

# Studie

(F)1678

5 oktober 2017

## Studie over de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2016

Artikel 15/14, § 2, 2 van de wet van 12 april 1965 betreffende het  
vervoer van gasachtige producten en andere door middel van  
leidingen

Niet-vertrouwelijk

# INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
EXECUTIVE SUMMARY.....	3
INLEIDING .....	4
1. INVOER .....	5
1.1. De verschillende spelers op de invoermarkt .....	5
1.2. Volumes en invoerprijzen.....	7
1.2.1. Lange termijn.....	7
1.2.2. Beurzen.....	8
1.2.3. Gemiddelde gewogen invoerprijzen .....	9
2. DOORVERKOOP .....	10
2.1. De verschillende spelers op de doorvoermarkt .....	10
2.2. Volumes en groothandelsprijzen (verkoop aan leveranciers).....	10
2.3. Raming van de bruto resellers marge .....	11
3. LEVERING.....	11
3.1. De verschillende spelers op de leveringsmarkt.....	11
3.2. Verkoop aan eindklanten distributie.....	12
3.2.1. Verkoop aan residentiële klanten en kmo's (T1-T2-T3) (< 1 GWh/jaar) .....	13
3.2.2. Verkoop aan bedrijven tussen 1 en 10 GWh/jaar (T4 en T5) .....	17
3.2.3. Verkoop aan ondernemingen > 10 GWh/jaar (T6).....	20
3.3. Verkoop aan industriële klanten op het vervoersnet .....	25
3.3.1. Energiecomponent (direct) .....	27
3.3.2. Vervoerscomponent (direct) .....	29
3.3.3. Component toeslagen (direct) .....	29
3.3.4. Prijssamenstelling (direct) .....	30
3.4. Raming van de bruto leveringsmarges.....	30
3.4.1. Bruto verkoopmarge op de distributiekanten.....	30
3.4.2. Bruto verkoopmarge op de vervoersklanten .....	31
4. LEVERING AAN ELEKTRICITEITSCENTRALES.....	33
5. CONCLUSIES.....	34
5.1. Op het vlak van marktaandeelen .....	34
5.2. Op het vlak van prijzen .....	36
BIJLAGE 1 .....	38

## EXECUTIVE SUMMARY

Het doel van onderhavige studie is het analyseren van de markt, de prijsvorming, het prijsniveau, de prijssamenstelling en de facturatie in de verschillende segmenten (invoer, doorverkoop, levering aan residentiële afnemers en industriële afnemers en aan elektriciteitscentrales) van de Belgische aardgasmarkt in 2016.

De Belgische aardgasmarkt staat erg open voor concurrentie en telde 42 actieve ondernemingen in 2016, een stabiel cijfer ten opzichte van het voorgaande jaar. De marktaandelen van de belangrijkste leveranciers (de groepen ENI, Engie Electrabel en EDF Luminus) zijn evengoed relatief stabiel gebleven.

De studie analyseert de bruto verkoopmarges op de verschillende marktsegmenten. Die marges zijn logischerwijze lager op de markt van de industriële afnemers dan op die van de residentiële afnemers. Met brutomarge wordt bedoeld het eenheidsverschil berekend tussen de verkoopprijzen en de bevoorradingskosten voor elk segment van de betreffende markt.

De studie analyseert eveneens de indexeringsparameters die op de markt worden aangewend. De gasnoteringen zijn de belangrijkste vector van de prijs, zowel voor de bevoorrading als voor de (door)verkoop en ongeacht de markt (industriële of residentiële). Ze zijn de referentie in alle marktsegmenten geworden. Slechts 2 à 3 % van de contracten van industriële klanten zijn nog gebaseerd op aardolienoteringen en – in overeenstemming met de wetgeving – maken residentiële contracten geen gebruik meer van deze noteringen.

Ten opzichte van de studie 1548 over het jaar 2015, is deze studie niet alleen gebaseerd op gegevens verzameld bij de aardgasleveranciers, maar ook op gegevens verkregen van de beheerder van het vervoersnet, Fluxys. Dit jaar werd er bijzondere aandacht besteed aan de coherentie tussen de gegevens die via Fluxys en Synergrid werden gerapporteerd en de gegevens die door de leveranciers werden gerapporteerd. Dit leidde tot een reallocatie van bepaalde door de leveranciers gerapporteerde volumes, in het bijzonder wat de industriële afnemers en de elektriciteitscentrales betreft. Fluxys en Synergrid hebben bepaalde industriële afnemers die over warmtekrachtkoppelingen beschikken immers ingedeeld bij de elektriciteitscentrales. Voor de duidelijkheid bevat het hoofdstuk over de elektriciteitscentrales vanaf dit jaar de opsplitsing tussen de eigenlijke elektriciteitscentrales enerzijds en industriële eenheden met warmtekrachtkoppeling anderzijds.

# INLEIDING

De Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) voert deze studie uit in het kader van artikel 15/14, § 2, 2° van de gaswet van 12 april 1965 die bepaalt dat de CREG op eigen initiatief onderzoeken en studies over de aardgasmarkt kan uitvoeren.

De wet van 8 juni 2008 houdende diverse bepalingen die een permanent monitoringmechanisme van de aardgasmarkt invoert, heeft de CREG toegelaten de gewenste inlichtingen over de aardgasmarkt in haar geheel op te vragen en te verkrijgen. Na een grondige analyse stelt de CREG deze studie over de verhouding tussen de kosten en de prijzen op de aardgasmarkt in 2016 voor. Dit is de vierde openbare studie over de aardgasmarkt na studie (F)160825-CDC-1548 betreffende de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2015, studie (F)151126-CDC-1485 betreffende de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2014 en studie (F)141218-CDC-1385 betreffende de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2013.

Onderhavige studie analyseert de prijzen en de kosten van alle spelers in alle segmenten van de vrijgemaakte markt: invoer, doorverkoop, levering aan (residentiële en industriële) eindklanten en levering aan elektriciteitscentrales.

