



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél.: +32 2 289 76 11
Fax: +32 2 289 76 09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

ETUDE

(F)151126-CDC-1485

relative

“aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2014”

réalisée en application de l'article 15/14, § 2, 2 de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations

26 novembre 2015

TABLE DES MATIERES

| | |
|--|----|
| EXECUTIVE SUMMARY | 4 |
| INTRODUCTION..... | 5 |
| I. IMPORTATION | 6 |
| I.1 Les différents acteurs sur le marché de l'importation | 6 |
| I.2 Volumes et prix d'importation..... | 8 |
| I.2.1 Long terme..... | 8 |
| I.2.2 Bourses..... | 10 |
| I.2.3 Prix moyen d'importation pondéré (LT et spot)..... | 12 |
| II. REVENTE | 14 |
| II.1 Les différents acteurs sur le marché de la revente..... | 14 |
| II.2 Volumes et prix de gros (vente aux fournisseurs) | 15 |
| II.3 Estimation des marges brutes <i>resellers</i> | 16 |
| III. FOURNITURE..... | 17 |
| III.1 Les différents acteurs sur le marché de la fourniture..... | 17 |
| III.2 Vente aux clients résidentiels et PME (T1-T2-T3) (< 1 GWh/an)..... | 18 |
| III.2.1 Composante énergie (T2) | 19 |
| III.2.2 Composante transport (T2) | 23 |
| III.2.3 Composante distribution (T2) | 23 |
| III.2.4 Composante surcharges (T2)..... | 23 |
| III.2.5 Décomposition du prix (T2) | 24 |
| III.3 Vente aux entreprises, entre 1 et 10 GWh (T4 et T5)..... | 24 |
| III.3.1 Composante énergie (T4-T5) | 26 |
| III.3.2 Composante transport (T4-T5) | 29 |
| III.3.3 Composante distribution (T4-T5)..... | 29 |
| III.3.4 Composante surcharges (T4-T5) | 30 |
| III.3.5 Décomposition du prix (T4) | 30 |

| | | |
|----------|---|----|
| III.4 | Vente aux entreprises, > 10 GWh (T6 et clients directs) | 31 |
| III.4.1 | Parts de marché des clients > 10 GWh/an (T6 et clients directs) en volume | 31 |
| III.4.2 | Parts de marché globale des clients > 10 GWh/an (T6 et clients directs) en nombre de clients..... | 32 |
| III.4.3 | Volume moyen T6 – client direct | 33 |
| III.4.4 | Composante énergie (T6 et clients directs) | 34 |
| III.4.5 | Composante transport (T6 et clients directs) | 38 |
| III.4.6 | Composante distribution (T6) | 38 |
| III.4.7 | Composante surcharges (T6 et clients directs)..... | 38 |
| III.4.8 | Décomposition du prix (T6 et clients directs) | 39 |
| III.5 | Estimation des marges brutes de fourniture..... | 41 |
| III.5.1 | Marge brute de vente sur le marché résidentiel..... | 41 |
| III.5.2 | Marge brute de vente sur le marché des entreprises entre 1 et 10 GWh/an (T4-T5) | 42 |
| III.5.3 | Marge brute de vente sur le marché des entreprises de plus de 10 GWh/an (T6 - clients directs) | 42 |
| III.6 | Analyse des factures des fournisseurs..... | 44 |
| IV. | LIVRAISON AUX CENTRALES ELECTRIQUES..... | 45 |
| V. | CONCLUSIONS..... | 48 |
| V.1 | Au niveau des parts de marché | 48 |
| V.2 | Au niveau des prix | 49 |
| ANNEXE 1 | | 52 |
| ANNEXE 2 | | 53 |
| ANNEXE 3 | | 54 |
| ANNEXE 4 | | 55 |
| ANNEXE 5 | | 56 |

EXECUTIVE SUMMARY

Le présent rapport a pour objectif d'identifier les parts de 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 2014.

Le marché belge du gaz naturel s'ouvre davantage à la concurrence chaque année avec l'arrivée continue de nouveaux fournisseurs. Les parts de marché des principaux fournisseurs (groupes ENI et GDF Suez) sont encore importantes même si elles diminuent d'année en année.

L'étude se penche notamment sur les marges brutes de vente sur les différents segments de marché. Les marges unitaires diminuent au fur et à mesure que la consommation augmente. L'analyse des données reçues a permis de constater que les cotations gazières étaient le principal vecteur du prix facturé aux clients industriels. Les cotations pétrolières ne sont reprises en moyenne que dans moins de 10 % des contrats industriels. Concernant le prix facturé aux clients résidentiels, l'année 2014 a été la première année pendant laquelle les cotations gazières ont constitué l'unique vecteur intervenant dans l'indexation de la composante énergie des prix variables.

L'analyse des factures a permis de déceler des lacunes au niveau des factures de la clientèle industrielle. La CREG a encore constaté chez certains fournisseurs des manquements dans l'information du client pour des éléments essentiels tels que la tarification du transport, la conversion des m³ en kWh ou encore les cotations et formules de prix. La CREG a demandé aux fournisseurs une amélioration sur ces points.

INTRODUCTION

La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) réalise son 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 peut présenter cette étude sur la relation entre les coûts et les prix sur le marché du gaz naturel en 2014.

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

Cette étude 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, aux entreprises (entre 1 et 10 GWh/an) et aux industries (> 10 GWh/an). Le quatrième examine la livraison aux centrales électriques. Le 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 26 novembre 2015.

I. IMPORTATION

I.1 Les différents acteurs sur le marché de l'importation

Les importateurs 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.

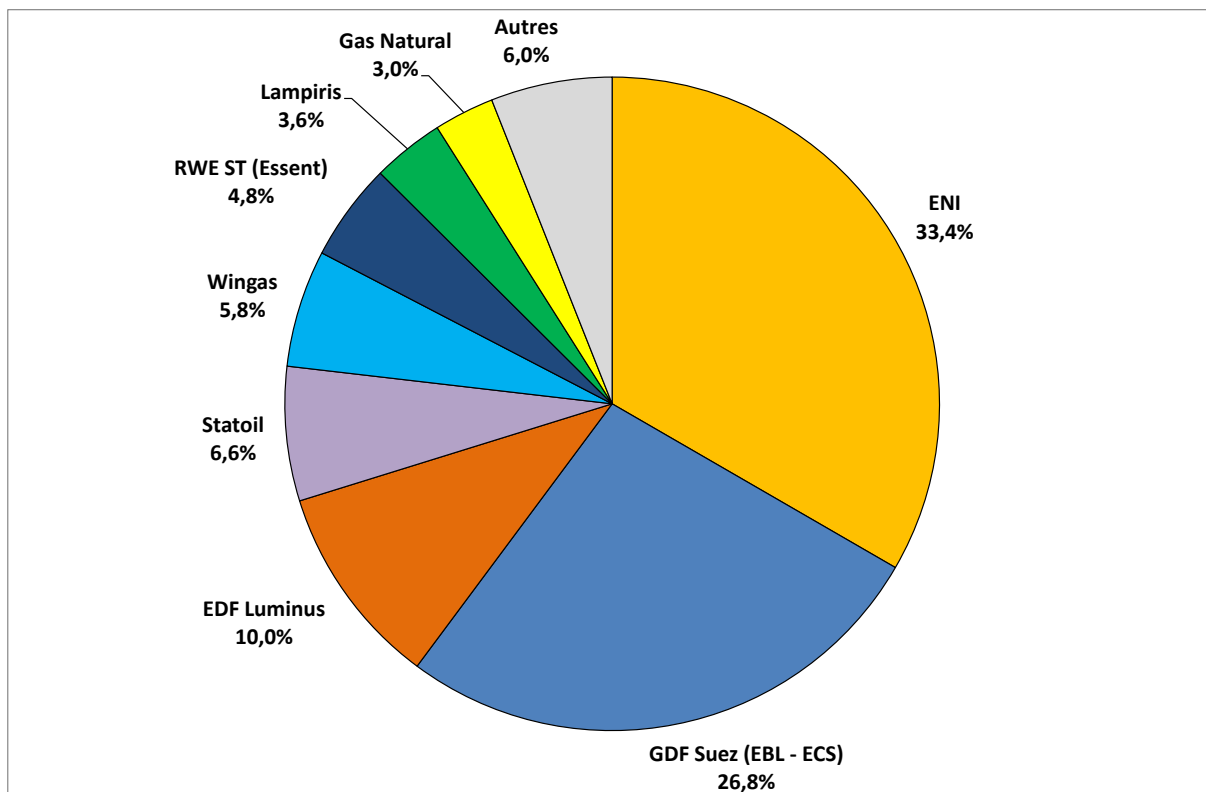
Les principaux acteurs sur le marché de l'importation en 2014 restent ENI, GDF Suez et EDF Luminus. En 2014, les entreprises gazières ont assuré leur approvisionnement principalement via des contrats à long terme avec des producteurs étrangers (en moyenne 75 % des volumes) et en partie via des achats sur le marché spot (en moyenne 25 % des volumes). Les parts respectives des achats à long terme et sur les bourses restent relativement stables par rapport à 2013, mais on constate une prise en compte croissante des indexations gazières dans les contrats à long terme.

Certaines entreprises gazières surtout actives sur les réseaux de distribution achètent leur gaz naturel, en totalité ou en partie, auprès d'autres entreprises gazières actives sur le marché belge (contrats dit *resellers* servant surtout à approvisionner les clients sur le réseau de distribution, voir chapitre II). Par ailleurs, certaines entreprises gazières importent plus que les volumes strictement limités au marché belge car une partie des volumes est destinée au marché des pays limitrophes.

Il convient néanmoins 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.

Le graphique ci-après montre la part relative des différents importateurs dans l'approvisionnement du marché belge sur base de la méthodologie précitée.

Graphique 1 : Parts de marché en 2014 sur base du volume de gaz naturel importé pour le marché belge (160 TWh)



Les parts de marché des deux principaux acteurs (ENI et GDF Suez) représentent ensemble 60 % du marché, contre deux tiers du marché en 2014. On observe la montée en puissance des acteurs de taille inférieure et notamment de Statoil qui a doublé sa part de marché en un an.

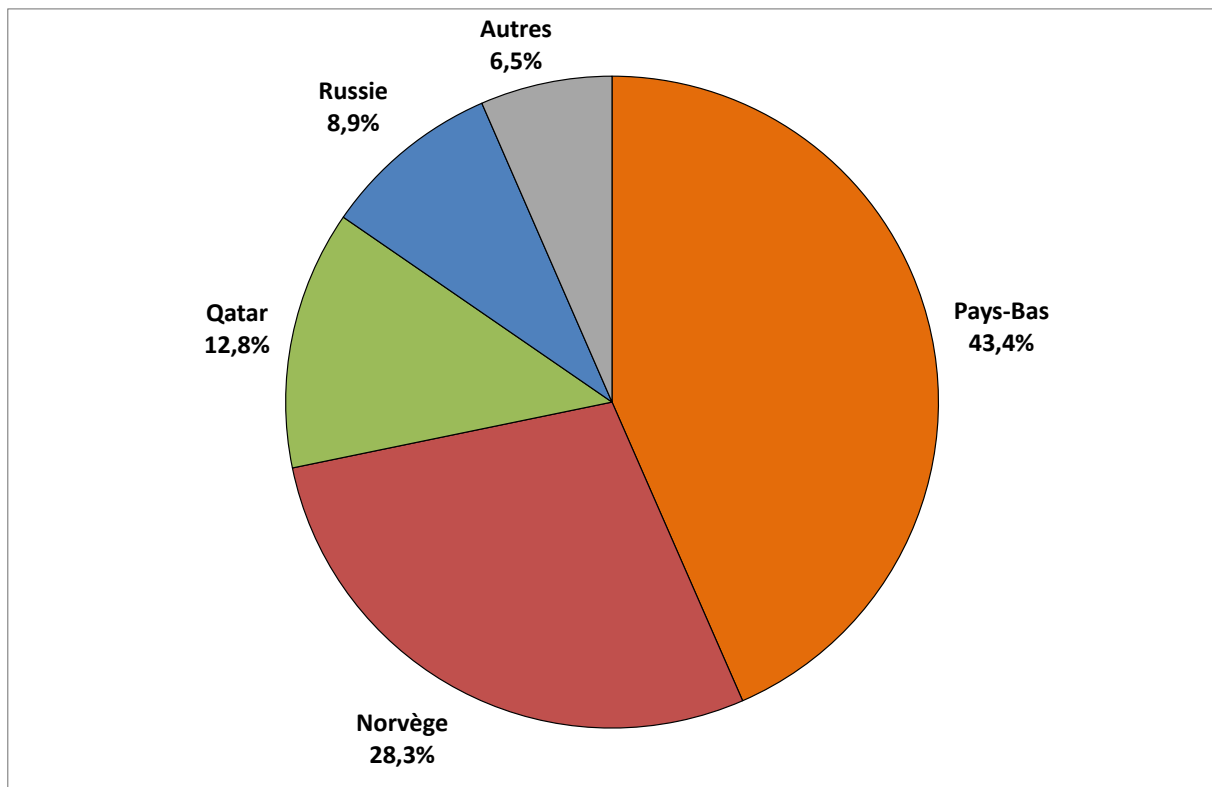
Ces pourcentages (relatifs à la fourniture) peuvent varier légèrement par rapport à ceux repris dans d'autres publications de la CREG relatives notamment au transport. La vente et le transport ne sont en effet pas toujours réalisés par la même entreprise, une entreprise de gaz naturel peut effectuer du transport pour compte de tiers.

I.2 Volumes et prix d'importation

I.2.1 Long terme

En ce qui concerne les contrats à long terme, le portefeuille d'approvisionnement en volume (MWh) des importateurs provient des pays suivants :

Graphique 2 : Provenance du gaz naturel acheté à long terme en 2014 (120 TWh)



Les approvisionnements à long terme assurent environ 75 % (120 TWh) des besoins en gaz naturel du marché belge (160 TWh) en 2014. 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.

Il ressort des contrats et des données reçues des entreprises gazières que les contrats à long terme sont de plus en plus indexés sur les cotations gazières au détriment des cotations pétrolières. On relève essentiellement trois types d'indexation : pétrole, gaz et charbon.

La plupart des contrats anciennement basés sur une indexation pétrolière sont désormais basés sur une indexation mixte. Certains contrats sont mêmes désormais intégralement indexés sur une base gazière.

Indexation pétrolière

En 2014, 33 % du volume total peut être considéré comme indexé sur une base pétrolière (Brent, fuel extra lourd et gasoil).

Le prix des contrats à long terme indexés sur de telles bases se sont en moyenne élevés à **24,9 EUR/MWh** en 2014.

Indexation gazière

57 % du volume total peut être considéré comme indexé sur une base gazière tels que le HUB de Zeebrugge ou le TTF des Pays-Bas. Le prix des contrats à long terme indexé sur de telles bases se sont en moyenne élevés à **23,2 EUR/MWh**.

Indexation charbon

Enfin, 10 % des contrats à long terme concernant la Belgique sont basés sur les prix du charbon. Le prix des contrats à long terme indexé sur le charbon était en moyenne de **15,1 EUR/MWh** en 2014. Ceci concerne des contrats conclus initialement en vue de l'approvisionnement de certaines centrales électriques.

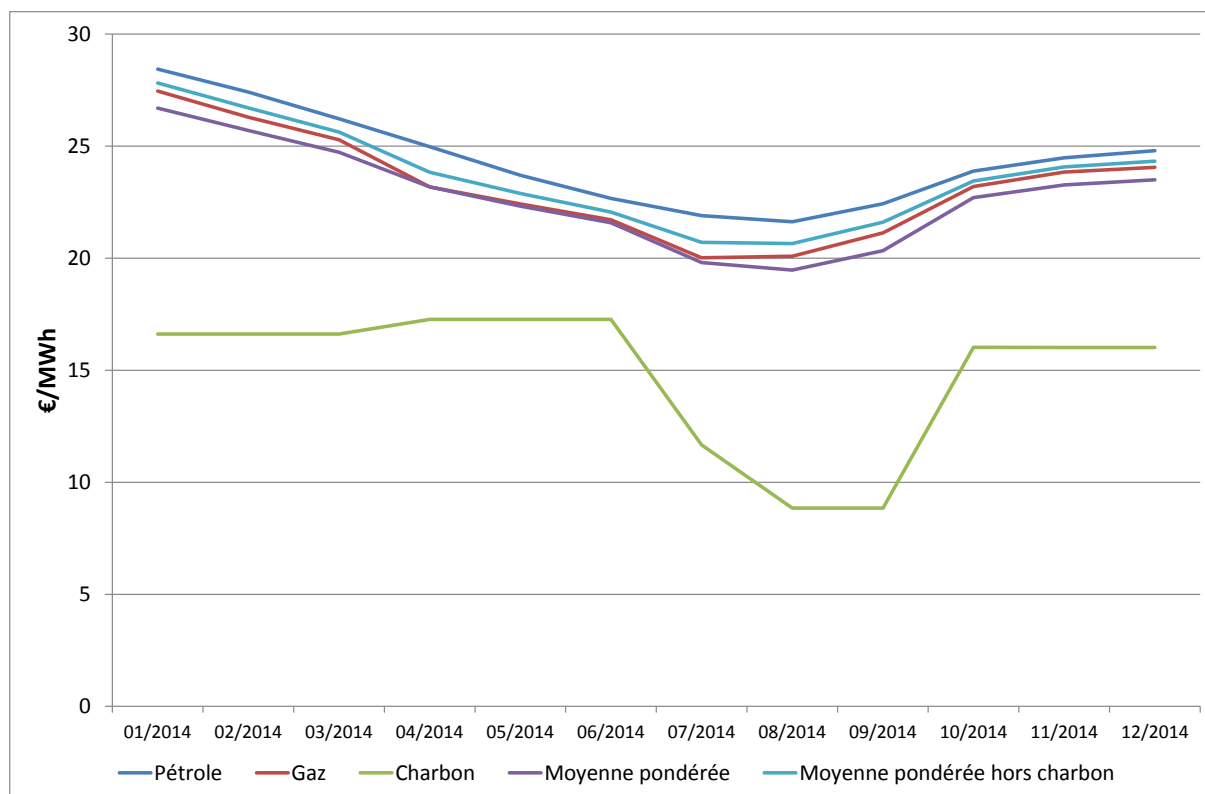
Indexation à long terme (pétrole, gaz, charbon)

Le prix d'achat moyen pondéré – tout type d'indexation confondue et tous importateurs confondus - des importations à **long terme** en Belgique, s'affichait à **23 EUR/MWh** en moyenne en 2014.

Indexation à long terme hors charbon

Le prix des contrats avec indexation charbon étant spécifique au segment particulier des centrales électriques, il y a lieu de l'annihiler pour obtenir un benchmark dans le cadre de cette étude. Le prix d'achat moyen pondéré hors indexation charbon des importations à **long terme** en Belgique, était de **23,9 EUR/MWh** en moyenne en 2014.

Graphique 3 : Evolution des prix moyens d'importation à **long terme suivant l'indexation** : pétrole, gaz, charbon, moyenne pondérée et moyenne pondérée hors charbon



I.2.2 Bourses

En 2014, les achats sur les bourses assurent 25 % (40 TWh) des besoins du marché belge. En fait, 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.

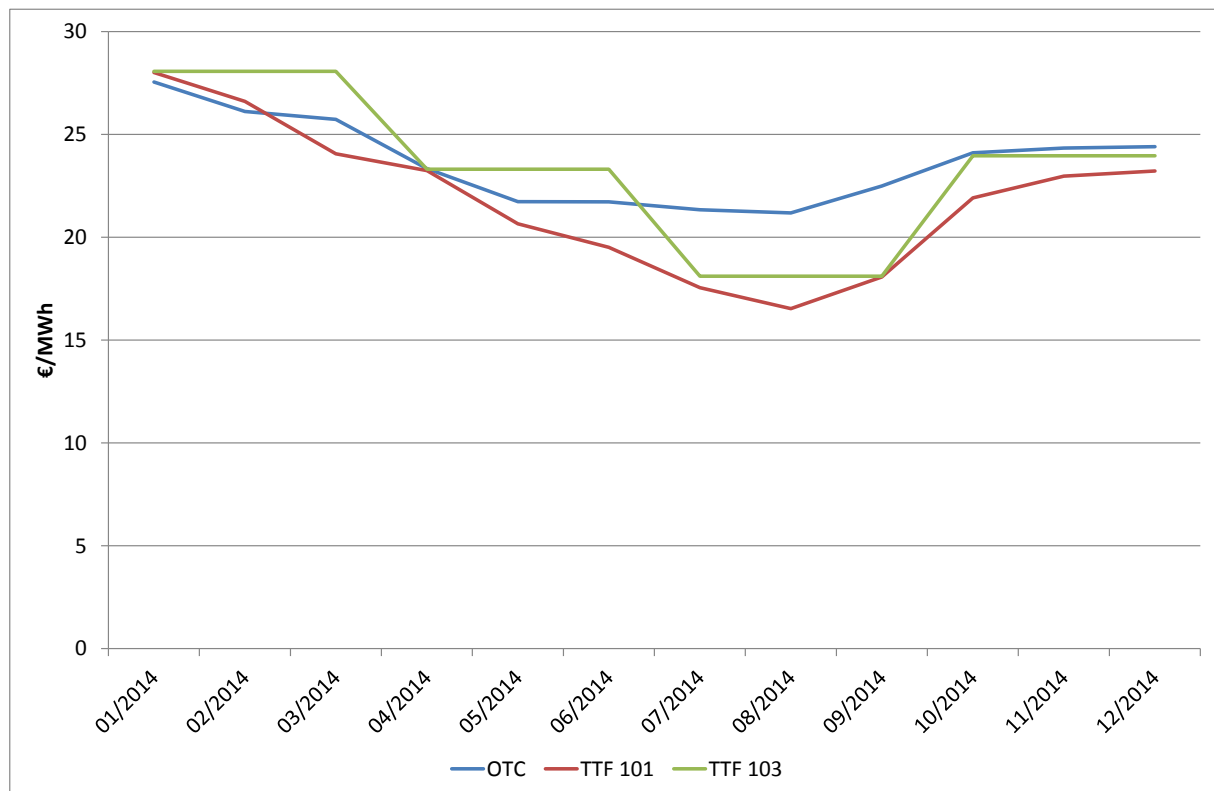
75 % des volumes visés est acheté via une cotation Zeebrugge, près de 20 % est acheté via une cotation TTF (Pays-Bas) et 4 % est acheté sur le PEG NORD (France). Les prix obtenus sur les bourses étaient en 2014 relativement similaires à ceux obtenus via les contrats à long terme. Les achats sur les bourses se font principalement via des transactions de gré à gré dites *over-the-counter* ou OTC.

