveau en recul par rapport à l'année 2017. Les achats à court terme sur les bourses couvrent le solde.

Dans les achats à long terme, la référence aux cotations pétrolières devient anecdotique avec une part de seulement 1,4 %. Les cotations gazières sont clairement devenues la référence dans ces contrats de long terme. Le prix moyen d'importation à long terme sur la période a été de 20,7 €/MWh. Le prix moyen d'achat sur les bourses a été quant à lui de 21,2 €/MWh. La moyenne pondérée du prix d'importation donne un montant de 20,9 €/MWh en 2018 (contre 17,8 €/MWh en 2017). Les prix d'achat sur les bourses étaient un peu plus chers que les prix des contrats de long terme en 2018 en raison du recours de certains fournisseurs à des cotations *forward* de durée supérieure à un mois.

Les prix de revente aux fournisseurs (marché de gros) ont été en moyenne de 21,6 €/MWh en 2018, flexibilité incluse. Les prix de revente en vue de la fourniture à la clientèle industrielle (20,6 €/MWh) sont inférieurs de l'ordre de 1,7 €/MWh à ceux en vue de la fourniture à la clientèle résidentielle et PME (22,3 €/MWh). Concernant la distribution (clientèle résidentielle et PME), les prix de revente au

²² Voir également l'étude sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2018 <https://www.creg.be/fr/publications/etude-f1927>

sein d'un même groupe (22,4 €/MWh) sont supérieurs de 0,7 €/MWh aux prix de revente entre entreprises sans aucun lien (21,7 €/MWh).

La marge moyenne de revente est de 0,7 €/MWh toutes entreprises et toutes catégories confondues, le prix d'importation moyen étant de 20,9 €/MWh.

Sur le marché résidentiel (< 1 GWh/an), les prix de vente des fournisseurs ont été en moyenne de 27,5 €/MWh en 2018, en hausse de 1,5 €/MWh par rapport à 2017. Le prix d'achat moyen sur ce marché étant de 21,7 €/MWh, la marge brute moyenne de vente était de 5,8 €/MWh en 2018 (coûts de flexibilité compris), soit un niveau de marge en baisse d'environ 1 €/MWh à celui de 2017. Les marges brutes étaient comprises entre 0 et 10 €/MWh suivant le fournisseur. Cette baisse des marges brutes est due notamment à l'impact des produits à prix fixe dans un marché avec des cotations gazières qui étaient en hausse en 2018. Les offres à prix fixes concernent plus de six contrats résidentiels sur dix en 2018. L'année 2018 constitue la troisième année pendant laquelle la facturation séparée de l'énergie et du transport est devenue obligatoire pour la clientèle de moins de 100 MWh/an. La CREG préconise néanmoins cette mesure également pour les consommations supérieures à ce seuil, ce qui doit permettre d'assurer une plus grande transparence des prix sur le marché.

Sur le marché des entreprises entre 1 et 10 GWh/an, les prix de vente ont été en moyenne de 21,3 €/MWh en 2018 contre une moyenne de 20,8 €/MWh en 2017. Le prix d'achat moyen sur ce marché étant également de 21,7 €/MWh, la marge brute moyenne est négative de 0,4 €/MWh, en baisse de 2,8 €/MWh par rapport à 2017.

Sur le marché des entreprises de plus de 10 GWh/an sur le réseau de distribution, les prix de vente ont été en moyenne de 20,1 €/MWh en 2018 - avec des écarts compris entre 14 et 29 €/MWh - contre une moyenne de 17,6 €/MWh en 2017. Les formules à indexation gazière représentent environ 80 % des contrats. Les marges brutes moyennes sur ce segment industriel distribution sont négatives de 0,8 €/MWh en 2018 contre une moyenne positive de 0,5 €/MWh en 2017. Le prix d'achat était en moyenne de 20,9 €/MWh pour les fournisseurs actifs sur ce marché.

Sur le marché des entreprises de plus de 10 GWh/an sur le réseau de **transport**, les prix de vente ont été en moyenne de 21,0 €/MWh en 2018 - avec des écarts compris entre 13 et 29 €/MWh - contre une moyenne de 17,5 €/MWh en 2017. Les formules à indexation gazière représentent 80 % des contrats sur ce marché. Les marges brutes moyennes sur ce segment sont de 0,1 €/MWh en 2018, le prix d'achat étant en moyenne de 20,9 €/MWh pour les fournisseurs actifs sur ce marché.

Enfin, sur le marché de la fourniture aux centrales électriques, les prix étaient en moyenne de 20,3 €/MWh en 2018, en hausse de 3,4 €/MWh par rapport à 2017.

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



Laurent JACQUET
Directeur



Koen LOCQUET
Président f.f. du Comité de direction

ANNEXE

Acteurs du marché de gaz par segment

	Réseau GRD			Réseau Fluxys		Reseller
	T1-T3	T4-T5	T6	Clients directs	Centrales électriques et CHP	
Antargaz	x	x	x			
ArcelorMittal Energy				x		
Axpo			x	x		
Belgian Eco Energy (BEE)	x					
Comfort Energy	x					
Coretec	x	x				x
Direct Energie	x				x	
Ebem	x					
Elegant	x					
Elexys	x	x				
Elindus	x	x				
Eneco	x	x	x			
Engie						x
Engie Electrabel	x	x	x	x	x	x
ENI SpA Belgium Branch		x	x	x	x	x
Enovos	x	x	x	x		
Equinor				x	x	x
Essent Belgium	x	x				
European Energy Pooling (EEP)				x		x
Getec		x				
Lampiris (Total)	x	x	x			
Luminus	x	x	x	x	x	x
Mega (Power Online)	x	x				
Natgas			x	x		x
Naturgy	x	x	x	x	x	x
Octa+	x	x				
Powerhouse			x	x		
RWE ST				x	x	x
Scholt	x	x	x			
SEGE (Air Liquide)				x		
Total Gas & Power Ltd				x	x	x
Uniper				x		
Vattenfall				x	x	
VEB	x	x	x			x
Watz	x					
Wingas	x	x	x	x	x	x
Wintershall				x		x
Zeno (Energy2Business)	x					