Deze studie bestaat uit vijf hoofdstukken. Het eerste hoofdstuk onderzoekt de invoerprijzen. Het tweede buigt zich over de doorverkoopprijzen. Het derde hoofdstuk analyseert de verkoopprijzen aan residentiële afnemers en kmo's, aan bedrijven (van 1 tot 10 GWh/jaar) en aan industriële afnemers (zowel afnemers aangesloten op het distributienet als afnemers aangesloten op het vervoersnet). Het vierde onderzoekt de levering aan elektriciteitscentrales. Het vijfde en laatste hoofdstuk bevat de belangrijkste conclusies.

Deze studie werd door het Directiecomité van de CREG goedgekeurd tijdens zijn vergadering van 5 oktober 2017.

# 1. INVOER

## 1.1. De verschillende spelers op de invoermarkt

De gasondernemingen bevoorraden de Belgische markt door leveringscontracten van aardgas af te sluiten met de ondernemingen van producerende landen en/of met een gasonderneming die gas invoert en/of door zich te bevoorraden op de beurzen.

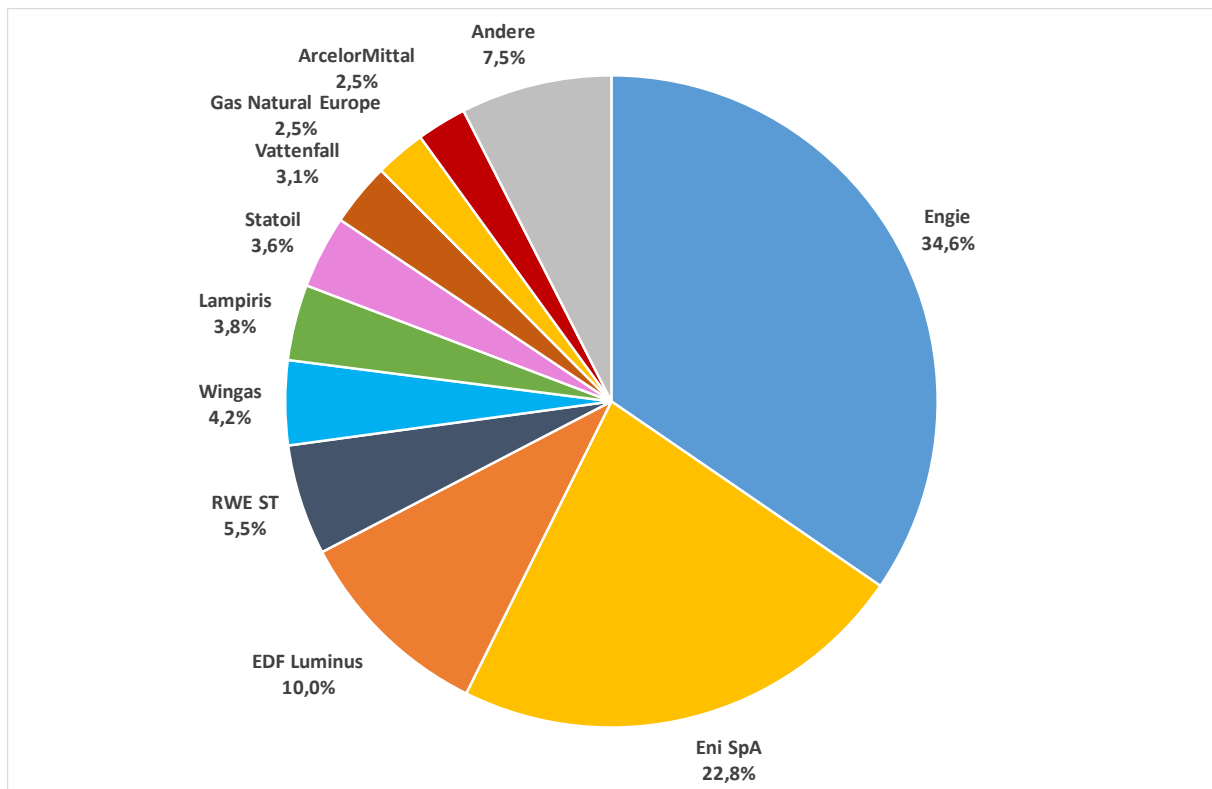
In 2016 blijven ENI, Engie en EDF Luminus de belangrijkste spelers op de invoermarkt. In 2016 verzekerden de gasbedrijven hun bevoorrading hoofdzakelijk via langetermijncontracten met buitenlandse producenten (gemiddeld 70% van het volume) en gedeeltelijk via aankopen op de beurzen (gemiddeld 30% van het volume). De respectieve aandelen van aankopen op lange termijn en op de beurzen blijven al verschillende jaren relatief stabiel. Als enige opmerkelijke evolutie wordt vastgesteld dat er steeds meer rekening wordt gehouden met de gasindexeringen in de langetermijncontracten.

Bepaalde gasondernemingen die vooral actief zijn op de distributienetten, kopen al hun aardgas, of een gedeelte ervan, bij andere gasondernemingen actief op de Belgische markt (resellers contracten die voornamelijk dienen om de klanten op het distributienet te bevoorraden, zie hoofdstuk II). De ingevoerde volumes dekken overigens meer dan de Belgische behoeften en een gedeelte ervan is dus bestemd voor de markt van de buurlanden.

De ingevoerde volumes die uitsluitend voor de bevoorrading van de Belgische markt bestemd zijn, moeten dus worden geïdentificeerd. Voor elke individuele gasonderneming worden de beschouwde ingevoerde volumes bijgevolg als volgt bepaald. Ten eerste worden de ingevoerde volumes geplafonneerd tot de effectief fysiek verkochte volumes in België (volume resellers + volume eindklanten + volume elektriciteitscentrales). Ten tweede worden de volumes die via een resellers contract werden gekocht, niet in aanmerking genomen om te vermijden dat ze dubbel worden geteld. Tot slot, als contracten specifiek aan bepaalde segmenten zijn toegewezen, wordt daar uitdrukkelijk rekening mee gehouden.