Les prix du HUB et du TTF exprimés en EUR/MWh sont relativement identiques. Le prix d'achat moyen des importations spot en Belgique était de **23,9 EUR/MWh** en 2014. On constate que les renégociations de contrats à long terme avec l'incorporation d'indexation gazière ont pour conséquence une convergence des prix des contrats à long terme avec ceux des bourses.

Sans la prise en compte des contrats à long terme indexés sur le charbon, le niveau de prix est en effet identique pour le *sourcing* long terme et le *sourcing* court terme, avec un montant de 23,9 EUR/MWh.

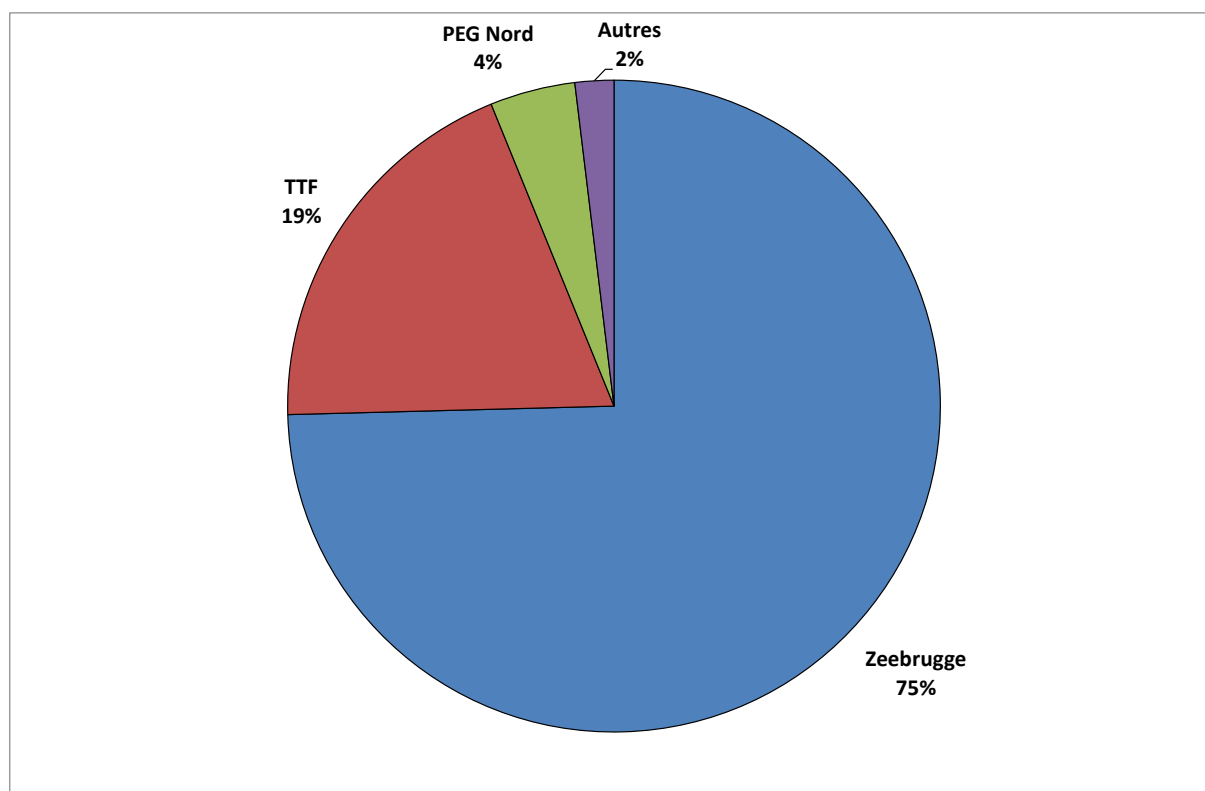
Le graphique 4 montre l'évolution des prix d'achat OTC toutes bourses confondues et des cotations *forward month ahead* et *quarter ahead* sur le TTF¹. On remarque que les prix OTC se situaient généralement entre le prix des cotations boursières de types 101 et 103 excepté durant l'été 2014. Ces mois d'été ont été caractérisés par un niveau des cotations 101 et 103 inférieur à 20 EUR/MWh alors que le niveau des achats OTC se maintenaient entre 21 et 22 EUR/MWh.

Graphique 4 : Evolution du prix moyen des achats OTC sur les bourses et des cotations gazières TTF101 et TTF103



¹ Les cotations TTF et Zeebrugge sont fortement corrélées. Pour la clarté du graphique, nous nous limitons aux cotations TTF.

Graphique 5 : Provenance (cotations) du gaz naturel acheté à court terme en 2014 (40 TWh)



I.2.3 Prix moyen d'importation pondéré (LT et spot)

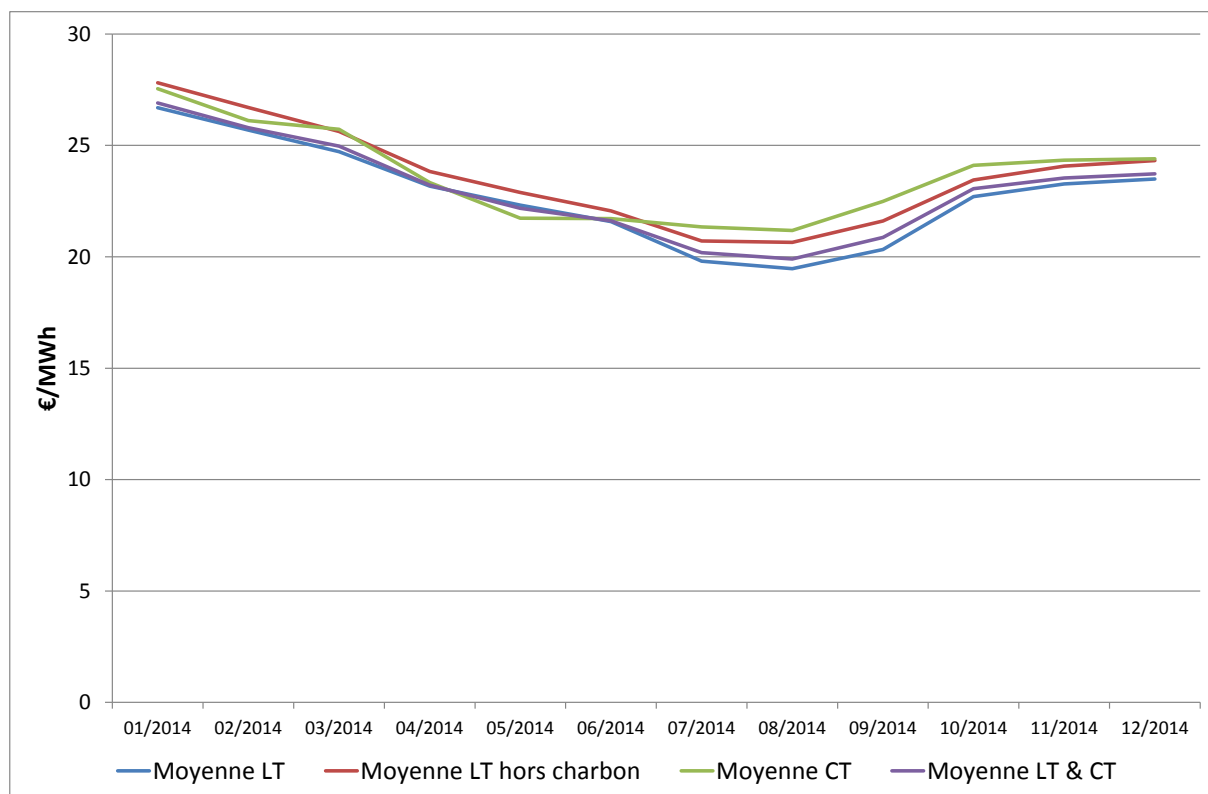
Au final, les prix d'importation moyens pondérés (**LT pondéré** pour 75 % des volumes d'un niveau de 23 EUR/MWh et **CT pondéré** pour 25 % des volumes d'un niveau de 23,9 EUR/MWh) se sont élevés en moyenne à **23,2 EUR/MWh** en 2014².

Le graphique ci-après montre l'évolution du prix d'importation moyen pondéré (LT et spot), du prix moyen d'importation LT et du prix moyen d'importation CT. Il est en baisse de 4,1 EUR/MWh par rapport à 2013.

Le prix d'importation sur base des achats à court terme est relativement proche du prix moyen des contrats à long terme lors du premier semestre 2014. On remarque que les prix à court terme deviennent pour la première fois plus chers que les prix à long terme à partir du second semestre 2014. La baisse des prix des cotations pétrolières peut expliquer en partie ce renversement de tendance.

² En ne tenant pas compte des contrats à long terme indexés sur base du charbon, le prix d'importation à long terme est identique au prix d'importation à court terme.

Graphique 6 : Evolution des prix moyens d'importation LT et LT hors charbon, des prix moyens d'importation CT et des prix moyens d'importation pondérés (LT & CT) pour le gaz naturel



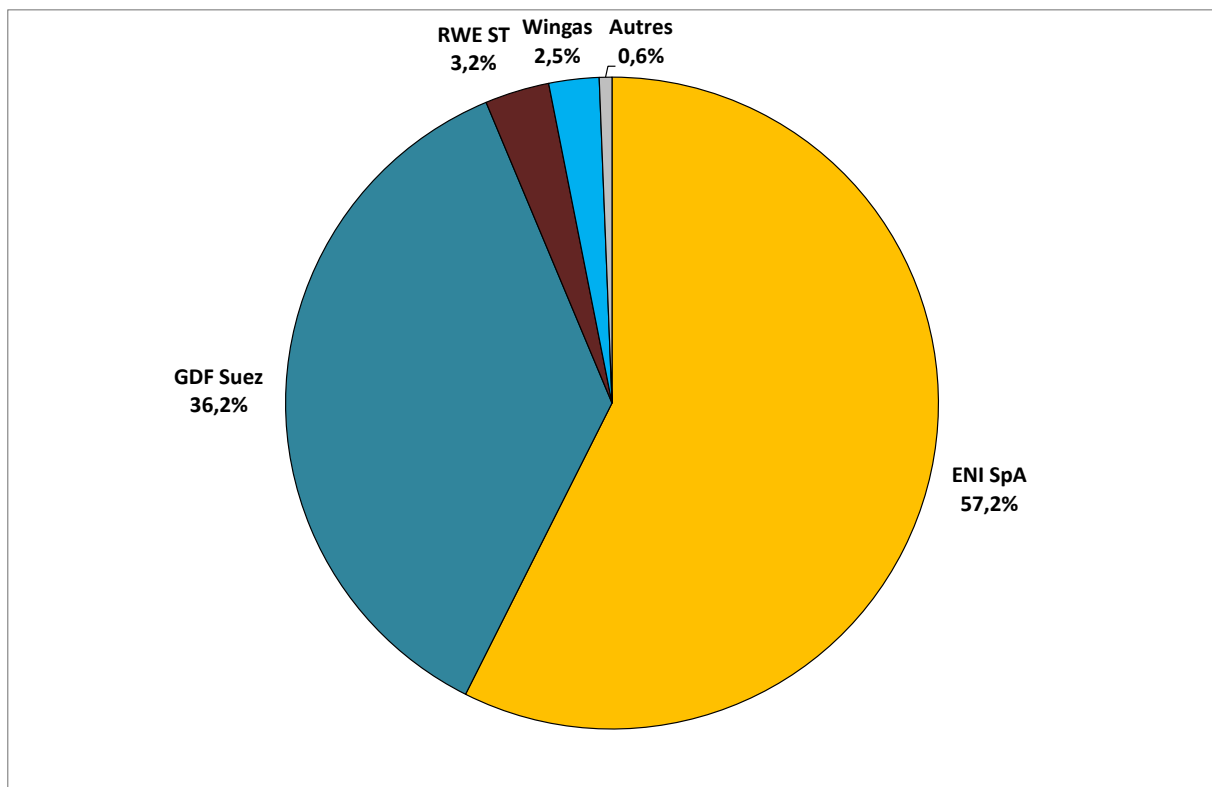
Hors prise en compte des contrats LT indexés charbon, le prix d'importation moyen pondéré est de **23,9 EUR/MWh**. Cela correspond aussi bien au prix LT qu'au prix CT.

II. REVENTE

II.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 situés essentiellement sur le réseau de distribution. Les volumes destinés à alimenter les centrales électriques ne sont pas pris en compte dans ce chapitre. Les principaux acteurs sur le marché de la revente sont des entreprises étrangères, à savoir GDF Suez et ENI. Le graphique ci-après montre l'importance relative des différents importateurs dans l'activité de revente aux fournisseurs sur le marché belge.

Graphique 7 : Parts de marché sur base du volume de gaz naturel revendu (121 TWh) en 2014



II.2 Volumes et prix de gros (vente aux fournisseurs)

La plupart des contrats *resellers* sont principalement indexés sur des cotations gazières et éventuellement des cotations pétrolières. Leur formule de vente est constituée d'une formule additive reprenant les éléments suivants :

- une partie fixe appelée P_0 et/ou une mensualité fixe couvrant les coûts de flexibilité ;
- une partie indexée sur des cotations gazières comme le TTF et/ou HUB ;
- une partie indexée sur les cotations pétrolières gasoil, fuel extra lourd et/ou Brent.

Tout comme pour les contrats entre producteurs et importateurs, la part des indexations pétrolières a néanmoins tendance à diminuer dans ces contrats *resellers*.

Certains contrats *resellers* sont uniquement quant à eux basés sur les coûts d'achat plus une marge de revente. C'est le cas de certains contrats entre la maison mère et sa filiale.

De manière générale, on constate que les prix de revente interne (entre la maison mère et une filiale) sont plus chers que les prix de revente entre sociétés sans lien particulier.

Contrats *resellers* au sein d'un même groupe

Le prix moyen pondéré de ces contrats en 2014 étaient de **28,2 EUR/MWh**, soit 4,3 EUR/MWh de plus que le prix moyen des contrats d'importation.

Contrats *resellers* entre entreprises sans lien particulier

Le prix moyen pondéré de ces contrats³ en 2014 étaient en moyenne de **25,5 EUR/MWh**, soit 1,6 EUR/MWh de plus que le prix moyen des contrats d'importation.

Moyenne contrat *resellers*

Les contrat de revente intra-groupe représente près de 95 % de l'ensemble des contrats de revente en volume. Le prix moyen pondéré pour la revente est ainsi de **28 EUR/MWh**.

Ces prix sont à mettre en parallèle avec le prix d'importation moyen hors indexation charbon de **23,9 EUR/MWh**.

³ Le contrat entre ENI Gas&Power et GDF Suez n'a pas été repris ici car ce contrat était une reconduction d'un ancien contrat datant d'une période où les deux groupes étaient liés. Par ailleurs, ce contrat est terminé depuis octobre 2014.

II.3 Estimation des marges brutes *resellers*

L'écart entre les prix de revente moyens et les prix d'importation moyens communiqués varie en moyenne entre 1,5 et 5 EUR/MWh suivant qu'il s'agit de vente intra-groupe ou non.

Le graphique ci-après illustre l'évolution des prix d'achat moyens et des prix de revente moyens en 2014.

Graphique 8 : Evolution des prix moyens d'importation et des prix moyens de revente⁴ de gaz naturel en 2014



⁴ Le prix de revente interne et le prix moyen de revente sont sensiblement identiques vu que près de 95 % des volumes de revente se font au sein de groupes intégrés. Pour la clarté du graphique, la ligne prix moyen de revente n'est dès lors pas reprise.

III. FOURNITURE

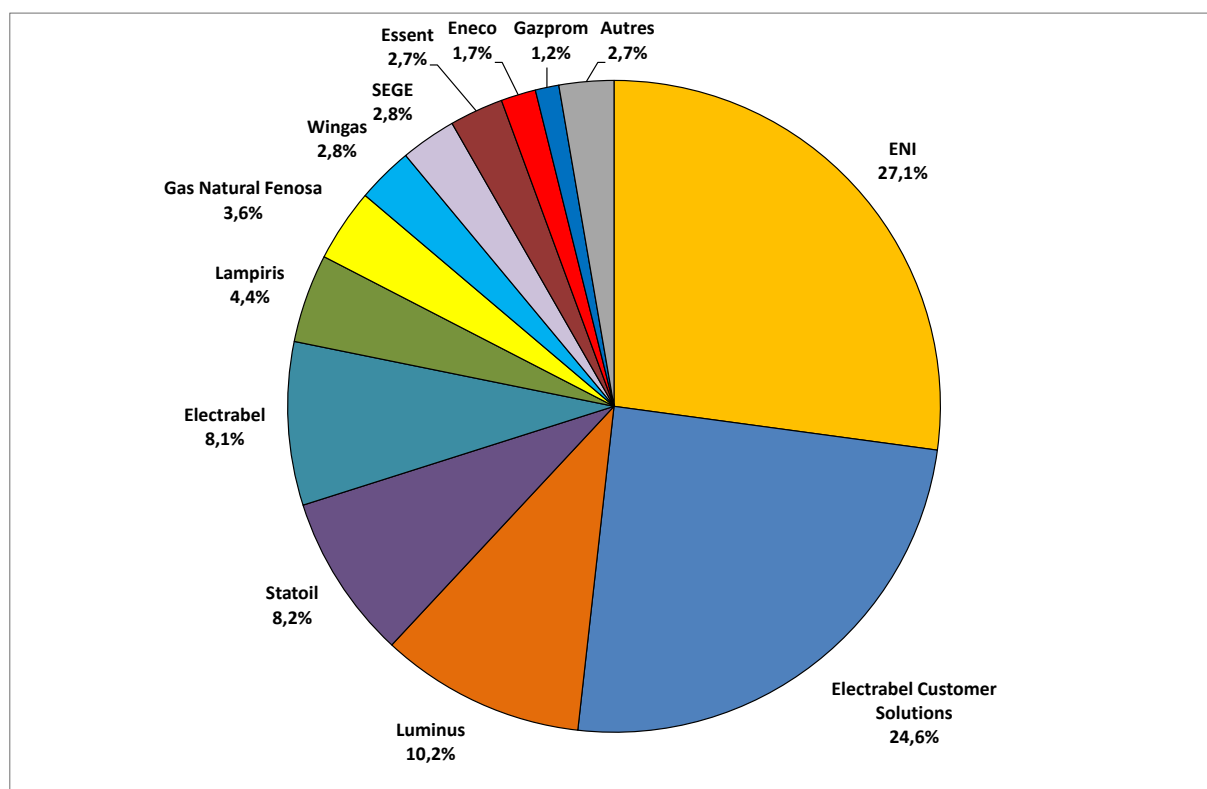
III.1 Les différents acteurs sur le marché de la fourniture

Les entreprises présentes sur les segments de l'importation et la revente sont également présents sur le marché de la fourniture (au moins en ce qui concerne la fourniture à la clientèle sur le réseau de transport). D'autres entreprises sont quant à elles uniquement présentes sur ce marché de la fourniture.

L'activité de fourniture vise la livraison de gaz aux clients finals (entreprises et particuliers). La fourniture de gaz aux centrales électriques est abordée au chapitre suivant de ce rapport.

Le volume total de fournitures aux clients résidentiels et aux entreprises est en recul et atteint 130 TWh au lieu de 148 TWh l'an dernier. Ceci est principalement dû à la baisse de la consommation chez les clients résidentiels et PME (49 TWh au lieu de 62).

Graphique 9: Parts de marché en 2014 sur base du volume de gaz naturel fourni⁵ aux clients finals sur les réseaux de distribution et de transport (130 TWh)



⁵ Il s'agit du volume fourni entre le client final (hors centrales électriques) et son fournisseur. Ce dernier peut s'être approvisionné initialement auprès d'un revendeur (*reseller*), auprès d'une société d'un pays producteur ou sur une bourse.

Aucune entreprise ne possède plus d'un tiers du marché. Le duopole, constitué par ENI d'une part, et le pôle GDF Suez (Electrabel et Electrabel Customer Solutions) d'autre part, représente ensemble 60 % de la fourniture en volume en 2014, contre 65 % en 2013 .