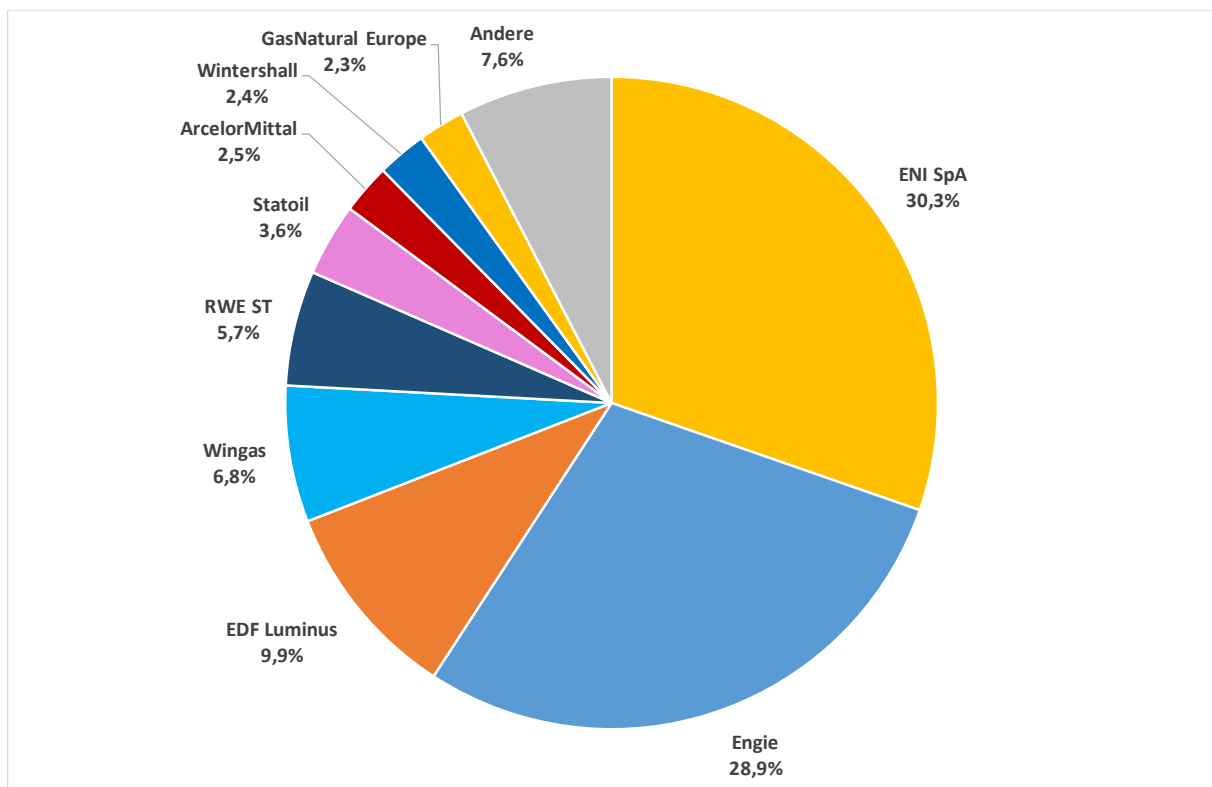
De hiernavolgende grafieken tonen het relatieve aandeel van de verschillende shippers in de bevoorrading van de Belgische markt, enerzijds op basis van het vervoerde volume (bron: Fluxys) en anderzijds op basis van de voornoemde methodologie. Het vervoerde volume is gelijk aan het geleverde volume en bedraagt 179 TWh in 2016.

Grafiek 1: Marktaandelen in 2016 op basis van het vervoerde aardgasvolume op de Belgische markt (179 TWh)



De marktaandelen van de twee belangrijkste spelers (ENI en Engie) zijn samen goed voor 57 % van de markt in 2016, ongeveer hetzelfde percentage als in 2015. De gegevens in grafiek 1 zijn afkomstig van de vervoersnetbeheerder Fluxys Belgium.

Grafiek 2: Marktaandelen in 2016 op basis van het geleverde aardgasvolume op de Belgische markt (179 TWh)



De gegevens in grafiek 2 zijn afkomstig uit fiches die door de aardgasondernemingen zijn doorgegeven in het kader van de monitoring van de gasprijzen. De ingevoerde volumes zijn echter geplafonneerd tot de effectief fysieke verkochte volumes in België. Om een dubbele telling te voorkomen, werd geen rekening gehouden met de volumes die via een reseller contract buiten de groep werden aangekocht.

We stellen vast dat ondernemingen zoals Wintershall die niet in grafiek 1 zijn terug te vinden, wel opgenomen zijn in grafiek 2. Dat komt omdat bepaalde ondernemingen zich uitsluitend bezighouden met levering van de moleculaire aardgas, terwijl een andere onderneming instaat voor de shipping via het vervoersnet. De wisseling tussen de eerste en tweede plaats is toe te schrijven aan het feit dat Engie de shipping van een gedeelte van het gas verzorgt, terwijl de situatie voor ENI net omgekeerd is.