On distingue deux marchés assez différents, à savoir d'une part le marché de la vente aux clients résidentiels et PME et d'autre part le marché de la vente aux entreprises lui-même subdivisé en sous-catégories.

III.2 Vente aux clients résidentiels et PME (T1-T2-T3) (< 1 GWh/an)

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

Les entreprises actives sur le marché de la clientèle résidentielle dans au moins deux régions du pays tout au long de l'année 2014 sont au nombre de neuf, à savoir Antargaz, Electrabel Customer Solutions (ECS), Luminus, ENI, Essent, Eneco, Lampiris, Mega et Octa+. Seules ces entreprises font l'objet d'une analyse dans cette rubrique.

Pour des raisons pratiques, certaines entreprises ne sont pas reprises dans l'analyse exposée ci-après. Il s'agit des entreprises suivantes :

- Comfort Energy et Poweo (uniquement actives à partir de 2015).
- Ebem, Elegant, et Watz qui ne desservent que la partie flamande ;
- Elexys qui ne dessert que les PME ;
- Les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) qui alimentent et facturent eux-mêmes certains clients⁷.

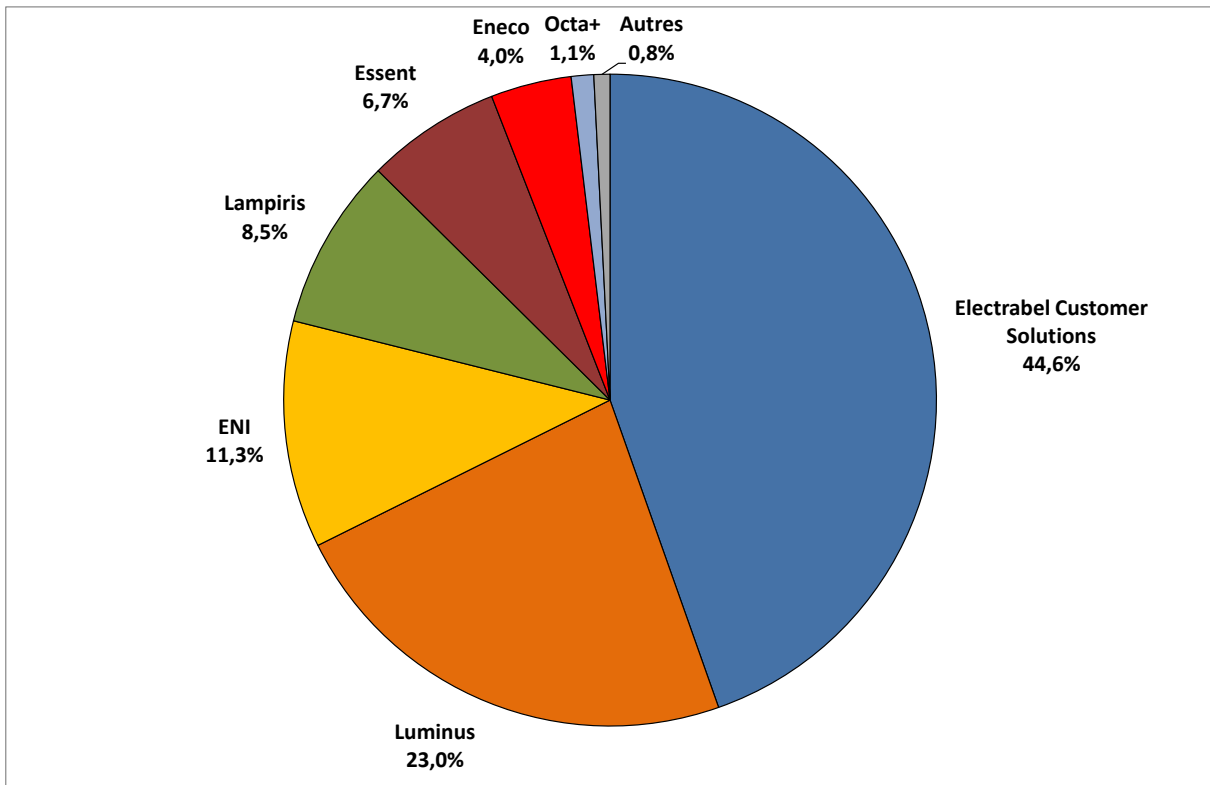
Le graphique ci-après montre l'importance relative des différents fournisseurs sur le marché de la fourniture aux clients consommant moins de 1 GWh/an sur le réseau de distribution. Ceci concerne donc principalement la clientèle résidentielle (surtout catégories T1 et T2) et PME (surtout catégories T2 et T3) pour le solde.

⁶ Voir <http://www.creg.info/Tarifs/composanteenergie.pdf>

⁷ 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 qui ont opté volontairement pour une fourniture via le GRD.

Les deux acteurs les plus importants (ECS et Luminus) ont ensemble 68 % des parts de marché en volume sur ce segment en 2014, pourcentage quasi inchangé par rapport à 2013, mais Luminus a pris quelque 2 % de part de marché à ECS. La part de marché de l'opérateur dominant, Electrabel Customer Solutions, a atteint 45 % (en recul de 2 % par rapport à 2013 et de 12 % par rapport à 2012).

Graphique 10: Parts de marché en 2014 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients résidentiels et aux PME (T1-T2-T3) consommant moins de 1 GWh/an (49 TWh)



III.2.1 Composante énergie (T2)

Le présent rapport analyse en particulier la partie libéralisée du marché, donc le prix de la composante énergie (hors tarifs de réseau). En 2014, cette composante énergie en gaz constitue deux tiers du prix payé par un client résidentiel T2⁸. Le segment T2 (entre 5.000 et 150.000 kWh/an) représente à lui seul environ 85 % des volumes du segment < 1 GWh/an.

⁸ Un client T2 est un client dont la consommation se situe entre 5 et 150 MWh/an. Il s'agit d'un client chauffage. Le profil type choisi dans ce rapport est de 23.260 kWh/an (ancienne définition Eurostat).

Environ la moitié des contrats sur le marché résidentiel du gaz naturel étaient en 2014 des offres à prix variables, également dites indexées. Les offres à prix fixe représentaient donc l'autre moitié en 2014 alors que le pourcentage de telles offres à prix fixes était de 30% en 2013 et de 10 % en 2012. Pour l'analyse des formules de prix, on se limite néanmoins dans le cas présent aux prix variables. Parmi ceux-ci, seule la formule tarifaire la plus vendue est prise en compte, la plupart des fournisseurs proposant plusieurs formules⁹.

Pour l'analyse des marges¹⁰, on prend en considération la totalité des produits.

Les offres de prix sont composées d'une redevance fixe en EUR/an et d'un terme proportionnel en cEUR/kWh. Dans ce rapport, on se limite au **terme proportionnel** car il s'avère que la redevance fixe correspond globalement à la partie liée au transport¹¹. Les fournisseurs facturaient en 2014 conjointement le transport et l'énergie à la clientèle résidentielle. Au plus tard au 1^{er} janvier 2016, les fournisseurs devront facturer de manière séparée les composantes énergie et transport¹².

En 2014, tous les fournisseurs sur le marché résidentiel ont utilisé une indexation uniquement gazière pour leurs tarifs variables anticipant ainsi l'obligation légale édictée par 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. Celle-ci requiert d'utiliser une indexation gazière de minimum 35 % en 2013, minimum 50 % en 2014 et 100 % en 2015.

⁹ Seuls trois fournisseurs (Antargaz, Lampiris et Eneco) parmi ceux analysés proposaient une formule unique de vente en 2014. Le fournisseur ENI commercialise uniquement des formules à prix fixes en 2014, pour ce dernier on se base dès lors sur la formule à prix variable d'application en 2013 pour la comparaison à la page suivante.

¹⁰ Les marges seront en général plus élevées sur les produits fixes car le consommateur paye de facto une sorte de prime d'assurance inhérente aux offres fixes en se couvrant contre d'éventuelles fluctuations de prix.

¹¹ Le tarif de transport de Fluxys exprimé au départ en EUR/m³/h/an est estimé à environ 1,58 EUR/MWh en 2014. Pour un client chauffage de 23.260 kWh/an, cela revient à environ 36,75 EUR/an HTVA. Ceci correspond à peu de choses près à la moyenne des redevances fixes annuelles chez les fournisseurs.

¹² A partir de juillet 2015 au plus tard, les fournisseurs mentionnent sur leur fiche tarifaire le prix du transport. A partir de janvier 2016 au plus tard, les factures doivent afficher de manière séparée le prix de l'énergie et le prix du transport.

Les formules de prix variables de gaz naturel les plus utilisées¹³ étaient les suivantes :

| | | Fixe (€/an) | Proportionnel | |
|-------------------|----------------|-------------|-----------------|----------------------|
| | | | Formule Q4/2014 | Moyenne 2014 (€/MWh) |
| Antargaz | Variable | 29,75 | TTF103 + 4,85 | 28,2 |
| Electrabel | Easy | 35,00 | TTF103 + 9,56 | 32,9 |
| Eneco | Variable | 24,79 | TTF103 + 8,00 | 31,4 |
| ENI | Flex* | 0,00 | TTF103 + 6,92 | 30,3 |
| Essent | Variable | 33,06 | TTF103 + 9,34 | 32,7 |
| Lampiris | Variable | 28,93 | TTF103 + 7,90 | 31,3 |
| Luminus | Actif+* | 41,32 | HUB303 + 10,52 | 34,5 |
| Mega | Variable | 28,93 | TTF103 + 5,00 | 28,4 |
| Octa+ | Energybox var. | 24,79 | TTF103 + 4,60 | 28,0 |

Cotations gazières

TTF103 : moyenne arithmétique exprimée en EUR/MWh pour les contrats futurs de gaz naturel aux Pays-Bas *quarter ahead end of day* (jours ouvrables) sur www.iceindex.com pour le mois qui précède le trimestre civil de fourniture.

HUB303 : moyenne arithmétique exprimée en EUR/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 EUR/MWh sur base de la moyenne mensuelle des cours de change EUR/£ du mois antérieur publié par la BCE pour un coefficient de conversion 1 therm (15° C) = 0,0293071 MWh (25° C).

Jusqu'en 2012, les formules de Electrabel Customer Solutions, EDF-Luminus et ENI étaient encore indexées sur base de paramètres issus du marché captif et étaient principalement basées sur des cotations de produits pétroliers. En outre, aucun paramètre n'était identique, ce qui ne facilitait pas la comparaison tarifaire.

Les formules indexées sur les cotations gazières généralisées en 2014 se basent quasiment toutes sur la même cotation (TTF103), permettant une comparaison aisée entre fournisseurs.

¹³ Les produits Flex (ENI) et Actif + (Luminus) n'étaient plus commercialisés en 2014, ces fournisseurs mettant en avant leurs produits fixes. Certaines formules pouvaient être légèrement différentes lors des trimestres précédents. Ces différences éventuelles ont trait au *mark-up* (P₀) qui pouvaient varier d'un trimestre à l'autre.

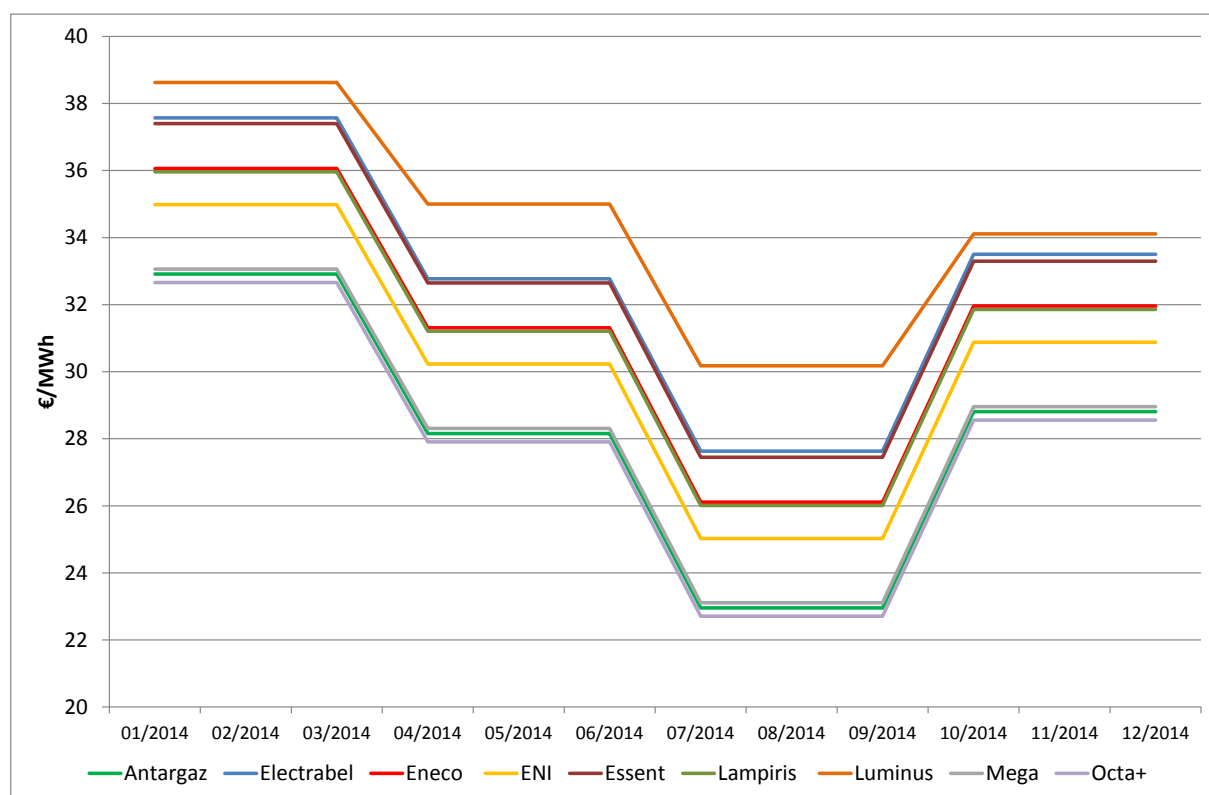
Le graphique 11 présente l'évolution mensuelle des tarifs en EUR/MWh pour un client T2 avec un prix variable. Ils tiennent compte des changements éventuels de paramètres et de formules propres à chaque fournisseur.

Le prix moyen des formules variables en 2014 se situe entre 28 et 34,5 EUR/MWh en 2014 (contre 32 à 37 EUR/MWh en 2013).

Le prix de vente résidentiel moyen pondéré pour les formules variables était de 32,8 EUR/MWh. Ces formules variables représente cependant plus qu'un contrat sur deux en moyenne, l'autre moitié des contrats étant à prix fixes.

Sur l'ensemble de l'année 2014, l'écart entre le fournisseur le moins chers (Octa+) et le fournisseur le plus cher (Luminus) pour les formules variables a atteint 6,5 EUR/MWh contre 4 EUR/MWh en 2013. Sur base annuelle, l'écart est donc de 151 EUR/an HTVA pour un client chauffage en 2014.

Graphique 11: Evolution des prix variables (formules les plus vendues) du gaz naturel des fournisseurs, composante énergie, sur le marché résidentiel (client chauffage T2 avec une consommation de 23.260 kWh/an, HTVA)



Pour l'ensemble des formules, le prix de vente **résidentiel** était de **34 EUR/MWh**. Ceci est dû au fait que les formules à prix fixes sont généralement plus chères car elles comprennent une sorte d'assurance contre la hausse du prix. Ce risque est alors déplacé du côté du vendeur au lieu d'être pris en charge par l'acheteur comme cela est le cas avec les prix variables. Le prix résidentiel est en baisse de 2,4 à 3,6 EUR/MWh par rapport à 2013 (suivant l'hypothèse retenue).

III.2.2 Composante transport (T2)

La composante transport est estimée par les gestionnaire du réseau de transport Fluxys Belgium à un montant de 1,58 EUR/MWh en 2014, ce qui correspond environ à la moyenne des redevances fixes des fournisseurs pour le tarif résidentiel comme mentionné plus haut. En 2014, tous les fournisseurs incluent la composante transport dans la composante énergie et le montant propre au transport n'apparaît donc pas sur les fiches tarifaires et les factures.

III.2.3 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 moyen¹⁴ pour un client résidentiel chauffage est de 14,3 EUR/MWh, avec des extrêmes de 7,6 EUR/MWh d'une part et de 21,4 EUR/MWh d'autre part.

III.2.4 Composante surcharges (T2)

Les surcharges au niveau fédéral en 2014 étaient composées de la cotisation énergie (0,9889 EUR/MWh) et de la cotisation fédérale (0,6793 EUR/MWh¹⁵). La somme de ces surcharges au niveau national est donc de 1,67 EUR/MWh en 2014.

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

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

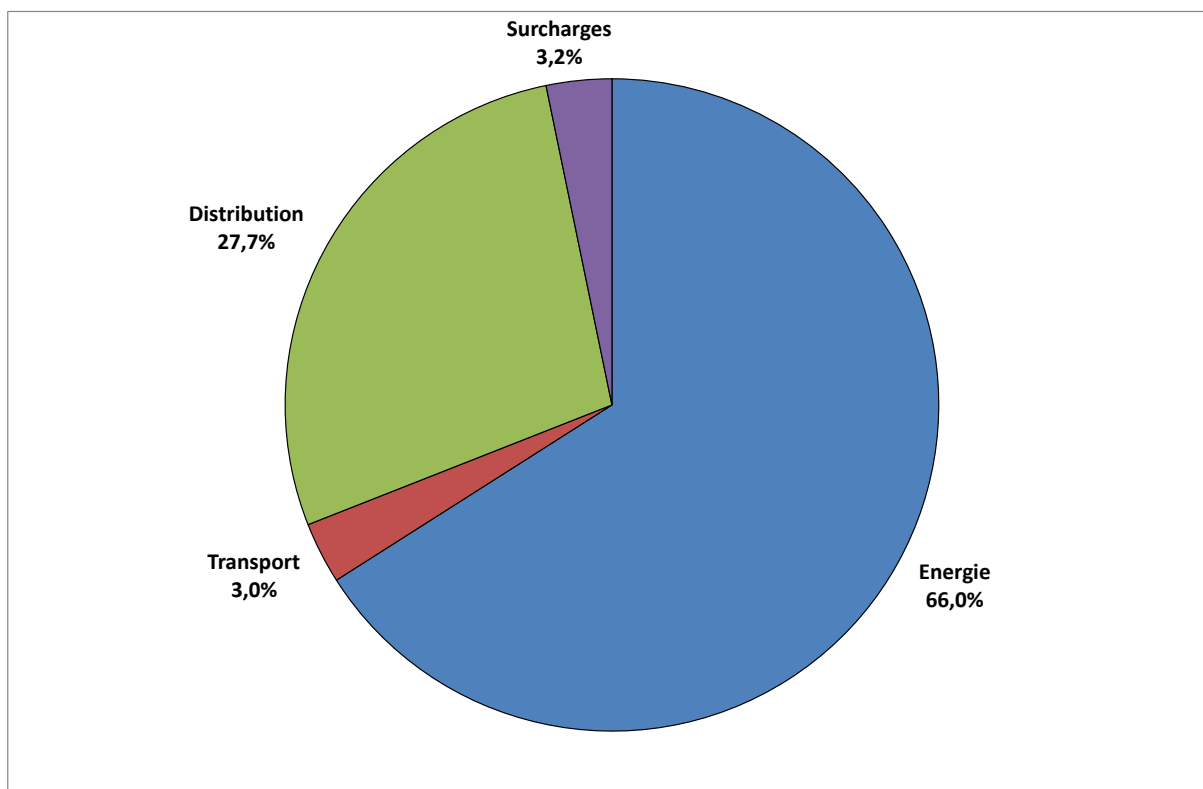
¹⁴ Tarif proportionnalisé pour une consommation standard chauffage de 23.260 kWh

¹⁵ Montant facturé par le fournisseur tenant compte de la couverture frais administratifs et d'application pour la période septembre-décembre 2014. Ce montant était de 0,4030 EUR/MWh pour la période janvier-août 2014.

III.2.5 Décomposition du prix (T2)

La composante énergie (66 % 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 12: Décomposition du prix du gaz naturel pour un client T2 en 2014 (prix HTVA)



III.3 Vente aux entreprises, entre 1 et 10 GWh (T4 et T5)

Les principales entreprises présentes sur ce segment sont les mêmes que celles que l'on retrouve sur le marché résidentiel, à savoir Electrabel Customer Solutions, Lampiris, Luminus, ENI, Essent. On y retrouve également Gas Natural Fenosa uniquement actif sur le marché des entreprises. Le graphique ci-après montre l'importance des fournitures en volume sur ce segment de marché. Ce segment regroupe essentiellement les entreprises de type T4 et T5 connectées au réseau de distribution, seules quelques entreprises consommant moins de 10 GWh/an sont raccordées au réseau de transport. Précisons que seulement une dizaine de pourcent des consommations industrielles proviennent de ce sous-segment qui représente 8 TWh en 2014. Le solde de 67 TWh provient des gros consommateurs industriels.

Le marché des clients des entreprises dont la consommation est située en 1 et 10 GWh/an se divise en deux sous-segments¹⁶ :

- clients distribution (T4) représentant 4.191 clients et 7,3 TWh ;
- clients distribution (T5) représentant seulement 568 clients et 0,9 TWh¹⁷.

Le volume moyenne est donc d'environ 1,6 GWh/client aussi bien pour un T4 qu'un T5.

La seule différence notable 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 en effet, les compteurs télémésurés équipent les grands clients industriels consommant plus de 10 GWh/an. Les clients résidentiels et PME sont généralement à relevé annuel (YMR), certaines PME étant cependant à relevé mensuel (MMR).

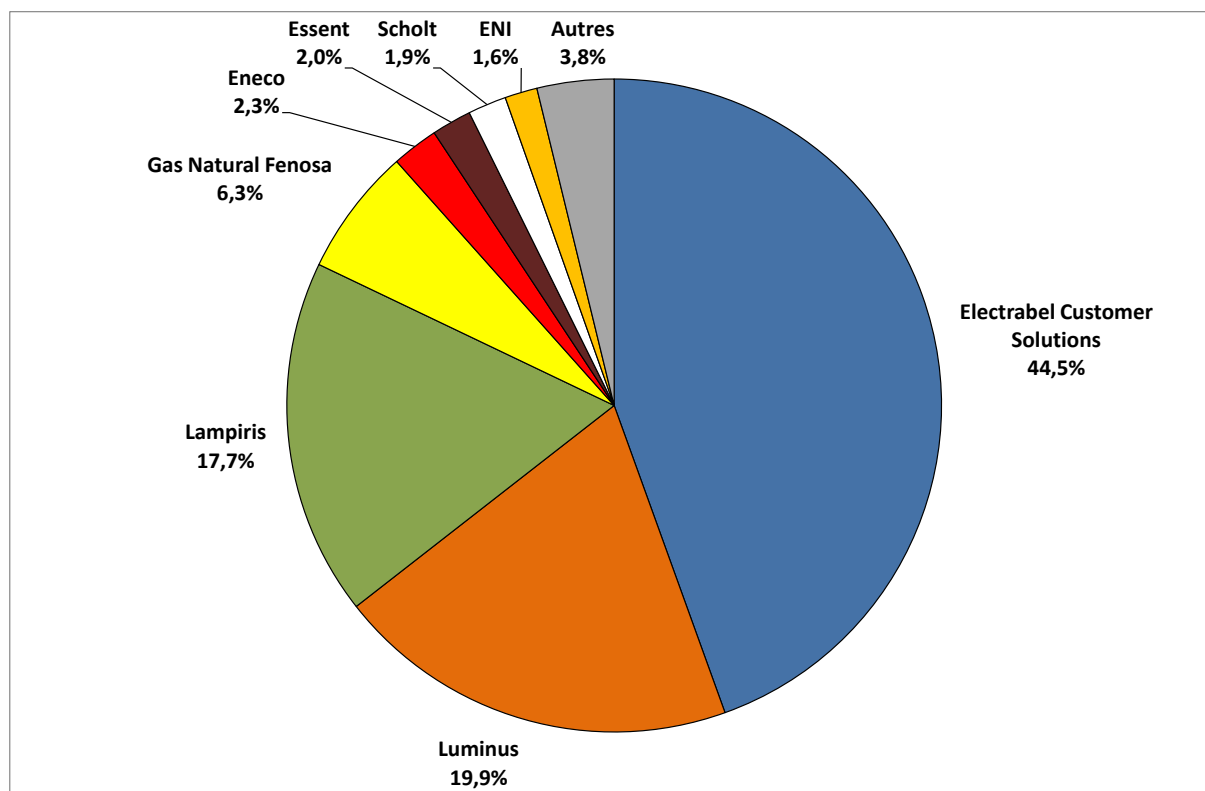
Les tarifs de distribution sont également établis différemment pour ces deux catégories T4 et T5¹⁸ mais les prix moyens sont par contre relativement similaires.

¹⁶ Pour être complet, signalons également que 35 entreprises consommant moins de 10 GWh/an sont raccordées au réseau de transport. Le volume cumulé pour ces 35 entreprises est de 0,13 TWh (ou 130 GWh) avec une moyenne de 3,7 GWh/an.

¹⁷ Les volumes relatifs aux cogénérations ont été incluses dans cette étude alors qu'elles sont reprises dans la catégorie centrales électriques dans d'autres publications.

¹⁸ Termes fixe et variable pour le client T4, termes capacitaire et variable pour le client T5

Graphique 13 : Parts de marché en 2014 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients finals avec un volume de consommation annuel compris entre 1 et 10 GWh/an (8 TWh)



Le volume moyen annuel par client dans ce segment est situé autour de 2 GWh.

III.3.1 Composante énergie (T4-T5)

Les opérateurs historiques (ECS et Luminus) sur ce segment détiennent en 2014 près de deux tiers de parts de marché en volume. Lampiris fait ici presque jeu égal avec Luminus. Gas Natural Fenosa double sa part de marché sur ce segment et se trouve en quatrième position. Ce sont principalement ENI et Essent qui perdent du terrain sur ce segment.

Contrairement aux prix de vente sur le marché résidentiel, les prix sur ce marché des petits industriels sont généralement des prix négociés entre acheteur et fournisseur. Il existe également plus de variantes dans les offres pour cette clientèle.

Les formules à prix variable représentent environ 60 % de ces contrats. Dans les formules utilisées, on trouve les cotations gazières présentes dans le marché résidentiel mais aussi un reliquat de contrats avec des cotations pétrolières qui ne sont plus d'application sur le marché résidentiel.

Types d'offre

Les offres se répartissent comme suit sur ce segment T4-T5

- prix fixe 40 % (44 % en 2013) ;
- prix variable indexé sur les cotations gazières 53 % (36 % en 2013) ;
- prix variable indexé sur les cotations pétrolières 7 % (20 % en 2013).

Concernant les indexations gazières, qui sont en général *spot day-ahead* ou *forward month-ahead*, on trouve les cotations suivantes :

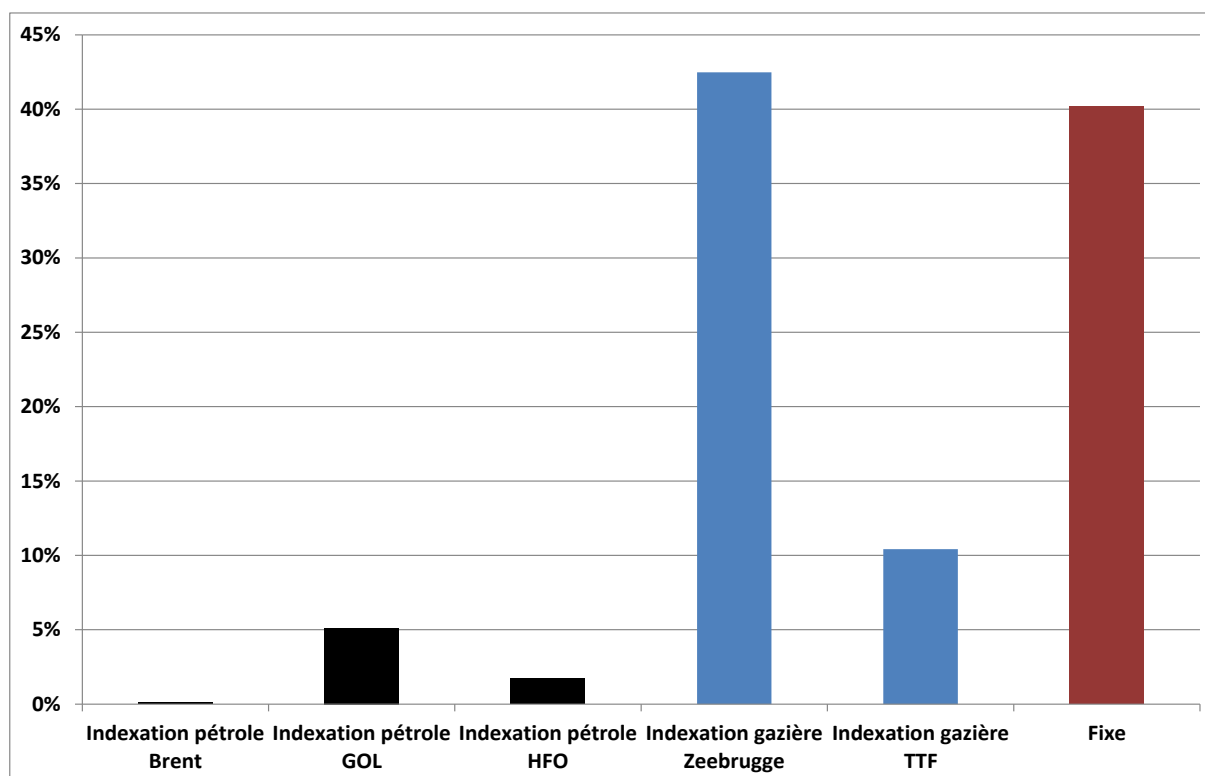
- Zeebrugge : cotations gazières relatives au hub de Zeebrugge ;
- TTF : cotation gazière du marché néerlandais.

Concernant les cotations pétrolières, qui sont en général lissées sur une période de 3 à 9 mois (cotations 303, 603 ou 903 généralement), on trouve les cotations suivantes :

- GOL (Gasoil) : cotation pétrolière du gasoil ;
- HFO (Heavy fuel oil) : cotation pétrolière du fuel extra lourd ;
- Brent : cotation pétrolière du baril de Brent.

Le graphique suivant illustre ce type d'offres par catégorie et par cotations.

Graphique 14: Type d'offre pour la clientèle finale gaz naturel (volume de 1 à 10 GWh/an)



Par ailleurs, dans 9 % des cas, la formule de vente est une formule hybride (mixte fixe / indexée ou mixte indexation pétrole / indexation gaz).

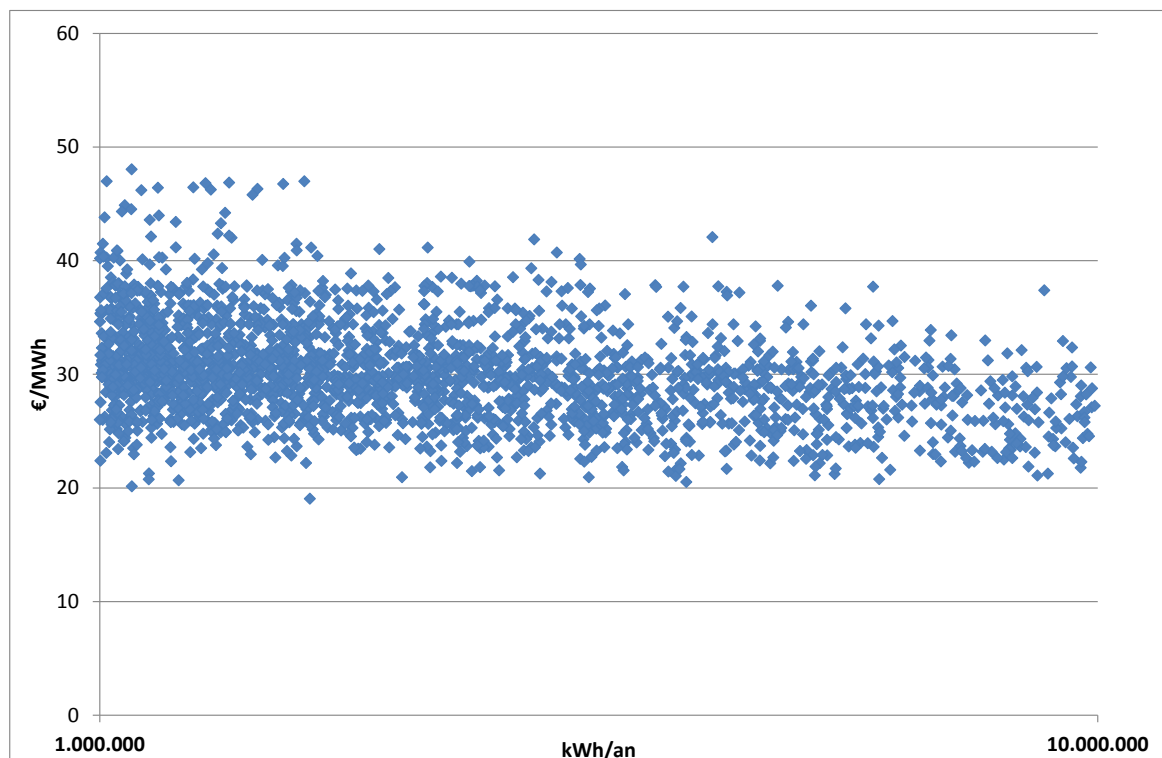
Niveau de prix

Les tarifs moyens de ces clients exprimés en EUR/MWh pour la partie énergie¹⁹ se situent à **29,8 EUR/MWh** en 2014 (en baisse de 2,6 EUR/MWh par rapport à 2013).

Il existe cependant des écarts importants entre les prix les plus bas (19 EUR/MWh) et les prix les plus élevés (48 EUR/MWh). Ces différences s'expliquent notamment par le moment de la conclusion du contrat, surtout pour les contrats à prix fixe. Le prix moyen pondéré de 29,8 EUR/MWh représente un prix inférieur de 4,2 EUR/MWh par rapport au prix moyen résidentiel pondéré.

Le graphique suivant illustre la dispersion des prix suivant la consommation pour les clients consommant entre 1 et 10 GWh. On relève des différences de prix notables entre les fournisseurs. Les fournisseurs plus petits pratiquent en moyenne des tarifs inférieurs à ceux des grands fournisseurs sur ce segment.

Graphique 15: Dispersion des prix énergie (en EUR/MWh) et des volumes (en kWh) des clients finals gaz naturel consommant entre 1 et 10 GWh/an en 2014



¹⁹ Il s'agit du prix variable hors redevance fixe. La redevance fixe correspond généralement aux frais de transport.

Pénalités

Il existe dans la plupart des contrats des pénalités en cas de dépassement de la quantité maximum contractuelle ou inversement si le client n'atteint pas les quantités minimales de livraisons. Ces pénalités varient suivant le volume prélevé au-delà des limites prévues et suivant la période.

Switch

Certains fournisseurs permettent le passage gratuit ou payant d'une formule (fixe ou variable) à une autre formule variable ou fixe en cours de contrat.

De manière générale, ce marché T4-T5 reprend des caractéristiques du marché résidentiel / PME d'une part (fournisseurs sensiblement identiques, facturation généralement conjointe énergie et transport) et du marché des grands industriels d'autre part (contrats négociables, pénalités et switch). Le prix de vente moyen se situe également entre les prix résidentiels et les prix des grands industriels.

III.3.2 Composante transport (T4-T5)

Dans 70 % des cas, le prix du transport a été facturé conjointement avec le prix de l'énergie pour les clients T4 en 2014. Le prix moyen pour la composante transport de cette clientèle est de 1,5 EUR/MWh, du même ordre que celui estimé pour la clientèle résidentielle.

Pour le futur, une évolution similaire à celle applicable pour les clients résidentiels et PME est pressentie, à savoir une facturation distincte de l'énergie et du transport. Ceci dit, il n'y a pas d'obligation légale stricte comme cela est le cas pour la clientèle de moins de 100 MWh/an.

III.3.3 Composante distribution (T4-T5)

Le tarif de distribution pour une consommation standard de 2.000.000 kWh est en moyenne de 1,9 EUR/MWh pour cette catégorie de clientèle avec des extrêmes de 0,8 EUR/MWh d'une part et de 4,7 EUR/MWh d'autre part.

III.3.4 Composante surcharges (T4-T5)

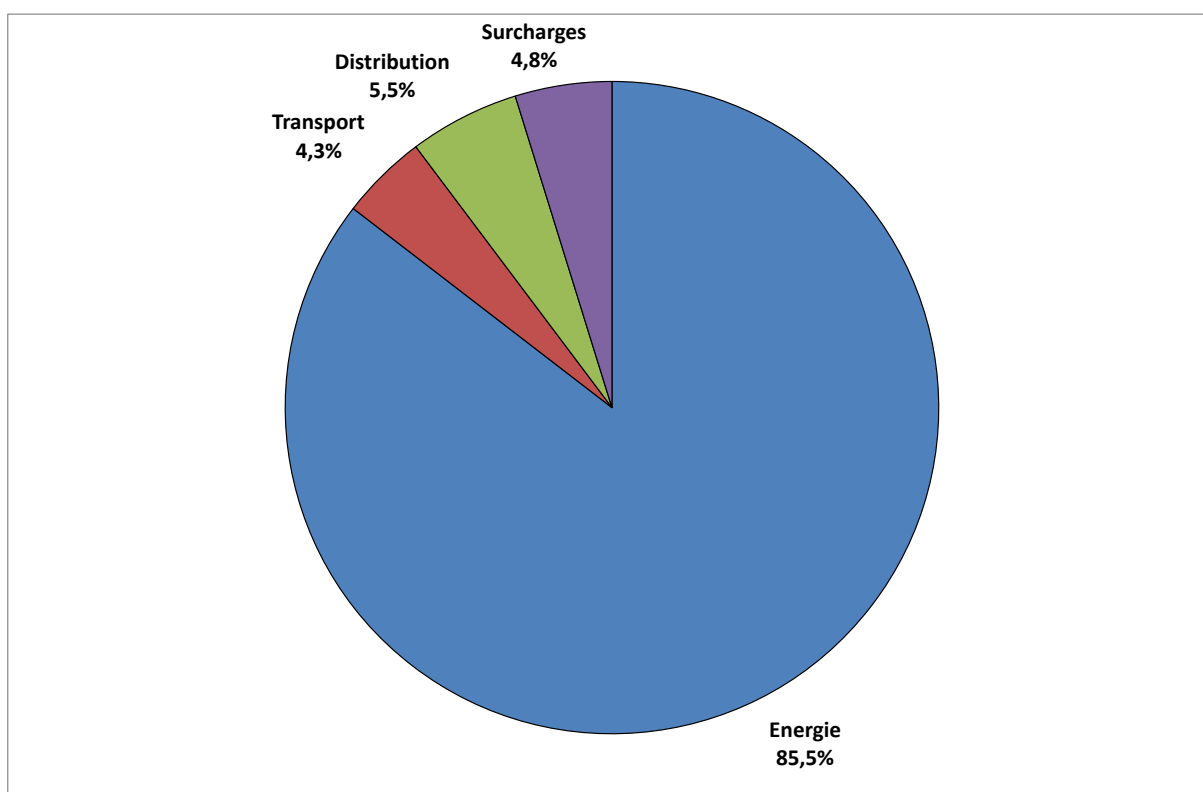
Les surcharges au niveau fédéral en 2014 sont, sauf rares exceptions²⁰, identiques à celles facturées aux clients résidentiels et PME, à savoir la cotisation énergie (0,9889 EUR/MWh) et de la cotisation fédérale²¹ (0,6793 EUR/MWh). La somme de ces surcharges au niveau national est donc de 1,67 EUR/MWh en 2014.

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

III.3.5 Décomposition du prix (T4)

La composante énergie (85 % du total hors TVA) est de loin la plus importante dans le prix total. Le graphique ci-après présente la décomposition du prix HTVA pour un client professionnel de 2.000.000 kWh.

Graphique 16: Décomposition du prix du gaz naturel pour un client T4 en 2014 (prix HTVA)



²⁰ Les institutions internationales, comme la Commission européenne, sont quant à elles dispensées de toute surcharge.

²¹ Montant facturé par le fournisseur tenant compte de la couverture frais administratifs et d'application pour la période septembre-décembre 2014. Ce montant était de 0,4030 EUR/MWh pour la période janvier-août 2014.

III.4 Vente aux entreprises, > 10 GWh (T6 et clients directs)

Seul un quart des clients consommant plus de 10 GWh/an est connecté au réseau de transport de Fluxys (clients directs) tandis que trois quarts sont connectés au réseau de distribution (catégorie T6). Les clients directs transport représentent néanmoins 75 % de la consommation en volume des industries consommant plus de 10 GWh/an.

Pour ce point relatif aux clients de plus de 10 GWh/an, les parts de marché sont abordées tant en terme de volume qu'en terme de clients. Contrairement aux autres catégories, ceci peut donner des résultats forts différents dans ce segment²².