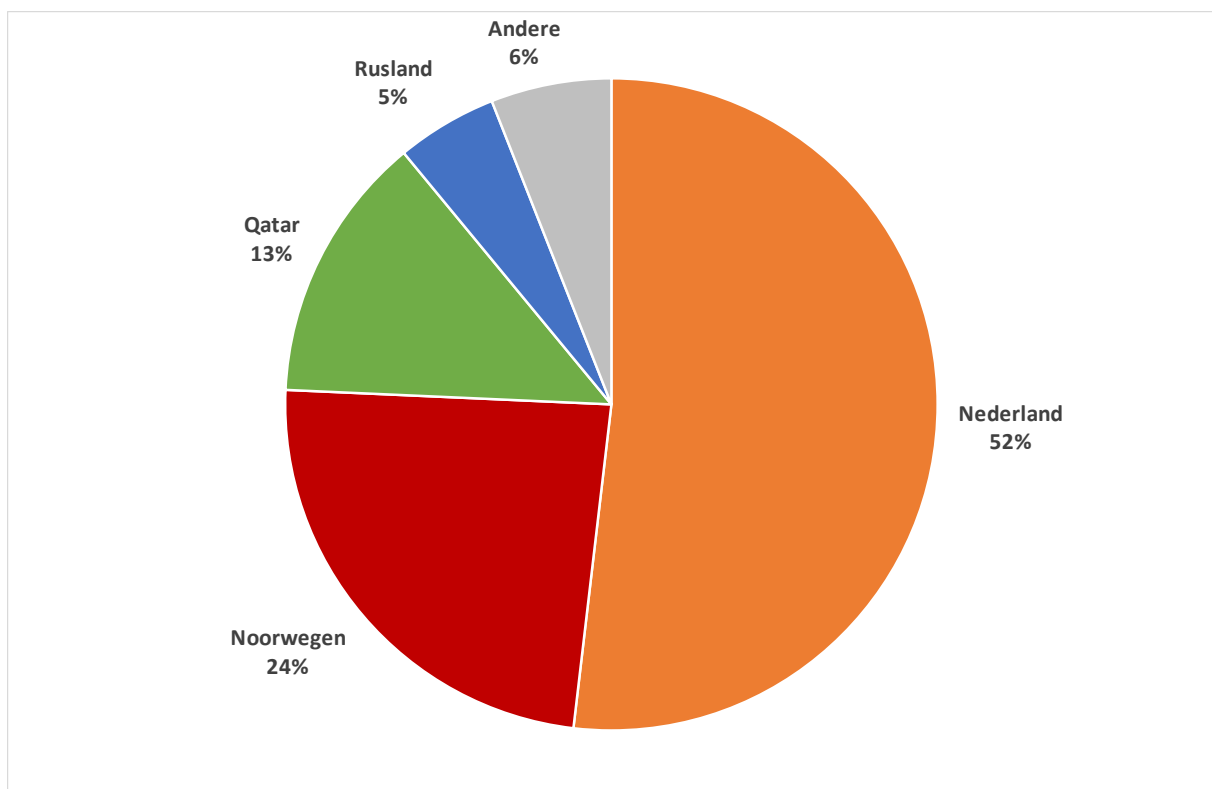
We wijzen erop dat de gegevens van deze twee grafieken uitsluitend rekening houden met het volume dat via het vervoersnet van Fluxys Belgium is vervoerd.

## 1.2. Volumes en invoerprijzen

### 1.2.1. Lange termijn

Wat de langetermijncontracten betreft (contracten van één jaar of meer), is de bevoorradingsportefeuille van de invoerders qua volume (MWh), op basis van het geleverde en niet het vervoerde volume, afkomstig uit de volgende landen:

Grafiek 3: Herkomst van het aardgas aangekocht op lange termijn in 2016 (124 TWh)



De bevoorradingen komen voornamelijk uit Nederland en Noorwegen, gevolgd door Qatar (LNG) en Rusland. Deze percentages komen uit rapporteringsgegevens van de voornaamste leveranciers die op de Belgische markt actief zijn, ofwel rechtstreeks, ofwel via hun dochteronderneming of bijkantoor.

De langetermijnbevoorradingen staan garant voor ongeveer 70 % (124 TWh) van de behoeften aan aardgas op de Belgische markt (179 TWh) in 2016. Het gaat hier wel degelijk om het volume bestemd voor de eindafnemers (residentiële afnemers, bedrijven, elektriciteitscentrales) in België. De volumes die in België werden ingevoerd voor doorverkoop aan het buitenland werden geneutraliseerd.

Langetermijncontracten worden steeds meer geïndexeerd op gasnoteringen en dus steeds minder op aardolienoteringen. Er zijn hoofdzakelijk drie types indexeringen: aardolie, gas en steenkool.

Voor de bevoorrading van de Belgische markt bestaat er, op basis van de gegevens ontvangen van de leveranciers, geen enkel contract meer dat enkel op aardolie-indexering gebaseerd is. De meeste contracten zijn nu gebaseerd op een gasindexering. De weinige overgebleven contracten met een aardolie-indexering zijn contracten gebaseerd op een gemengde indexering, enerzijds samengesteld uit een aardolie-indexering en anderzijds meestal een gasindexering.

### ***Aardolie-indexering***

In 2016 kan 4 % van het totale volume beschouwd worden als geïndexeerd op basis van aardolie (Brent, extra zware stookolie en gasoil).

### ***Gasindexering***

In 2016 kan 79 % van het totale volume beschouwd worden als geïndexeerd op gas, zoals de HUB van Zeebrugge of de TTF van Nederland.

### ***Steenkoolindexering***

Tot slot is 17 % van de langetermijncontracten in België in 2016 gebaseerd op steenkool. Slechts twee leveranciers hebben langetermijncontracten geïndexeerd op steenkool, ook al is het in beschouwing genomen volume hoger dan dat van de langetermijncontracten geïndexeerd op aardolie. De prijs wordt als betrouwbaar beschouwd. Het gaat om contracten die oorspronkelijk werden gesloten met het oog op de bevoorrading van sommige elektriciteitscentrales.

### ***Indexering op lange termijn exclusief steenkool***

Aangezien de prijs van de contracten met een steenkoolindexering specifiek is voor het segment van de elektriciteitscentrales en aangezien die prijs bovendien betrouwbaar is, wordt daarmee geen rekening gehouden om in het kader van deze studie een benchmark vast te stellen. De gewogen gemiddelde aankoop prijs voor alle categorieën samen, exclusief de steenkoolindexering, van de invoer op lange termijn in België was gemiddeld **14,8 EUR/MWh** in 2016.

## **1.2.2. Beurzen**

In 2016 dekten de aankopen op de beurzen 30% (55 TWh) van de behoeften van de Belgische markt. Het volume dat op deze markt werd aangekocht, is in werkelijkheid veel hoger, maar het grootste deel werd doorverkocht in het kader van de arbitrage of vervoerd naar het buitenland.

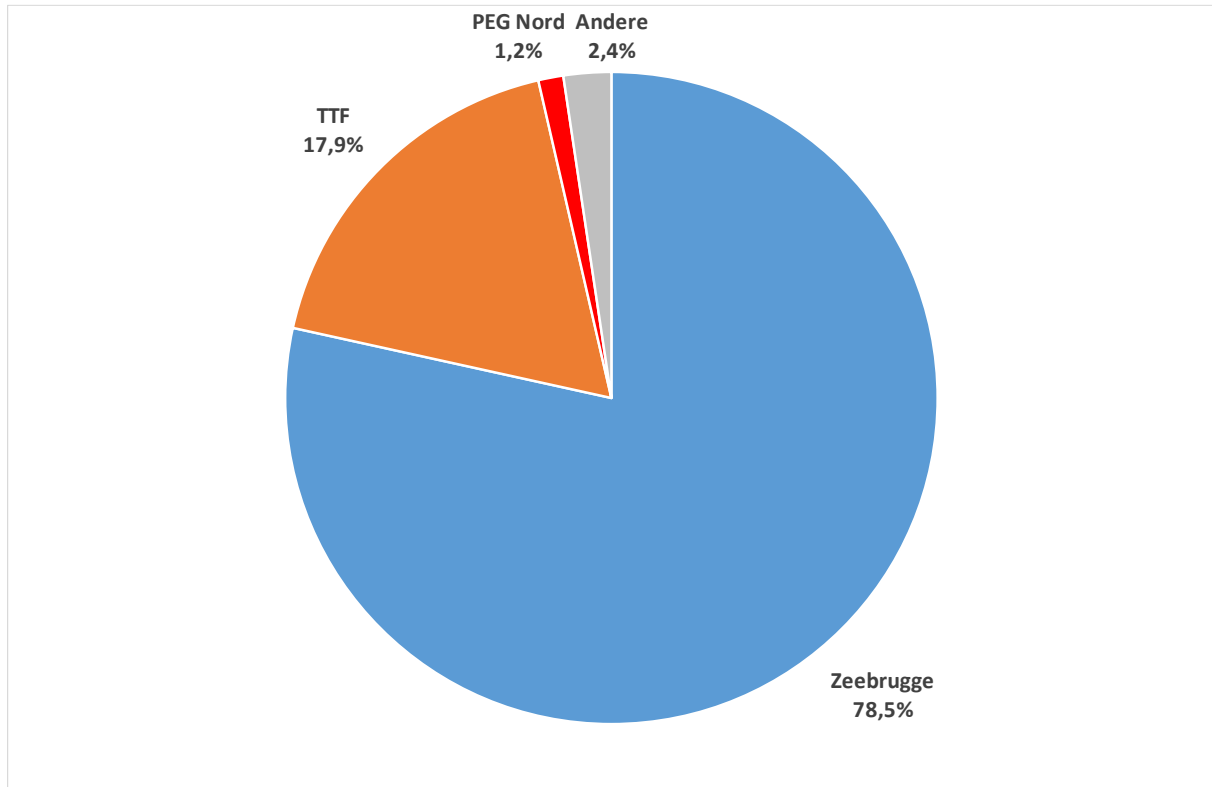
De gemiddelde aankoop prijs van de invoer op de beurzen was **15,2 EUR/MWh** in 2016. De heronderhandelingen van langetermijncontracten met opname van de gasindexering hebben een relatieve convergentie van de prijzen van langetermijncontracten met die van de beurzen tot gevolg. De hogere prijs van de beurzen in 2016 ten opzichte van de prijzen van langetermijncontracten is voornamelijk te wijten aan het feit dat een beperkt aantal leveranciers gebruik maakt van jaarlijkse,



duurdere, *forward* noteringen. Het merendeel van de leveranciers gebruikt echter maandelijkse of dagelijkse noteringen voor aankopen op de beurzen.

78 % van de volumes in kwestie wordt aangekocht via een Zeebrugge-notering, bijna 20 % via een TTF-notering (Nederland) en 1 % op PEG NORD (Frankrijk) (zie grafiek 4). De prijzen op de beurzen liepen in 2016 opnieuw vrij gelijk met de prijzen verkregen via langtermijncontracten. De aankopen op de beurzen gebeuren voornamelijk via onderhandse transacties, over-the-counter of OTC genoemd.

Grafiek 4: Herkomst (noteringen) van het aardgas aangekocht op korte termijn in 2016 (55 TWh)



### 1.2.3. Gemiddelde gewogen invoerprijzen

Tenslotte bedroegen de gemiddelde gewogen invoerprijzen (LT gewogen voor 70 % van de volumes aan 14,8 EUR/MWh en KT gewogen voor 30 % van de volumes aan 15,2 EUR/MWh) gemiddeld **14,9 EUR/MWh** in 2016.

Deze gemiddelde prijs voor 2016 ligt bijna 6 EUR/MWh lager dan in 2015 (20,7 EUR/MWh), d.i. ene daling van bijna 30 %.