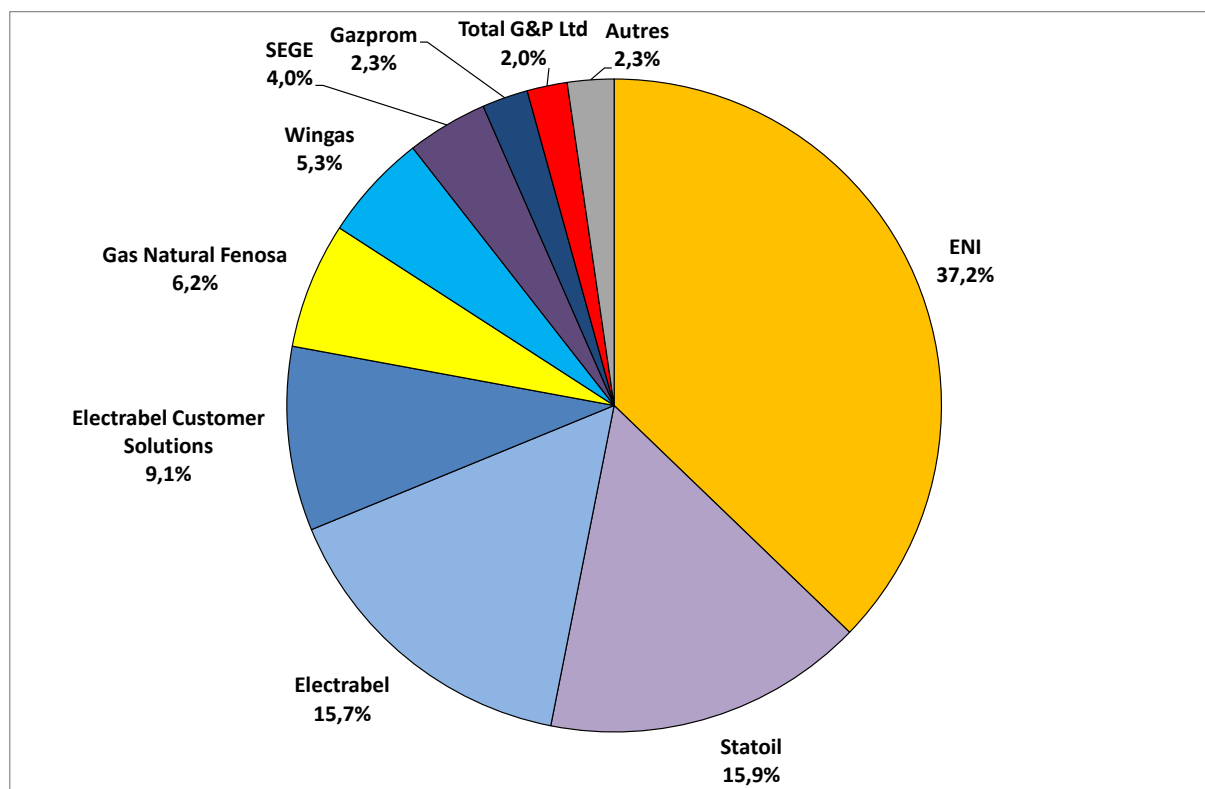
III.4.1 Parts de marché des clients > 10 GWh/an (T6 et clients directs) en volume

Les principaux acteurs sur ce marché²³ sont ENI, GDF Suez (EBL et ECS) et Statoil. Viennent ensuite Gas Natural Fenosa, Wingas et SEGE. Gazprom apparaît pour la première fois dans ce classement avec un peu plus de 2 % du marché. Ce segment industriel représente environ 67 TWh, ce qui représente plus que le marché des clients résidentiels/PME (< 1 GWh/an, 49 TWh) et des entreprises (> 1 GWh/an, 8 TWh) réunis.

²² Un fournisseur a ainsi plus de 15 % de parts de marché en volume et moins de 2 % en nombre de clients.

²³ Le transport et la fourniture ne recouvrent pas le même périmètre. Dans certains cas, la fourniture du gaz à un client industriel peut être effectuée par un shipper et être transportée par un autre shipper. Ceci explique les différences éventuelles de parts de marché avec d'autres publications CREG axées sur le transport.

Graphique 17: Parts de marché en 2014 sur base du volume fourni aux clients industriels gaz naturel avec un volume de consommation annuel supérieur à 10 GWh/an (67 TWh)



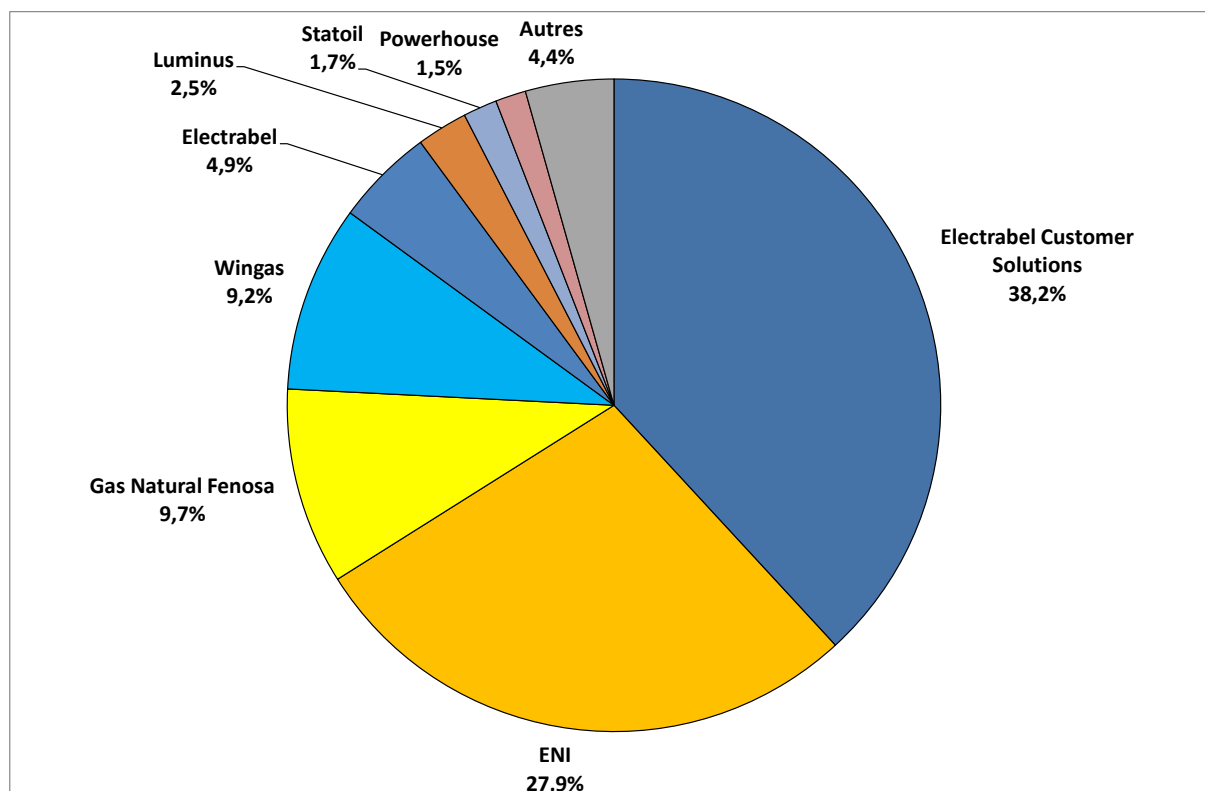
Par rapport à 2013, Statoil a doublé ses parts de marché et Gas Natural Fenosa consolide sa position dans le top 5. ENI passe de 44 % à 37 % de parts de marché et le groupe GDF Suez (EBL et ECS) perd 4 % de part de marché et atteint 25 % du marché dans ce segment.

III.4.2 Parts de marché globale des clients > 10 GWh/an (T6 et clients directs) en nombre de clients

En terme de points de livraison par contre, la situation est quelque peu différente. ENI demeure également prédominant mais Electrabel Customer Solutions (ECS) suit de près. Ceci s'explique par le fait que la clientèle de ECS se trouve essentiellement sur les réseaux de distribution. Or, la consommation moyenne de cette clientèle est environ 8 fois inférieure à celle des clients connectés au réseau de transport²⁴. Certains fournisseurs présents sur le graphique 17 ne se retrouvent pas sur le graphique 18 dû au fait qu'ils livrent de grandes quantités de gaz naturel mais à un nombre limité de clients.

²⁴ La consommation moyenne est d'environ 40 GWh/an pour un client T6 contre environ 350 GWh/an pour un client direct.

Graphique 18: Parts de marché en 2014 sur base du nombre de clients industriels gaz naturel ayant un volume de consommation annuel supérieur à 10 GWh/an (585 clients)



Les parts de marché en nombre de clients sur ce segment font apparaître la prédominance de GDF Suez (avec ses filiales Electrabel Suez et Electrabel Customer Solutions) à qui ENI cède sa première place. Gas Natural Fenosa et Wingas sont au coude à coude avec chacun près de 10% de la clientèle. Il est singulier de constater que Statoil ne possède sur ce segment que moins de 2 % des clients (contre plus de 15 % en volume).

III.4.3 Volume moyen T6 – client direct

Le marché des clients industriels > 10 GWh/an²⁵ se divise en deux sous-segments :

- clients distribution (T6) représentant 438 clients et 17 TWh ;
 - o moyenne d'environ 40 GWh/client T6 ;
- clients transport (directs) représentant seulement 147 clients et 50 TWh ;
 - o moyenne d'environ 350 GWh/client direct.

²⁵ Les volumes relatifs aux cogénérations ont été inclus dans cette étude alors qu'elles sont reprises dans la catégorie centrales électriques dans d'autres publications.

Les différences de profil entre T6 et clients directs sont bien présentes, à l'inverse des différences minimales entre les catégories T4 et T5. Les quatre annexes en fin de rapport présente les données de part de marché scindées T6 et clients directs, aussi bien en terme de nombre de clients qu'en volume.

III.4.4 Composante énergie (T6 et clients directs)

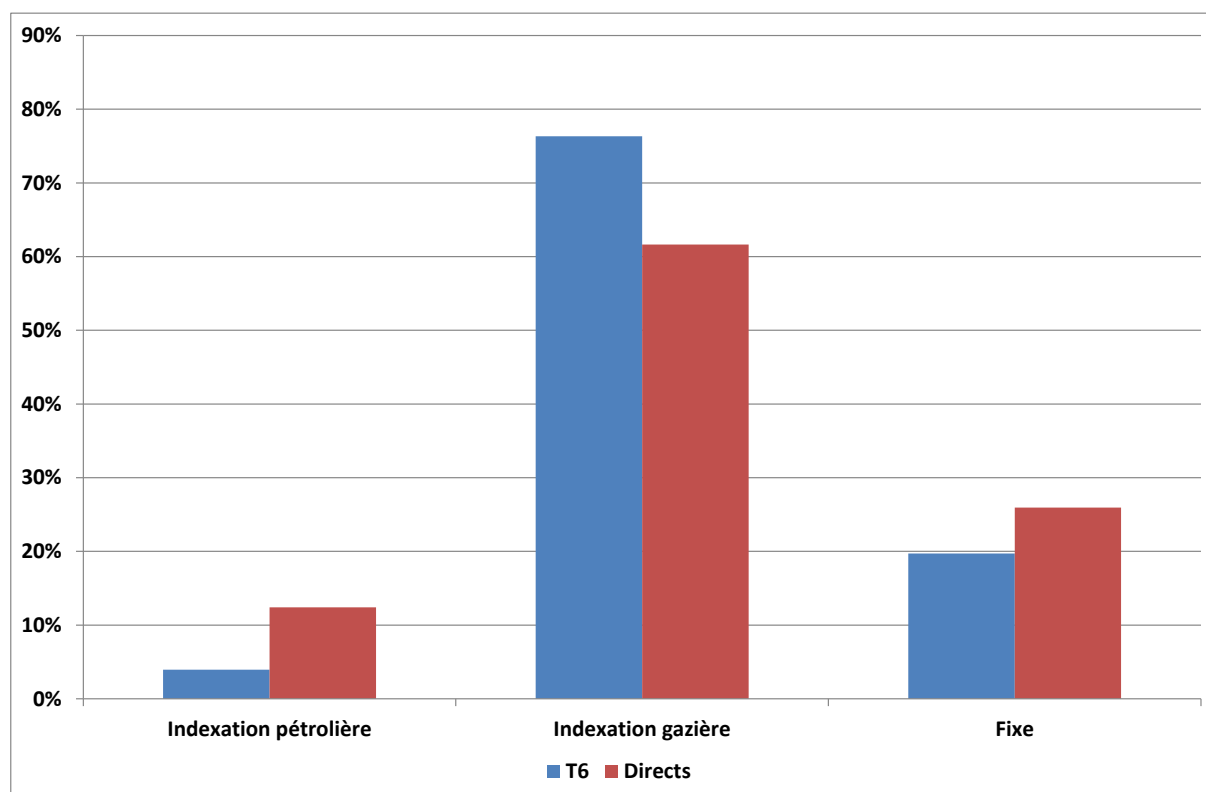
Les offres à prix variables indexées sur les cotations gazières constituent trois quarts des contrats pour les clients consommant plus de 10 GWh/an.

Type d'offres (indexée / fixe)

Les offres à prix fixe qui concernait près de la moitié des contrats en 2013 ne représentent plus en moyenne que 20 % 25 % des contrat en 2014. Les offres indexés sur les cotations gazières représentent de 60 à 75 % des contrats. Les offres indexées sur des cotations pétrolières représentent de 5 % à 12 % des contrats.

Le graphique suivant illustre ce type d'offres par catégorie.

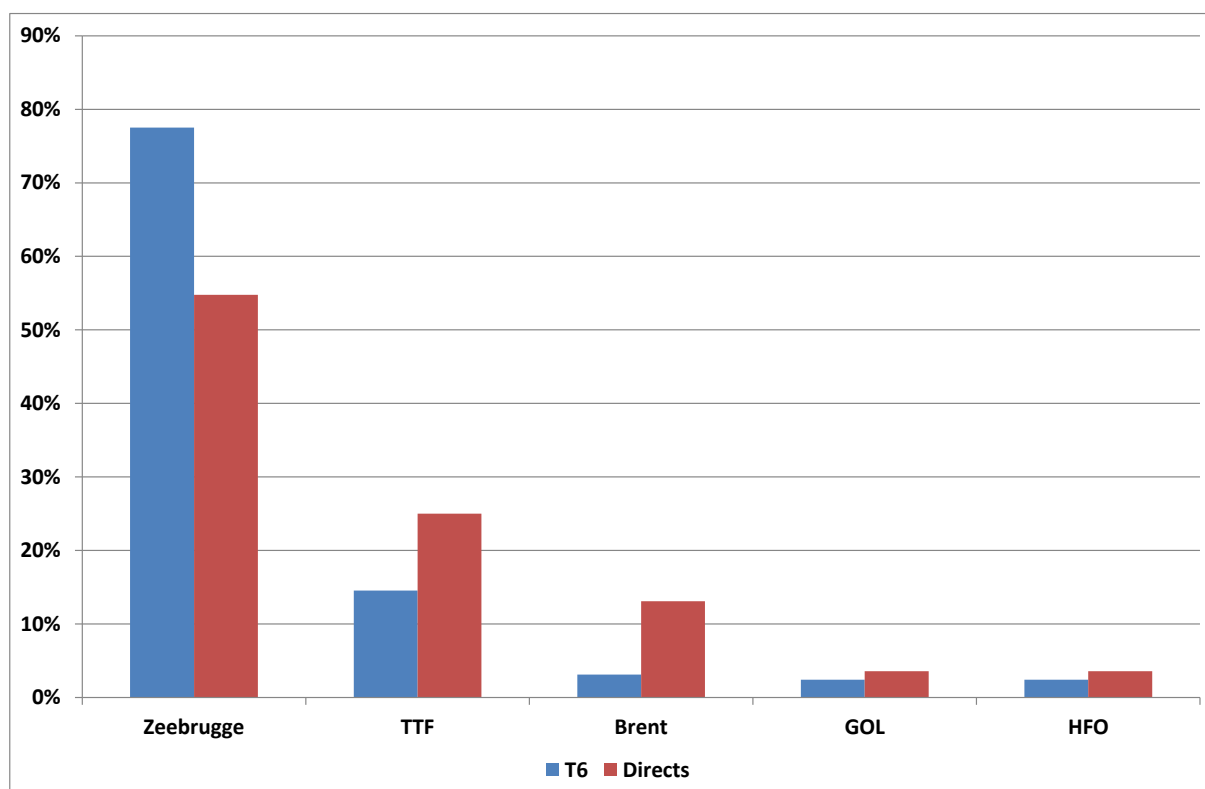
Graphique 19: Type d'offres par catégorie de clientèle industrielle gaz naturel, distribution (T6) ou transport (clients directs)



Par ailleurs, dans seulement 6 % des cas, la formule de vente est une formule hybride (mixte fixe / indexée ou mixte indexation pétrole / indexation gaz). Il y a une grande diversité de formules tarifaires, ce qui n'est pas le cas dans le segment des résidentiels ou PME où la plupart des offres sont établies de manière standard.

Les cotations pétrolières et gazières sont les mêmes que celles utilisées pour le segment de clientèle de 1 à 10 GWh/an.

Graphique 20: Cotations gazières et pétrolières utilisées dans les contrats industriels gaz naturel à offres indexées²⁶ pour les clients industriels de plus de 10 GWh



Les cotations relatives à Zeebrugge sont nettement plus utilisées sur le marché industriel que sur le marché résidentiel et PME où c'est principalement la cotation TTF publiée par ICE Endex qui est quasi systématiquement utilisée.

Niveau de prix

Les prix de vente et d'achat pour la *commodity* varient d'un fournisseur à l'autre, suivant notamment les types d'offre (indexé – fixe) et les cotations utilisées. Ceci dit, le niveau moyen de prix de vente peut être mis en relation avec le niveau moyen de prix d'achat qui pour la

²⁶ Ces contrats à prix indexés représentent +/- 80 % du total, le solde étant les contrats à prix fixes.

plupart des fournisseurs est sensiblement proche du prix moyen d'importation. Ceci donne un prix moyen de **23,0** EUR/MWh en 2014 pour les clients **directs**.

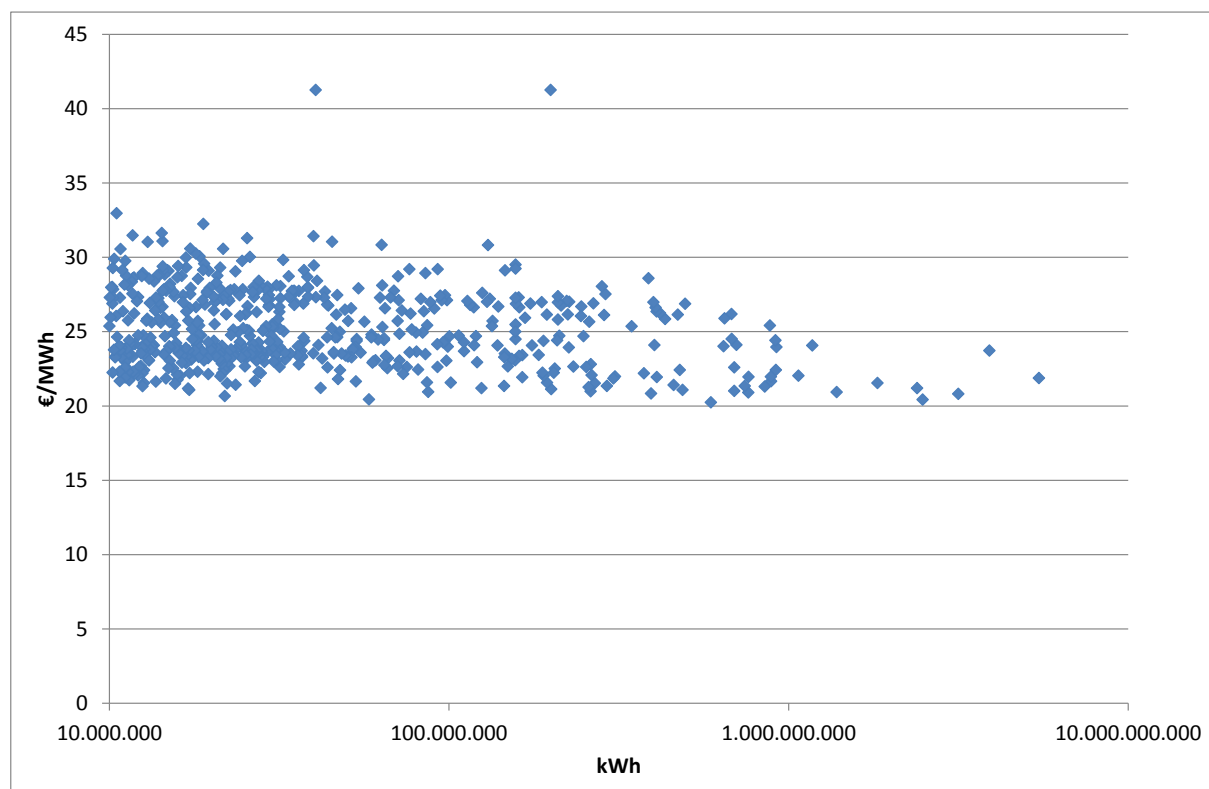
Les prix *commodity* des clients directs sont en moyenne plus de 2 EUR/MWh inférieur au prix *commodity* des clients T6. Ceci peut notamment s'expliquer par le fait que les clients directs ont une consommation en moyenne huit fois supérieure aux clients T6. Le prix moyen de vente en 2014 est de **25,4** EUR/MWh pour les clients **T6**.

Le prix moyen pondéré par les volumes pour les clients **T6** et les clients **directs** est de **23,7** EUR/MWh (soit une baisse de 4 EUR/MWh par rapport à 2013). Ceci représente un prix inférieur de 6,1 EUR/MWh par rapport au prix moyen des entreprises T4-T5 et un prix inférieur de 10,3 EUR/MWh par rapport au prix moyen résidentiel en 2014.

Il existe cependant des écarts importants entre les prix les plus bas (20 EUR/MWh) et les prix les plus élevés (41 EUR/MWh). Ces différences s'expliquent notamment par le moment de la conclusion du contrat, surtout pour les contrats à prix fixe.

Le graphique suivant illustre la dispersion des prix de la composante énergie (en EUR/MWh) pour les 585 clients consommant plus de 10 GWh/an.

Graphique 21: Dispersion des prix énergie (en EUR/MWh) et volumes (en kWh) des clients industriels gaz naturel consommant plus de 10 GWh/an en 2014



Les paramètres et cotations intervenant dans les prix variables sur le marché des grands clients industriels sont également ceux présents sur le marché des entreprises T4-T5. On constate néanmoins quelques différences.