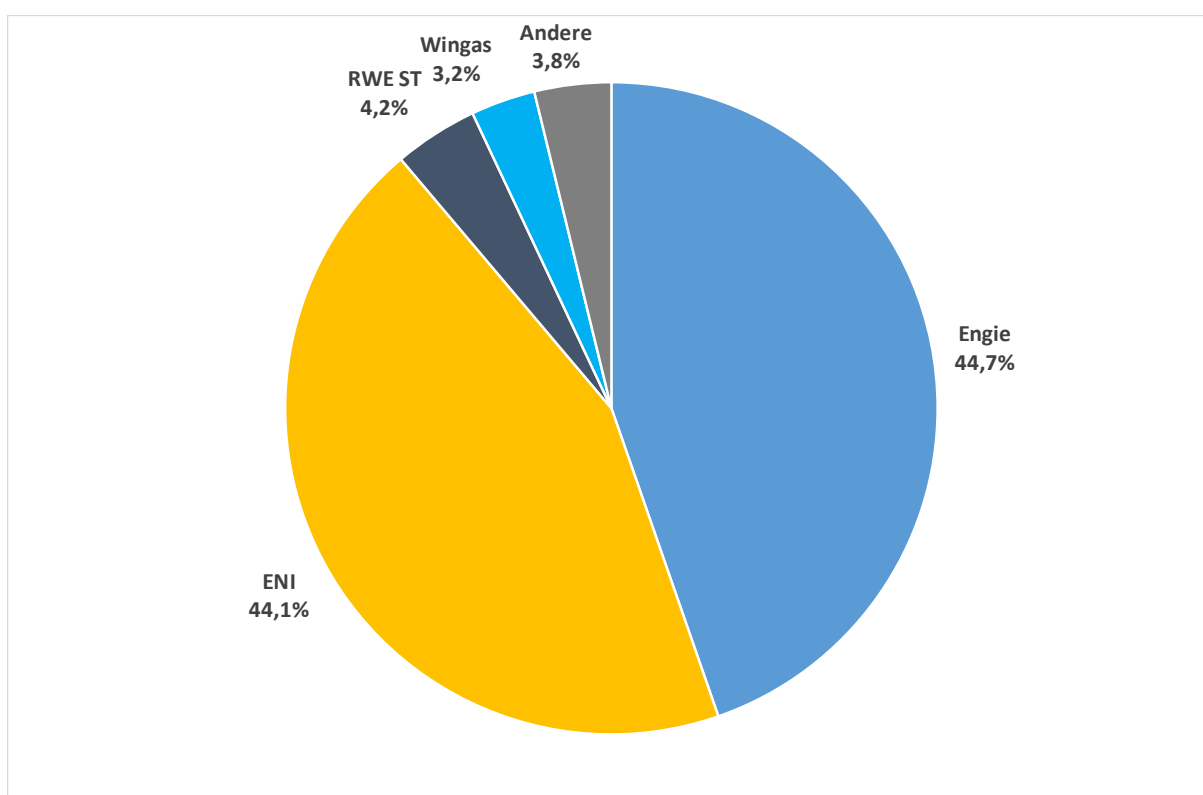
## 2. DOORVERKOOP

### 2.1. De verschillende spelers op de doorvoermarkt

De doorverkoopmarkt (resellers) bevat de aardgasvolumes die aan andere gasbedrijven worden doorverkocht om eindklanten te bevoorraden. Met de volumes bestemd voor de elektriciteitscentrales wordt in dit hoofdstuk geen rekening gehouden. De belangrijkste spelers op de doorverkoopmarkt zijn Engie en ENI. Op het vlak van volume vindt de doorverkoop voornamelijk plaats binnen dezelfde groep.

De hiernavolgende grafiek toont het relatieve belang van verschillende invoerders in de activiteit van doorverkoop aan leveranciers op de Belgische markt.

Grafiek 5: Marktaandelen op basis van het doorverkochte aardgasvolume (116 TWh) in 2016



### 2.2. Volumes en groothandelsprijzen (verkoop aan leveranciers)

De meeste resellers contracten worden hoofdzakelijk geïndexeerd op basis van de gasnoteringen en weerspiegelen daardoor de bevoorradingsvoorwaarden.

Sommige resellers contracten zijn daarentegen uitsluitend gebaseerd op de aankoopkosten plus eventueel een doorverkoopmarge. Dit is het geval voor sommige contracten tussen een moedermaatschappij en haar dochteronderneming.

In de doorverkoop maakt de CREG een tweeledig onderscheid: een eerste onderscheid tussen contracten die afgesloten zijn binnen of buiten eenzelfde groep en een tweede onderscheid tussen het volume bestemd voor vervoer en het volume bestemd voor distributie.

### ***Resellers contracten binnen eenzelfde groep***

De gemiddelde gewogen prijs van deze contracten was 16,9 EUR/MWh in 2016. Een gedeelte van het in dit kader geleverde volume is bestemd voor levering aan vervoersklanten (16,2 €/MWh). Het andere gedeelte is bestemd voor de doorverkoop aan distributiekanten (17,5 €/MWh).

### ***Resellers contracten tussen ondernemingen zonder specifieke band***

De gemiddelde gewogen prijs van deze contracten was gemiddeld 15,5 EUR/MWh in 2016. Het gehele volume geleverd in dit kader is bestemd voor klanten van het distributienet.

### ***Resellers contracten voor vervoer***

De gemiddelde gewogen prijs voor deze contracten bedroeg 16,2 EUR/MWh in 2016. In dit geval gaat het uitsluitend om intragroepverkoop voor volumes die bedoeld zijn voor industriële afnemers..

### ***Resellers contracten voor distributie***

De gemiddelde gewogen prijs van deze contracten was gemiddeld 17,5 EUR/MWh in 2016. Het gaat hier voornamelijk om intragroepsverkopen (17,6 €/MWh) en bijkomende verkopen buiten de groep (15,5 €/MWh). Voor de doorverkoop op het distributienet stellen we vast dat de doorverkoopprijs buiten de groep lager is dan de doorverkoopprijs binnen de groep. Bepaalde *resellers* hanteren verschillende prijzen afhankelijk van het feit of het volume verkocht aan de tussenpersoon bestemd is voor residentiële of professionele klanten.

### ***Gemiddelde resellers contracten***

Het doorverkoopcontract binnen de groep vertegenwoordigt 95% van het totale volume van de doorverkoopcontracten. De gemiddelde gewogen prijs voor doorverkoop bedraagt op die manier 16,9 EUR/MWh. Deze prijs moet worden vergeleken met de gemiddelde invoerprijs van 14,9 EUR/MWh.