Diversité tarifaire

Il y a une plus grande diversité de formules tarifaires que dans les précédents segments où la plupart des contrats sont établis de manière standardisée.

Saisonnalité

Certains contrats prévoient une facturation différente suivant la période (hiver / été) ;

Pénalités et switch

Tout comme cela est le cas pour les clients T4-T5, on observe également chez les clients T6 et les clients directs la présence de pénalités en cas de consommation supérieure ou inférieure aux seuils prédéfinis et la possibilité de switch de formules (fixe, variable, mixte).

Interruptibilité

Les contrats de 13 clients contiennent des clauses d'interruptibilité²⁷. Ceci signifie que l'alimentation en gaz naturel de l'entreprise peut être temporairement interrompue, en cas de froid extrême par exemple. En contrepartie, il existe des réductions tarifaires.

Ces 13 clients interruptibles se situent tous sur le réseau de distribution (T6).

Durée

La plupart des contrats ont certes une durée de 12, 24 ou 36 mois (tout comme chez les particuliers et chez les entreprises < 10 GWh/an). La durée moyenne des contrats est néanmoins généralement supérieure chez les grands clients industriels. Les contrats de 3 ans ou de 5 ans y sont plus fréquents et le contrat le plus long a même une durée de 20 ans (2010 - 2030).

²⁷ Pour la catégorie T4-T5, on ne dénombre que 3 clients interruptibles.

III.4.5 Composante transport (T6 et clients directs)

Le prix du transport est facturé séparément pour les clients directs et se monte en moyenne à 0,6 EUR/MWh. Il s'agit bien entendu d'une moyenne, un client ayant un profil de prélèvement relativement stable tout le long de l'année paiera certes moins qu'un client avec un profil de prélèvement variant fortement.

Par contre, la facturation du transport n'est pas toujours effectuée de manière distincte pour les clients T6. Il s'avère en effet que dans 6 % des cas, le transport était encore facturé de manière conjointe avec l'énergie en 2014. Ceci dit, on observe un progrès par rapport à 2013 où cette facturation conjointe concernait encore plus de 8 % des clients T6. Les demandes de la CREG au secteur en vue d'assurer une plus grande transparence sur les factures, notamment au niveau du tarif de transport, semble porter ses fruits.

Pour les clients T6 facturés séparément, le transport était en moyenne facturé à un niveau moyen de 0,7 EUR/MWh.

III.4.6 Composante distribution (T6)

La principale différence de traitement a bien entendu trait au fait que les clients distribution (T6) ont une composante supplémentaire à payer par rapport aux clients directs transport. Cette composante distribution varie bien entendu suivant la zone de distribution ainsi que le profil de prélèvement du client. En moyenne, elle s'élève à un montant de 0,7 EUR/MWh.

III.4.7 Composante surcharges (T6 et clients directs)

Les surcharges dues par les clients T6 sont en moyenne de 0,7 EUR/MWh alors qu'elles sont en moyenne de 0,5 EUR/MWh pour les clients directs.

Concernant la **cotisation énergie**, on relève trois tarifs distincts :

- exonération totale pour les entreprises de certains secteurs intensifs en énergie²⁸ ;
- tarif réduit (0,0942 EUR/MWh) pour les entreprises avec accord de branche²⁹ ;
- tarif plein (0,9889 EUR/MWh) pour les autres.

²⁸ En vertu de l'article 420 §5 de la loi-programme du 27 décembre 2004.

²⁹ Il a été mis fin à ce taux réduit au 1^{er} janvier 2015. Un nouveau montant de 0,54 EUR/MWh est néanmoins pressenti à partir du 1^{er} janvier 2016.

Concernant la **cotisation fédérale**³⁰, une dégressivité et un plafond ainsi qu'une exonération ont été institués en 2014³¹.

Lorsqu'un volume 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 EUR 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 cogénérations³², sont dispensés de la cotisation fédérale gaz naturel depuis 2014.

Enfin, il y a également la **redevance de raccordement en Wallonie** qui est de 0,03 EUR/MWh pour un volume supérieur à 10 GWh/an.

III.4.8 Décomposition du prix (T6 et clients directs)

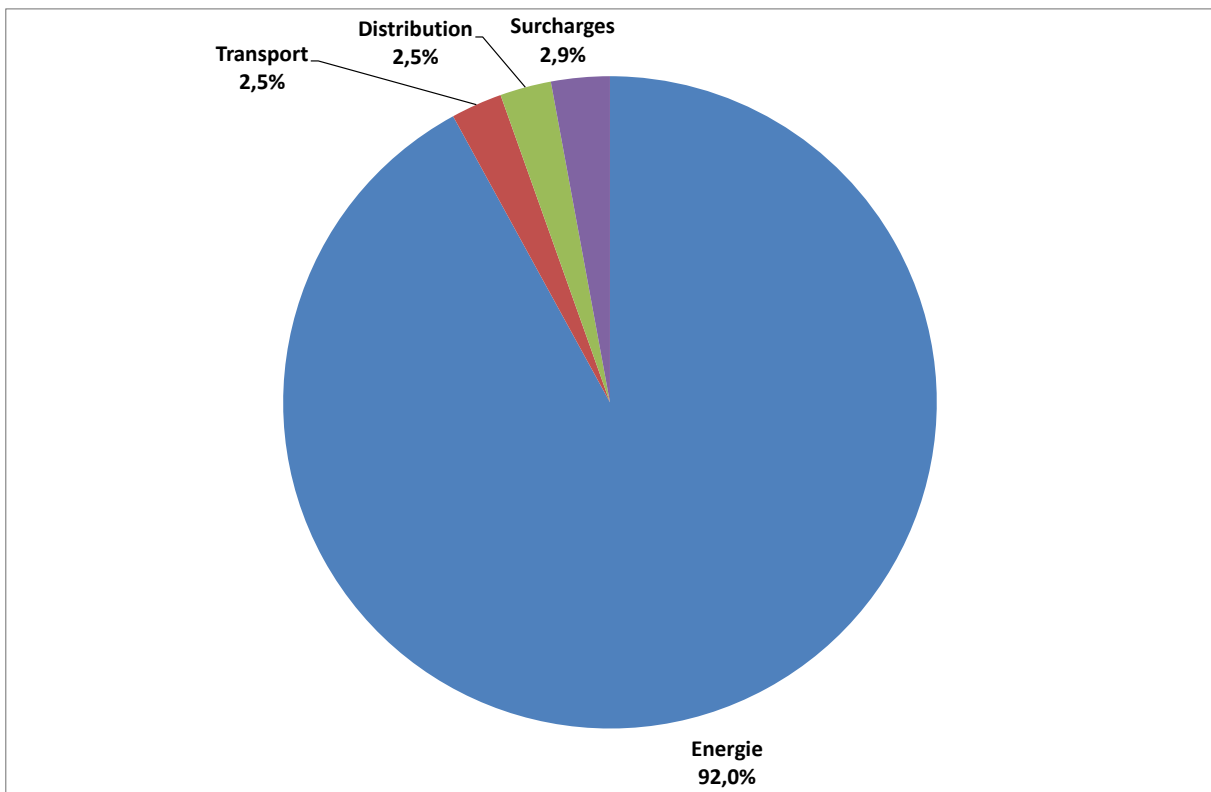
La composante énergie (92 % pour un client T6, 95 % pour un client direct) est de loin la plus importante dans le prix total. Le graphique ci-après présente la décomposition du prix HTVA pour un client T6 et un client direct avec un profil situé dans la moyenne.

³⁰ Les montants pour 2014 sont sur <http://www.creg.info/Tarifs/G/2014/CotFed/CotFedG2014FR.pdf>

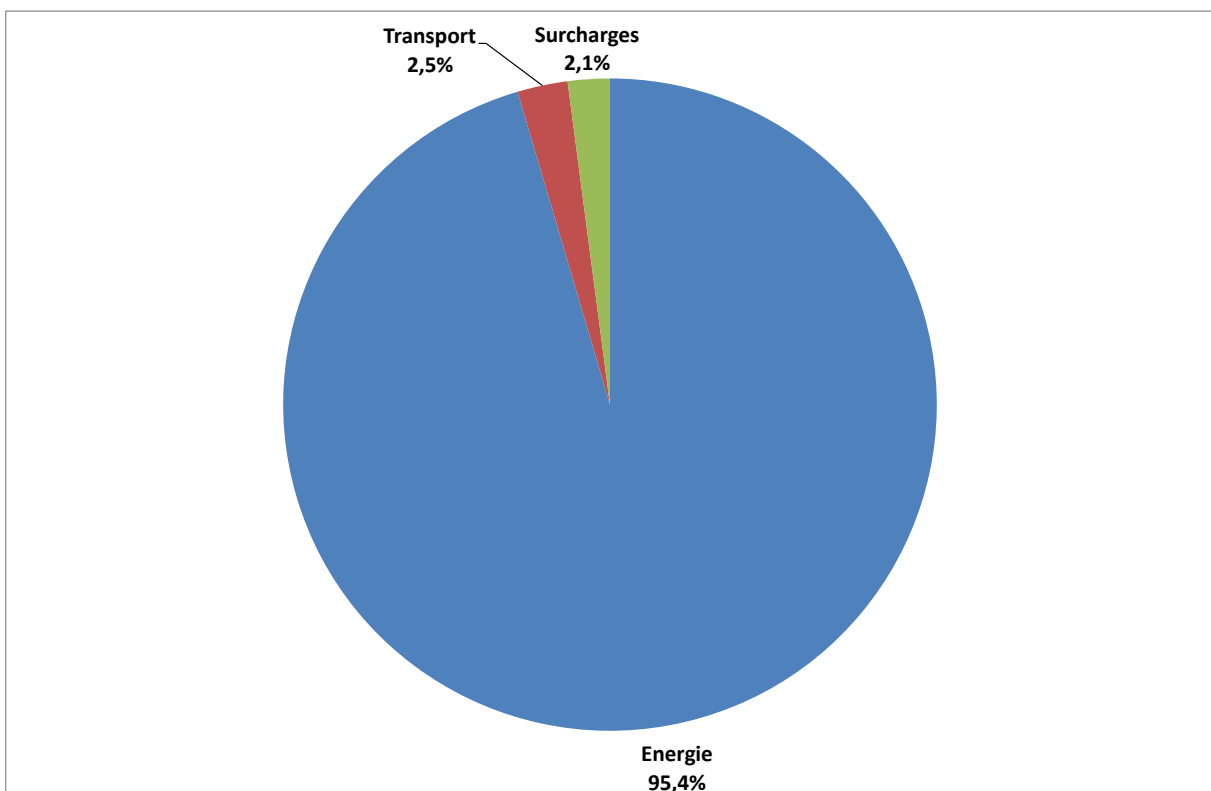
³¹ En vertu de l'arrêté royal du 2 avril 2014 établissant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché du gaz naturel.

³² Pour les volumes de gaz naturel destinés à une installation de production combinée d'électricité et de chaleur, l'exonération est accordée aux installations de cogénération de qualité / à haut rendement, en proportion des volumes de gaz naturel utilisés pour produire l'électricité injectée dans le réseau.

Graphique 22: Décomposition du prix du gaz naturel pour un client T6 en 2014 (prix HTVA)



Graphique 23: Décomposition du prix du gaz naturel pour un client direct en 2014 (prix HTVA)



III.5 Estimation des marges brutes de fourniture

III.5.1 Marge brute de vente sur le marché résidentiel

En ce qui concerne le marché *résidentiel* (49 TWh), les marges varient fortement d'un fournisseur à l'autre, allant de 1,5 EUR/MWh à 8,5 EUR/MWh. C'est dans ce segment que 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 moyenne pour le marché résidentiel est de **5,2 EUR/MWh** (34 - 28,8) contre 5,6 EUR/MWh en 2013 (36,4 - 30,8). Les marges chez les petits fournisseurs sont plus faibles en raison de prix de vente plus bas.

La partie relative au transport a été neutralisée. On constate que la redevance fixe facturée par les fournisseurs (généralement environ 35 EUR/an, soit environ 1,5 EUR/MWh) couvre la composante transport. Néanmoins, les *shippers* avec un large portefeuille de clientèle et des profils de prélèvement diversifiés (foisonnement) pourraient éventuellement générer une recette supplémentaire tout en respectant la facturation du coût du transport à la clientèle. Ces *shippers* achètent de la capacité en grande quantité sur base de différents profils de charge. La facturation des clients sur une base individuelle donne la possibilité au *shipper* de générer une marge supplémentaire certes malaisée à définir car les *shippers* sont également exposés à des coûts additionnels lors de l'achat de volumes excédant les seuils définis³³.

L'écart de prix entre les principaux fournisseurs sur le marché résidentiel (Electrabel, Luminus et ENI) et les autres fournisseurs a légèrement augmenté en 2014 par rapport à 2013, après avoir atteint un niveau record en 2012. L'écart de cette année-là était dû aux formules à indexation pétrolière pratiqués auparavant par ces fournisseurs. Cette indexation pétrolière ne se justifiait plus eu égard aux achats principalement basés sur les cotations gazières (via des achats sur les bourses et via des contrats à long terme renégociés). Il a été mis fin à ce système suranné via l'arrêté royal du 21 décembre 2012 fixant les critères d'indexation autorisés mais prévoyant néanmoins une mesure transitoire pour les indexations pétrolières³⁴. Ceci dit, tous les fournisseurs résidentiels ont utilisé une indexation totalement gazière sur toute l'année 2014.

³³ Ces coûts additionnels sont néanmoins estimés à un maximum de 1,25 EUR/MWh.

³⁴ Cet arrêté impose un pourcentage maximal d'indexation pétrolière de 50 % pour 2013, de 35 % pour 2014, et de 0 % à partir de l'année 2015.

III.5.2 Marge brute de vente sur le marché des entreprises entre 1 et 10 GWh/an (T4-T5)

Concernant le marché des entreprises, la grande différence de prix entre fournisseurs ainsi que l'absence d'uniformité dans la tarification du transport³⁵ (parfois incluse dans l'énergie, parfois facturée séparément) rendent le calcul d'une marge globale peu évidente.

Sur le marché des **entreprises T4-T5** (consommant entre 1 et 10 GWh/an), la marge brute *commodity* varie également suivant les fournisseurs.

Globalement, en tenant compte d'une pondération par les volumes, la marge moyenne pour le marché T4-T5 est de 4 EUR/MWh (29,8 – 25,8) contre 2,3 EUR/MWh (32,4 – 30,1) en 2013.

Le volume de ce segment est cependant assez limité puisque son total est de seulement 8 TWh contre 49 TWh pour le résidentiel et de 67 TWh pour les grands industriels.

III.5.3 Marge brute de vente sur le marché des entreprises de plus de 10 GWh/an (T6 - clients directs)

Sur le marché des **grands clients industriels T6 et clients directs Fluxys** (consommant plus de 10 GWh/an), la marge brute *commodity* varie également suivant les fournisseurs.

De manière générale, les marges *commodity* sont en moyenne **proche de 0 EUR/MWh**. Le prix de vente moyen est en effet de 23,7 EUR/MWh alors que le prix moyen d'importation à long terme est compris en moyenne entre 23 et 23,9 EUR/MWh (suivant la prise en compte ou non des contrats à indexation charbon³⁶). Les écarts moyens de prix entre fournisseurs sont nettement plus réduits que sur les autres segments.

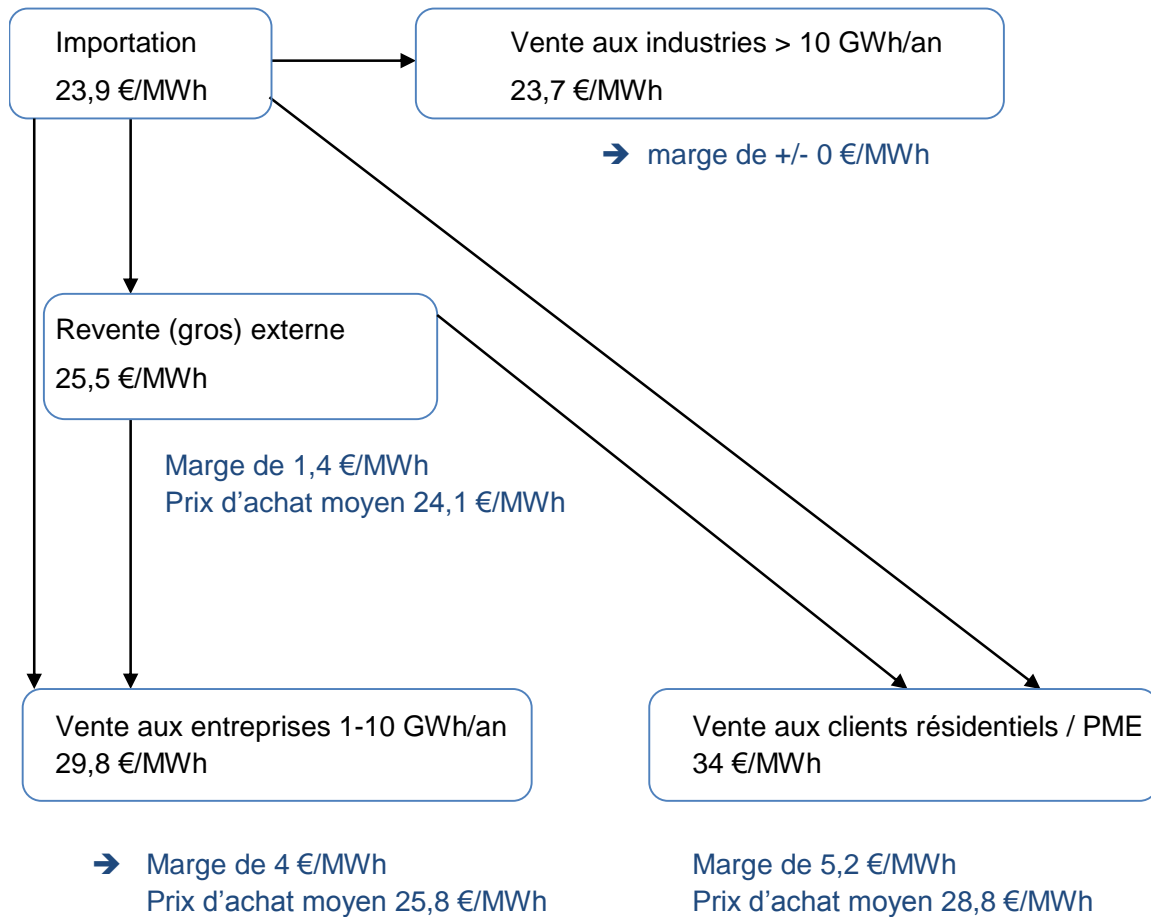
Les marges brutes moyennes de vente pour la *commodity* (coûts de flexibilité inclus) sont:

- de **5,2 EUR/MWh** pour la fourniture des clients résidentiels ;
- de **4 EUR/MWh** pour la fourniture des clients consommant entre 1 et 10 GWh/an ;
- de **0 EUR/MWh** pour la fourniture des grands clients (plus de 10 GWh/an).

³⁵ L'absence d'uniformité dans la tarification du transport est surtout présente dans la tranche de consommation T4-T5 (de 1 à 10 GWh/an) avec seulement 25 % de la clientèle globale recevant une facture séparée pour le transport. Cette absence d'uniformité se rencontre parfois au sein même du portefeuille clients de certains fournisseurs qui facturent le transport de manière séparée à certains clients et qui le facturent conjointement avec l'énergie à d'autres clients.

³⁶ Ces contrats ont été conclus en vue de l'approvisionnement des centrales électriques.

Graphique 24: Flow chart (aperçu) général des prix moyens et des marges brutes moyennes de revente (gros) et de fourniture pour l'ensemble du marché en 2014



Remarques

Le prix d'importation repris est le prix moyen hors contrats à indexation charbon (destinés à alimenter les centrales électriques).

Le prix de revente retenu représente le prix de revente à l'extérieur d'un groupe intégré. Le prix de revente intra-groupe était de 28,2 EUR/MWh, soit près de 3 EUR/MWh de plus.

Les prix d'achat moyen sont en général différents suivant le type de clientèle. Les prix d'achat en vue de la vente aux clients > 10 GWh sont les prix planchers (prix d'importation) car ce sont principalement les shippers eux-mêmes qui livrent le gaz naturel à cette clientèle.

Les prix d'achat en vue de la revente aux clients industriels de moindre taille et aux clients résidentiels sont plus élevés car il y a généralement un maillon supplémentaire (revendeur) dans la chaîne et/ou une marge supérieure. Dans certains cas, le prix d'achat est également

différent suivant qu'il s'agit du marché résidentiel ou professionnel. Un point d'attention concerne les prix d'achat moyen par segment. Ces prix sont les plus souvent différenciés suivant le type de clientèle.

Les prix d'achat en vue de la revente aux clients industriels < 10 GWh et aux clients résidentiels sont supérieurs car il y a généralement un maillon supplémentaire (revendeur) dans la chaîne et/ou une marge supérieure. Dans certains cas, le prix d'achat est différent suivant qu'il s'agit du marché résidentiel ou professionnel, ce qui explique la différence moyenne de 0,7 EUR/MWh pour ces prix d'achats moyens.

III.6 Analyse des factures des fournisseurs

La CREG a demandé aux fournisseurs de fournir un certain nombre de factures de clients industriels afin d'en mesurer le degré de transparence et la lisibilité, et de pouvoir également contrôler les niveaux de prix communiqués via les tableaux de reporting.