## **2.3. Raming van de bruto resellers marge**

Het verschil tussen de gemiddelde doorverkooprijzen en de gemiddelde invoerprijzen is gemiddeld 2 EUR/MWh (16,6 – 14,9) In 2016. Datzelfde verschil werd eveneens in 2015 vastgesteld. De doorverkooprijzen kunnen, naast een energiecomponent, een bepaalde flexibiliteit omvatten.

## **3. LEVERING**

### **3.1. De verschillende spelers op de leveringsmarkt**

De bedrijven die aanwezig zijn in de invoer- en doorverkoopsegmenten zijn eveneens aanwezig op de leveringsmarkt, ofwel zelf, ofwel via hun dochtermaatschappij of hun filiaal. Andere bedrijven zijn dan weer uitsluitend aanwezig op de leveringsmarkt.

De leveringsactiviteit beoogt de levering van aardgas aan de (bedrijven en particulieren). De levering van aardgas aan elektriciteitscentrales wordt in het volgende hoofdstuk besproken. Om de volumes

van de elektriciteitscentrales en de volumes van de industrie op te delen gebruikt deze studie dezelfde categorieën als de vervoersnetbeheerder Fluxys. *Ceteris paribus* heeft deze methodologie een stijging van het volume van de elektriciteitscentrales en een daling van het volume van de industrie tot gevolg<sup>1</sup>.

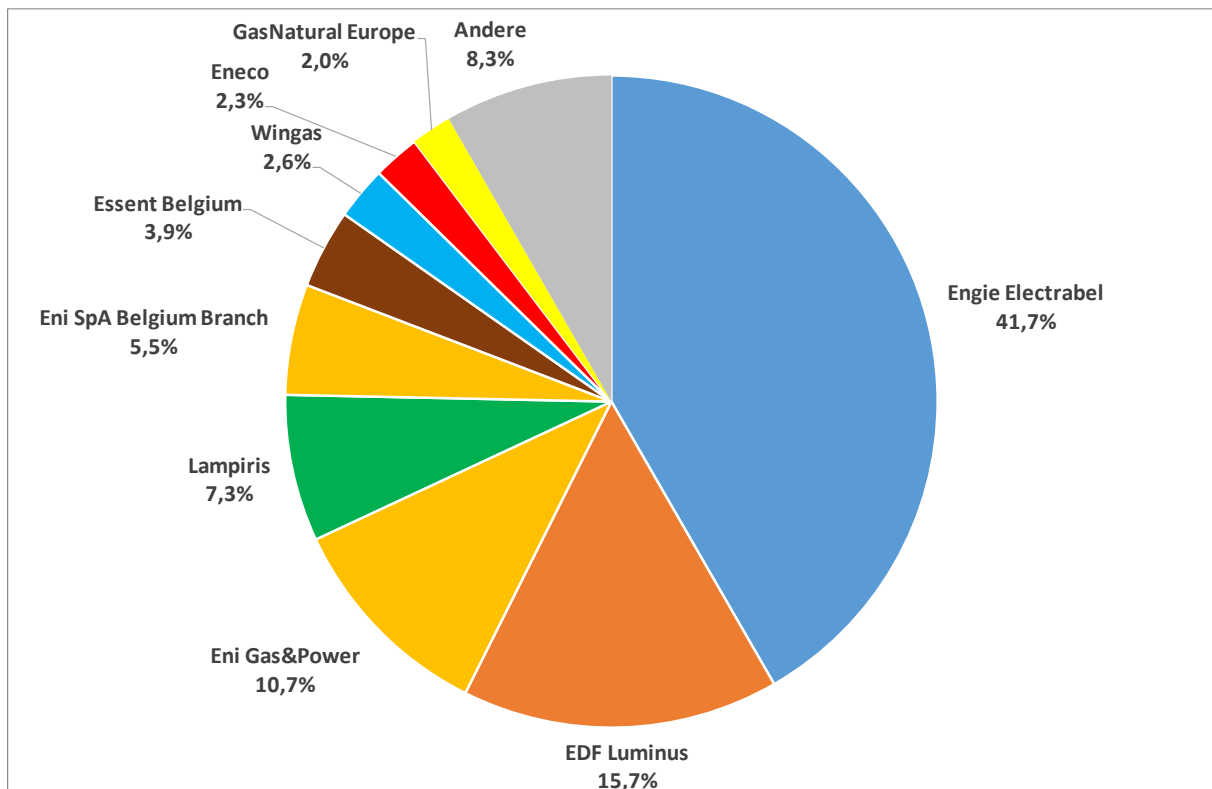
De studie analyseert de volgende categorieën op gedetailleerde wijze :

- distributiekanten
  - residentiële klanten en kmo's < 1 GWh/jaar
  - industriële klanten tussen 1 en 10 GWh/jaar
  - industriële klanten > 10 GWh/jaar
- rechtstreekse vervoersklanten

### 3.2. Verkoop aan eindklanten distributie

Geen enkele onderneming heeft meer dan de helft van de markt van de distributiekanten in handen. Engie Electrabel domineert de distributiemarkt met een marktaandeel van 42 % gevolgd door EDF Luminus, Eni Gas & Power<sup>2</sup> en Lampiris.

Grafiek 6: Marktaandelen in 2016 gebaseerd op het aardgasvolume geleverd aan eindklanten op de distributienetten (93 TWh)



<sup>1</sup> Dit komt doordat Fluxys een aantal industriële sites met warmtekrachtkoppelingseenheid onderbrengt in de categorie "elektriciteitscentrales". In de vorige studies vermeld op pagina 4 werden deze industriële sites opgenomen in de categorie "industriële afnemers".

<sup>2</sup> In tegenstelling tot de methodologie opgenomen in studie 1548 werd ervoor gekozen om de marktaandelen van Eni Gas&Power en ENI SpA Belgium Branch afzonderlijk op te nemen omwille van de aangekondigde overname van Eni Gas&Power door Eneco.