La CREG souhaitait en effet s'assurer du respect de la loi gaz et notamment de l'article 15/4bis³⁷. La CREG a dès lors analysé dans quelle mesure les mentions suivantes étaient reprises sur ces factures :

- prix unitaire énergie (EUR/MWh) ;
- prix unitaire transport (EUR/MWh et/ou EUR/m³/h/an) ;
- prix unitaire distribution (EUR/MWh et EUR/an) ;
- prix unitaire taxes (EUR/MWh) ;
- valeur des cotations et/ou des paramètres utilisés ;
- m³ (repris sur le compteur) ;
- taux de conversion kWh/m³ ;
- détail du calcul du tarif de transport (et du tarif de distribution) ;

³⁷ Cet article stipule ceci :

« Les fournisseurs veillent à fournir à leurs clients toutes les données pertinentes concernant leurs consommations.

Les fournisseurs veillent à garantir un niveau élevé de protection de leurs clients finals raccordés au réseau de transport de gaz naturel, notamment en ce qui concerne la transparence des termes et conditions des contrats, l'information générale et les mécanismes de règlement des litiges.

Les fournisseurs appliquent aux clients finals les tarifs approuvés en application des articles 15/5 à 15/5ter et 15/5quinquies et mentionnent de manière claire et détaillée le montant de chaque élément constitutif du prix ».

- évolution consommation ;
- partie soumise ou non à la TVA³⁸.

La CREG a demandé aux fournisseurs de reprendre au minimum les éléments ci-dessus, afin d'améliorer la transparence et de permettre aux clients de vérifier l'exactitude de leur facture. Ces demandes ont été adressées à chaque société individuellement.

IV. LIVRAISON AUX CENTRALES ELECTRIQUES

Sur base de la méthodologie choisie³⁹, la livraison de gaz naturel aux centrales électriques représentait environ 36 TWh en 2014. Cela représente 22,5 % du gaz naturel consommé en Belgique.

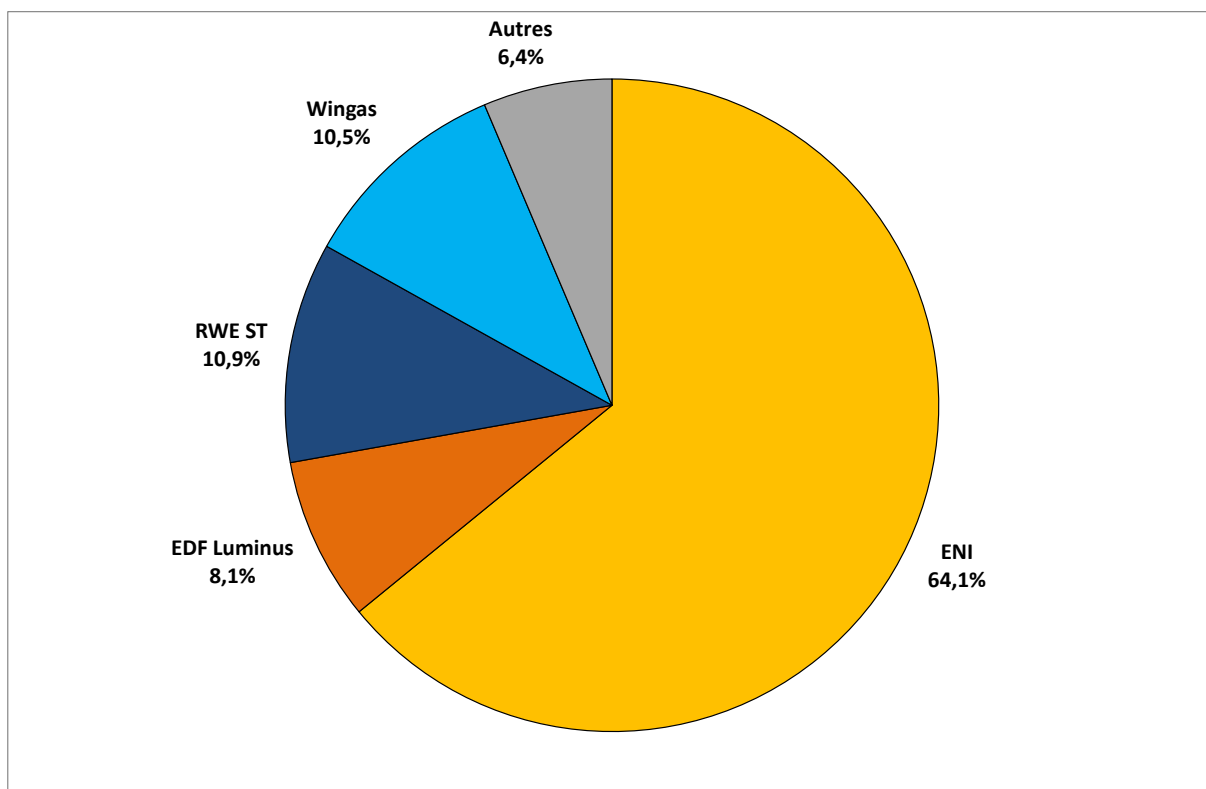
La majeure partie du volume utilisé par les centrales électriques provient de contrats à long terme. Une partie de ces contrats à long terme sont basés sur les prix du charbon qui sont, depuis plusieurs années, nettement inférieurs à ceux basés sur les prix du gaz ou des produits pétroliers.

Le solde du gaz naturel livré est généralement acheté sur le marché spot, dans la plupart des cas par une société du groupe dont dépend la centrale électrique.

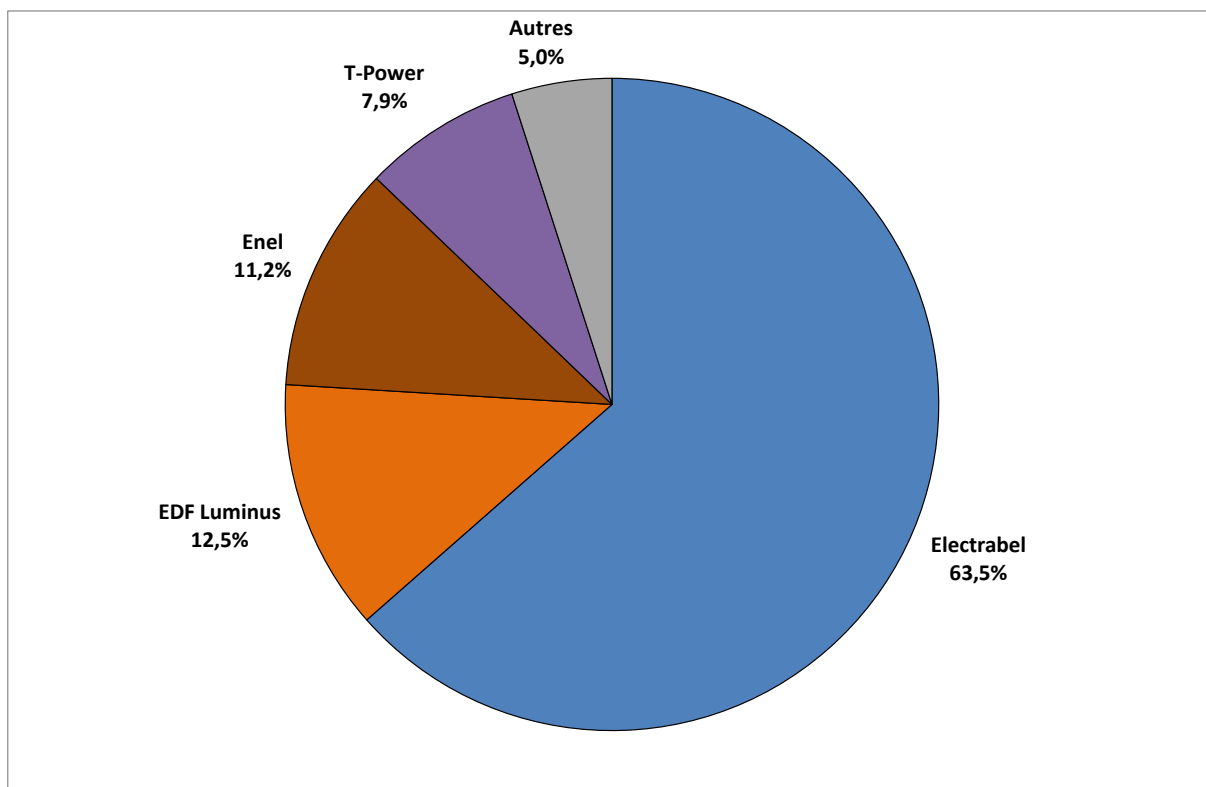
³⁸ La cotisation fédérale et la redevance de raccordement wallonne sont exonérées de TVA.

³⁹ Suivant une autre méthodologie, les cogénérations présentes chez des grands clients industriels sont catégorisées dans les centrales électriques, ce qui n'est pas le cas dans le cadre de ce rapport.

Graphique 25: Parts de marché en 2014 sur base du volume de gaz naturel livré aux centrales électriques (36 TWh) – point de vue *fournisseur*



Graphique 26: Parts de marché en 2014 sur base du volume de gaz naturel livré aux centrales électriques (36 TWh) – point de vue *consommateur (producteur d'électricité)*



Le principal consommateur de gaz naturel pour les centrales reste Electrabel avec près de deux tiers du volume consommé, suivi par Luminus avec de 12 %.

En **moyenne**, les prix du gaz naturel pour les centrales électriques était donc de **18,2 EUR/MWh** en 2014.

On observe que le prix du gaz naturel facturé aux centrales électriques est près de 5,5 EUR/MWh moins cher que le prix de vente moyen aux clients industriels. Cette différence de prix est due aux contrats indexés sur le charbon.

V. CONCLUSIONS

V.1 Au niveau des parts de marché

Le marché belge du gaz naturel est caractérisé, année après année, par une concurrence croissante. En effet, le nombre de sociétés titulaires d'une autorisation de fourniture fédérale et / ou régionale et ayant effectivement livré du gaz naturel augmente chaque année. Pour l'année 2014, on dénombre pas moins de 34 sociétés actives alors qu'en 2010 elles n'étaient encore qu'au nombre de 13.

Ce marché reste certes encore dominé par le duopole constitué de ENI et de GDF Suez / Electrabel qui conserve ensemble plus de 60 % de part de marché sur les segments de l'importation, de la revente et de la fourniture aux grands clients industriels (> 10 GWh/an). Il est également encore dominé par un autre duopole constitué de Electrabel Customer Solutions (groupe GDF Suez) et de Luminus sur le marché de la fourniture aux clients résidentiels et aux entreprises (< 10 GWh/an). Le marché s'ouvre néanmoins chaque année davantage à la concurrence et les parts de marché des fournisseurs historiques reculent progressivement.

Au niveau de l'**importation** (160 TWh) et de la **revente** (121 TWh), ENI et GDF Suez (filiales comprises) représentent 60% de l'importation et plus de 90 % de la revente. Le segment de la revente est essentiellement constitué par ENI SpA (Italie), qui vend à sa filiale ENI Gas & Power, et par GDF Suez (France), qui vend à sa filiale Electrabel.

Le segment de marché où la concurrence est la plus développée est le marché de la fourniture aux **clients industriels > 10 GWh/an** (67 TWh). Le premier acteur sur ce marché, ENI, a désormais une part de marché en volume de 37 % sur ce segment en 2014 alors qu'il avait encore plus de la moitié du marché en 2012. Le second est désormais Statoil avec plus de 15 % du marché suite au contrat conclu avec un très gros client industriel.

Sur le **marché résidentiel et PME < 1 GWh/an** (49 TWh), la part du marché du principal fournisseur Electrabel Customer Solutions représente 44 % des ventes en volume contre plus de la moitié en 2012. Luminus a un peu plus de 20 % de ce marché et ENI un peu plus de 10 %. Sur le marché résidentiel, on peut constater que les fournisseurs historiques ont rompu définitivement en 2014 avec les formules héritées du marché captif (basées principalement sur les prix pétroliers). Ils utilisent désormais des formules indexées sur des cotations gazières.

Sur le marché de la fourniture aux **entreprises entre 1 et 10 GWh/an** (9 TWh), la part de marché d'Electrabel Customer Solutions est stable à 44,5 % en 2014. Luminus et Lampiris suivent chacun avec moins de 20 % du marché.

Concernant la livraison de gaz naturel aux **centrales électriques** (36 TWh suivant la méthodologie suivie), ENI assure toujours plus de la moitié des livraisons à partir de contrats à long terme. Le solde est généralement acheté sur les bourses à un prix similaire aux prix d'importation.

V.2 Au niveau des prix

Les prix **d'importation** sur le marché belge du gaz naturel sont déterminés par les achats long terme pour environ 75 % des volumes, un niveau en légère hausse par rapport à 2013. Les achats nets à court terme sur les bourses couvrent le solde. Les achats sur les bourses sont néanmoins plus élevés car ils sont souvent contrebalancés par des ventes spot dans le cadre d'arbitrages.

Dans les achats à long terme, la référence aux cotations pétrolières diminue fortement. En effet, une inclusion de cotations gazières est observée dans les nouveaux contrats et dans les amendements aux contrats existants. Le prix moyen d'importation à long terme sur la période a été de 23,0 EUR/MWh. La moyenne pondérée du prix d'importation hors contrats à indexation charbon – spécifiquement dédié aux centrales électriques - est néanmoins de 23,9 EUR/MWh. Le prix moyen d'achat spot a été quant à lui de 23,9 EUR/MWh. La moyenne pondérée du prix d'importation donne un montant de 23,2 EUR/MWh en tenant compte des contrats à indexation charbon et de 23,9 EUR/MWh sans en tenir compte (moyenne de 27,3 EUR/MWh en 2013). La différence de prix entre approvisionnement à long terme et à court terme est donc réduite à néant en raison des renégociations des contrats à long terme et de l'abandon progressif des onéreuses indexations pétrolières dans ces contrats.

Les prix de **revente** aux fournisseurs (marché de gros) ont été en moyenne de 28 EUR/MWh⁴⁰ en 2014, flexibilité incluse. La marge brute sur la revente varie fortement suivant qu'il s'agit ou non de vente intra-groupe. On retrouve ainsi de nouveau en 2014 la problématique de prix de transferts internes défavorables à certaines filiales belges.

⁴⁰ 25,5 EUR/MWh dans le cas de vente extérieure à un groupe et 28,2 EUR/MWh dans le cas de vente intra-groupe.

Sur le marché **résidentiel (< 1 GWh/an)**, les prix de vente des fournisseurs ont été en moyenne de 34 EUR/MWh en 2014 contre une moyenne de 36,4 EUR/MWh en 2013. Les offres à prix fixes progressent et concernent un contrat sur deux en 2014 contre environ 30 % en 2013.

La marge brute moyenne de vente sur le marché résidentiel était d'environ 5,2 EUR/MWh en 2014 (y compris en tenant compte des coûts de flexibilité). Ces marges brutes peuvent varier d'un fournisseur à l'autre, et sont comprises entre 2,8 et 8,5 EUR/MWh en 2014.

Sur le marché des **entreprises entre 1 et 10 GWh/an**, les prix de vente ont été en moyenne de 29,8 EUR/MWh en 2014 - avec des écarts compris entre 19 EUR/MWh et 48 EUR/MWh - contre une moyenne de 32,4 EUR/MWh en 2013. Au contraire du marché résidentiel et PME, les profils d'enlèvement peuvent varier d'un client à l'autre et les prix sont négociables. Ce marché présente néanmoins des similitudes avec le marché résidentiel compte tenu notamment de la présence des mêmes acteurs principaux (Electrabel Customer Solutions, Luminus, Lampiris, ...) et de la facturation généralement conjointe énergie et transport (dans 70 % des cas). La marge brute moyenne est de 4 EUR/MWh sur ce marché qui représente le plus petit segment de la fourniture.

Sur le marché des **entreprises de plus de 10 GWh/an**, les prix de vente ont été en moyenne de 23,7 EUR/MWh en 2014 - avec des écarts compris entre 20 EUR/MWh et 41 EUR/MWh - contre une moyenne de 27,7 EUR/MWh en 2013. En moyenne, il existe relativement peu de différences de prix moyens entre les principaux fournisseurs sur ce marché. Il existe par contre de nombreuses formules de prix (fixes, variables indexées sur des cotations pétrolières ou gazières) même si les formules à indexation gazière représentent entre 60 et 80 % des contrats.

Les marges brutes sur ce segment sont proches de zéro en 2014, puisque le prix d'achat d'importation est lui en moyenne d'environ 23,9 EUR/MWh pour les fournisseurs actifs sur ce marché des grands industriels.

Les marges faibles, voire négatives pour certains fournisseurs, sur le marché des gros industriels, sont dues notamment aux clauses take or pay de certains contrats à long terme. Il peut être plus avantageux pour les fournisseurs de vendre du gaz aux industriels en faisant peu ou pas de profit, voire même de vendre légèrement à perte, que de devoir quand même acheter des quantités de gaz naturel sans pouvoir les revendre (hormis sur les bourses à un prix inférieur à celui facturé aux clients industriels).

Les **ventes à perte**, normalement interdites mais néanmoins présentes sur certains segments du marché du gaz naturel, peuvent trouver une justification au regard d'une part de la forte concurrence, notamment sur le marché industriel, et d'autre part de l'absence de position dominante et donc implicitement de l'absence de prix prédateurs.

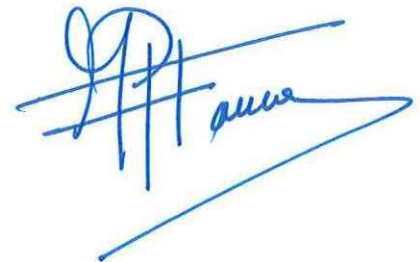
La CREG a également analysé les **factures** des clients industriels. Elle constate qu'un certain nombre de fournisseurs ne reprennent pas des éléments (prix unitaires, détail du calcul du transport, taux de conversion, kWh/m³, ...) qui devraient y figurer. Elle a adressé des recommandations à ces fournisseurs de manière individuelle et ciblée afin de reprendre les mentions manquantes et assurer ainsi la transparence de toutes les composantes tarifaires envers la clientèle.

Enfin, sur le marché de la livraison aux **centrales électriques**, on constate que les prix étaient en moyenne de 18,2 EUR/MWh en 2014.

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



Laurent JACQUET
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction

ANNEXE 1

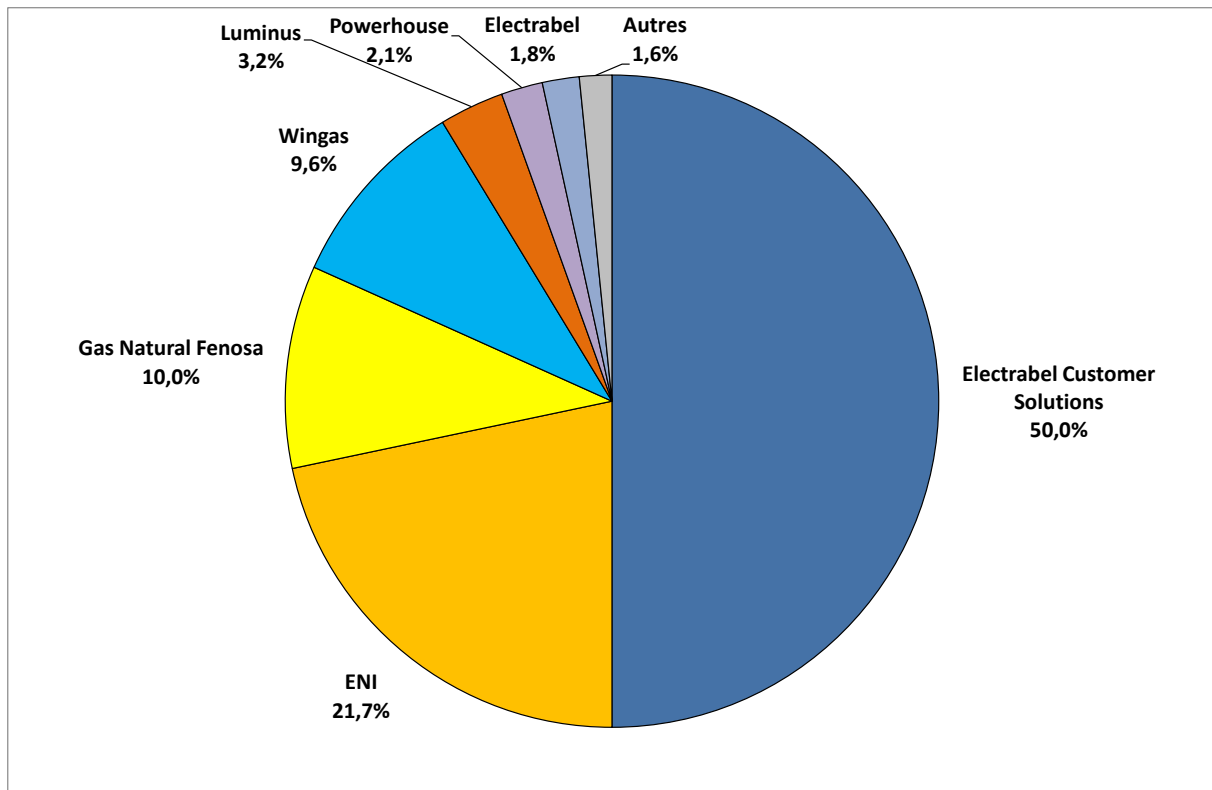
Aperçu des segments de marché des entreprises gazières en 2014

| | Réseau GRD | | | Réseau Fluxys | | Reseller |
|-------------------------------------|------------|-------|----|-----------------|-----------------------|----------|
| | T1-T3 | T4-T5 | T6 | Clients directs | Centrales électriques | |
| Antargaz | x | x | | | | |
| Belgian Eco Energy (BEE) | x | x | | | | |
| Direct Energie | x | | | | | |
| E.On GC | | | | | x | x |
| Ebem | x | | | | | |
| EDF Luminus | x | x | x | x | x | |
| EEP | | | | | | x |
| Electrabel (EBL) | | x | x | x | x | x |
| Electrabel Customer Solutions (ECS) | x | x | x | x | | |
| Elegant | x | | | | | |
| Elexys | x | x | | | | |
| Eneco | x | x | x | x | | |
| ENI Gas & Power | x | x | x | x | x | x |
| ENI SpA | | x | x | x | x | x |
| Enovos | | x | x | x | | |
| Essent Belgium | x | x | x | | | |
| Gas Natural Fenosa (GNF) | | x | x | x | | x |
| Gazprom Marketing & Trading | | | | x | | |
| GDF Suez (Engie) | | | | | | x |
| Getec | | | | x | | |
| Lampiris | x | x | x | | | |
| Mega | x | | | | | |
| Natgas | | x | x | x | | x |
| Octa+ | x | x | | | | |
| Progress Energy Services (PES) | | | | | | x |
| Powerhouse | | x | x | x | | |
| RWE ST | | | | | x | x |
| Scholt | x | x | x | | | |
| SEGE | | x | | x | | |
| Statoil | | x | x | x | | x |
| Total Gas & Power Belgium | | x | x | | | |
| Total Gas & Power UK | | | | x | | |
| Watz | x | | | | | |
| Wingas | | x | x | x | x | x |

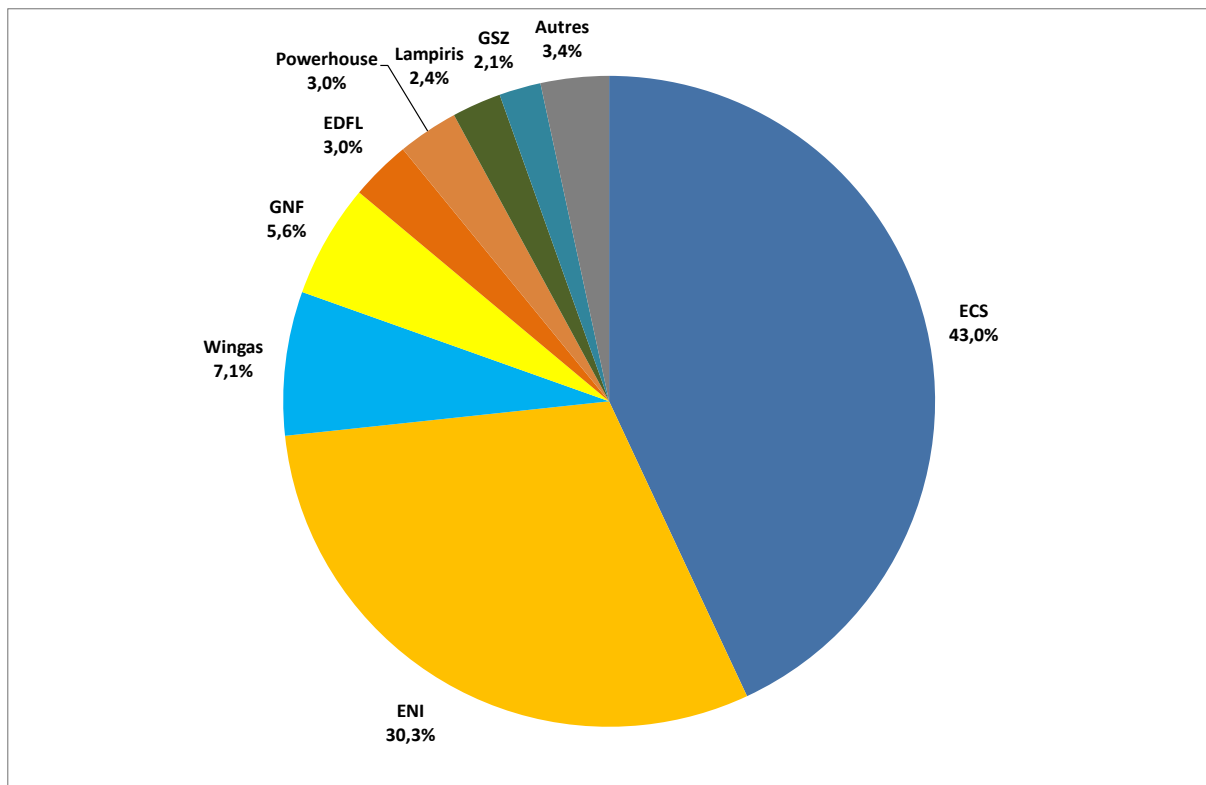
NB : pour les tableaux de fourniture à l'industrie ci-après, il n'est pas fait distinction entre ENI Gas & Power et ENI SpA pour des raisons pratiques. ENI SpA Belgian branch a repris la fourniture de la clientèle industrielle à ENI Gas & Power à partir d'octobre 2014.

ANNEXE 2

Parts de marché sur base du nombre de clients (438) - segment T6 (2014)

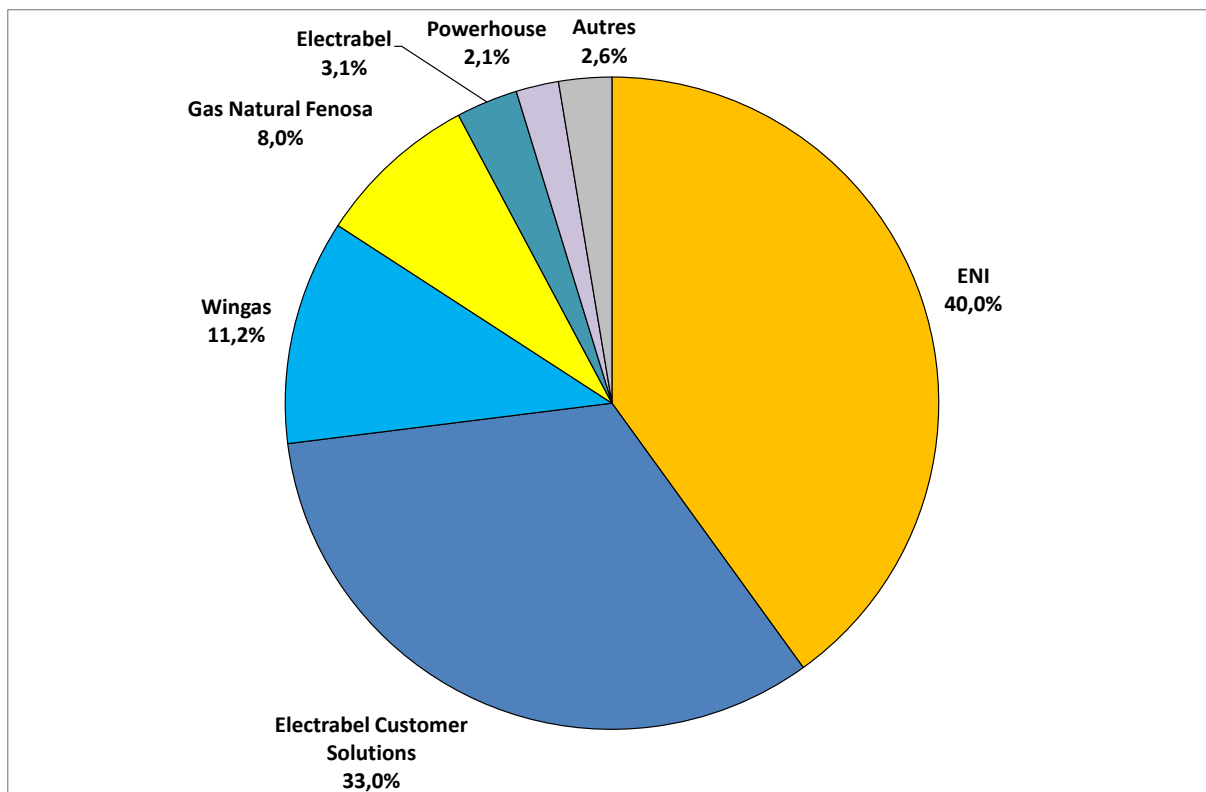


segment T6 (2013)

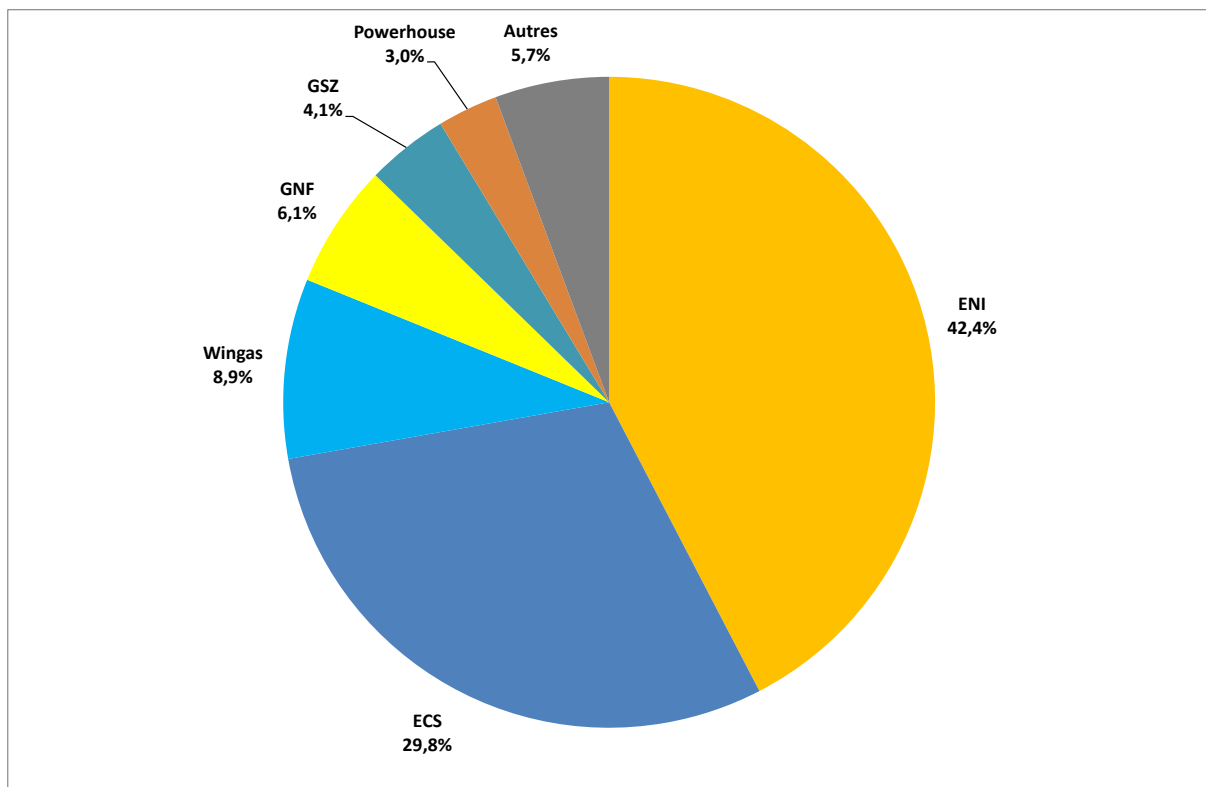


ANNEXE 3

Parts de marché sur base du volume (17 TWh) - segment T6 (2014)

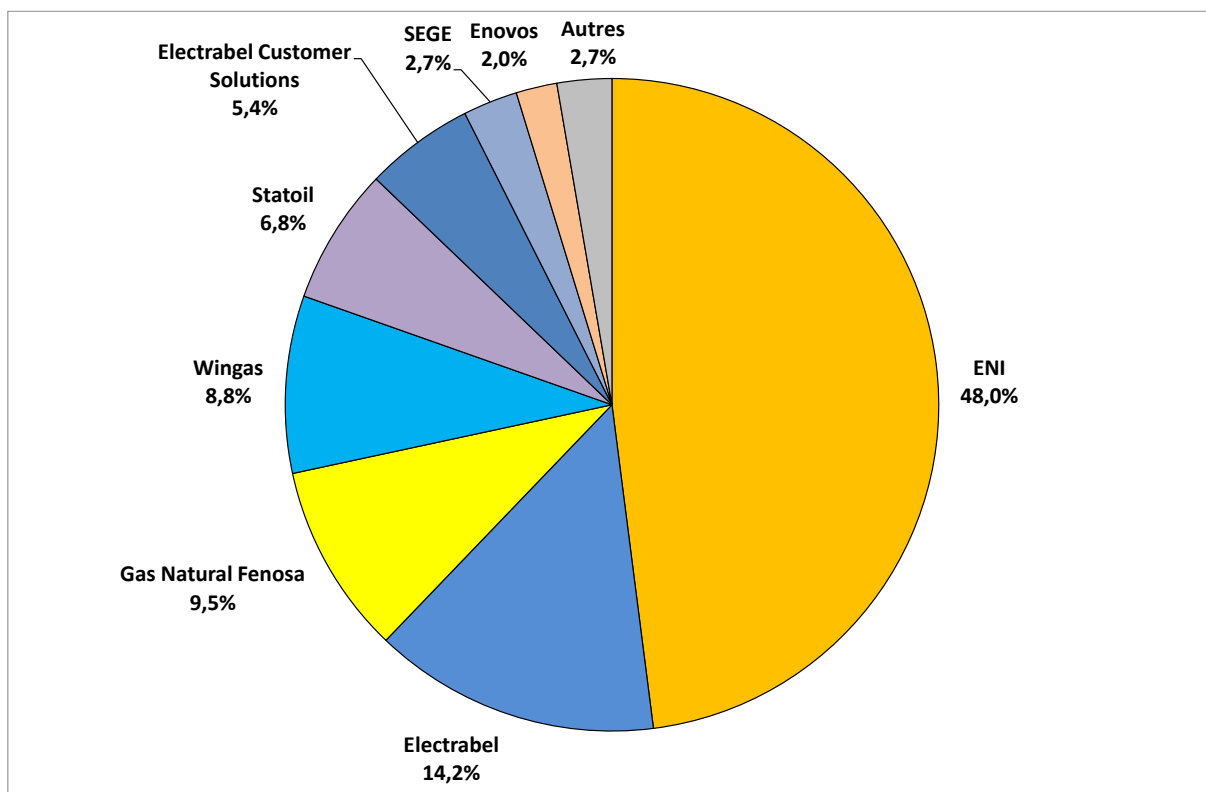


segment T6 (2013)

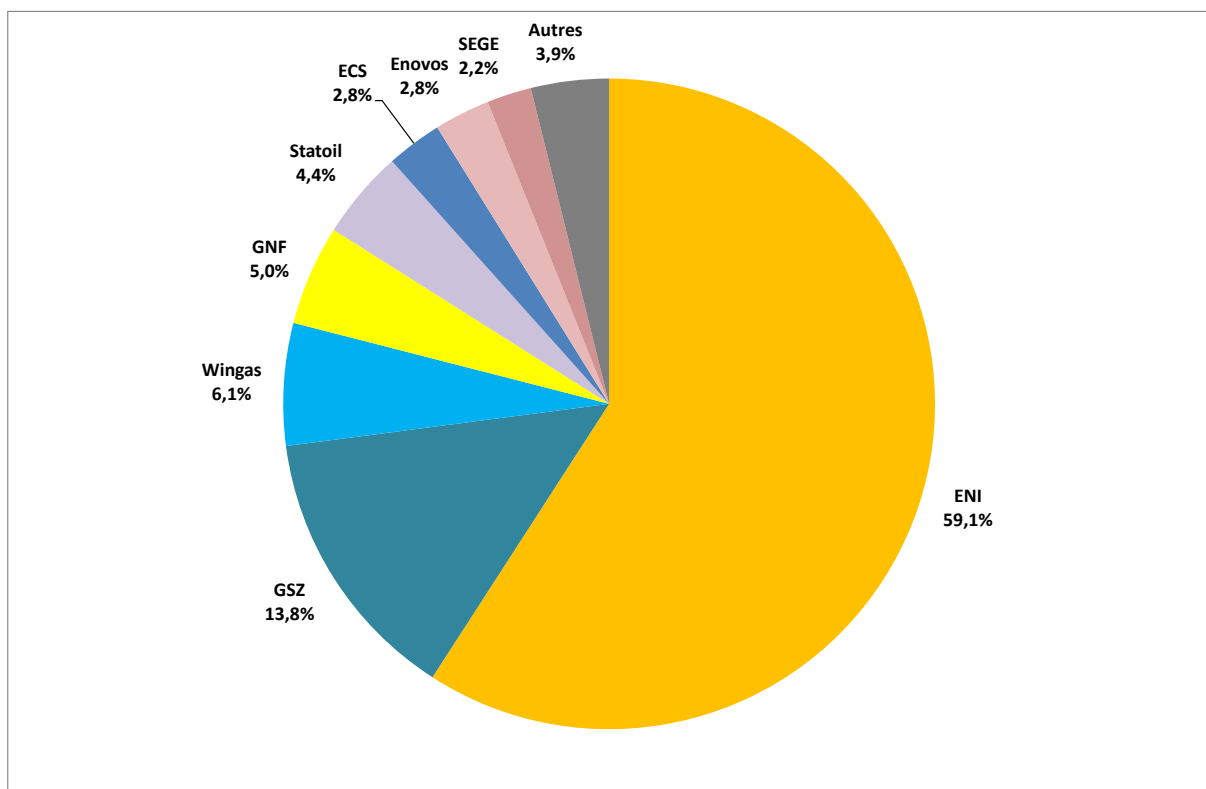


ANNEXE 4

Parts de marché sur base du nombre de clients (147) - segment directs (2014)

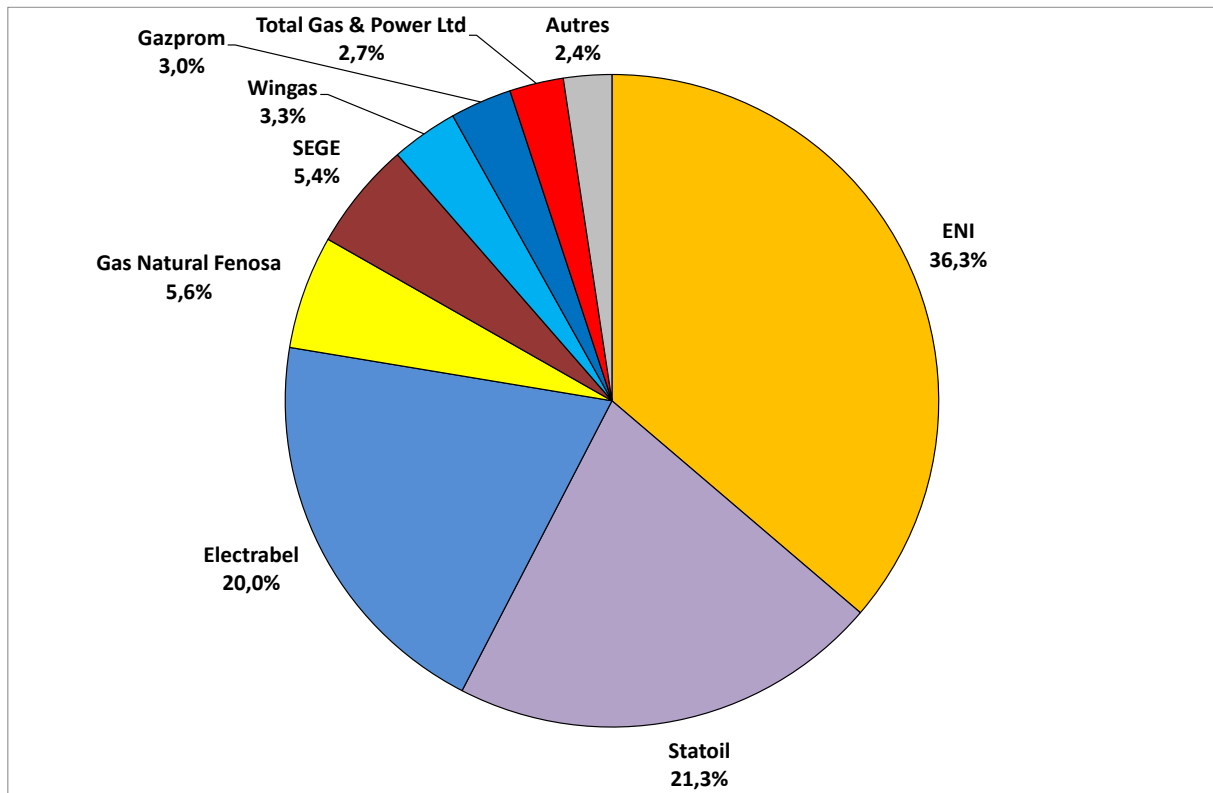


segment directs (2013)



ANNEXE 5

Parts de marché sur base du volume (50 TWh) - segment directs (2014)



segment directs (2013)