### 3.2.1. Verkoop aan residentiële klanten en kmo's (T1-T2-T3) (< 1 GWh/jaar)

De verkoop aan klanten met een verbruik van minder dan 1 GWh/jaar op het distributienet bedraagt 60 TWh in 2016, een vooruitgang van 3 TWh ten opzichte van 2015. Deze stijging is voornamelijk te wijten aan het feit dat 2016 een kouder jaar was dan 2015 in termen van graaddagen.<sup>3</sup>

De evolutie van de verkoopprijs aan residentiële klanten en kmo's krijgt een follow-up die beschikbaar is op de website van de CREG<sup>4</sup>. Deze follow-up heeft vooral aandacht voor de prijs van de energiecomponent (exclusief nettarieven en taksen).

Jaarlijks worden er meer bedrijven actief op de markt van de residentiële afnemers en kmo's. Voor 2016 geeft dat het volgende beeld:

- Actief in minstens twee gewesten: Antargaz, Comfort Energy, Eneco, Engie Electrabel, ENI Gas & Power, Essent Belgium, Lampiris, Luminus, Mega, Octa+, Poweo en Watz ;
- Enkel actief in Vlaanderen: Ebem, Elegant ;
- Enkel actief in Wallonië : Klinkenberg
- Enkel actief op de markt van kmo's en bedrijven: BEE, Coretec, Elexys, Elindus, Eni SpA Belgium Branch, Gas Natural Europe, Scholt, Total Gas & Power Belgium.

Tot slot, de distributienetbeheerders (DNB's) bevoorraden en factureren zelf sommige klanten. Het gaat om beschermde klanten en niet-beschermde klanten waarvan het leveringscontract werd opgezegd, evenals om Waalse en Brusselse beschermde klanten die vrijwillig voor levering via een DNB gekozen hebben.

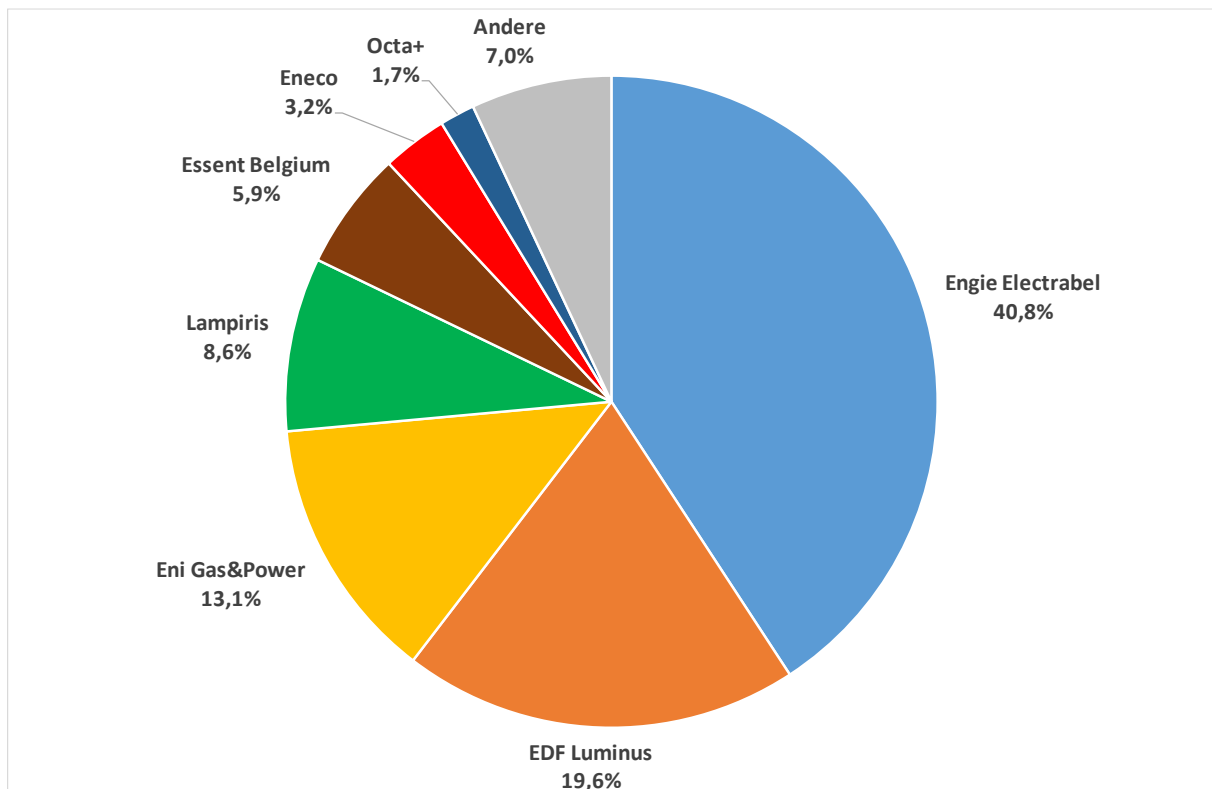
De volgende grafiek toont het relatieve belang van de verschillende leveranciers op de leveringsmarkt voor klanten die minder dan 1 GWh/jaar verbruiken op het distributienet. Het gaat dus hoofdzakelijk om residentiële afnemers (voornamelijk categorieën T1 en T2) en voor het overige om kmo's (voornamelijk categorieën T2 en T3). De twee belangrijkste spelers (Engie Electrabel en Luminus) hebben in 2016 samen qua volume nog 60 % van de marktaandeelen in dit segment in handen, ten opzichte van 61 % in 2015.

---

<sup>3</sup> Aantal graaddagen was 2.330 in 2016 tegenover 2.112 in 2015, meer informatie op <http://www.synergid.be/index.cfm?PageID=17601>

<sup>4</sup> <http://www.creg.be/nl/professionals/marktwerking-en-monitoring/boordtabel-infografieken-en-internationale-nota>

Grafiek 7: Marktaandelen in 2016 op basis van het aardgasvolume geleverd aan residentiële klanten en kmo's (T1-T2-T3) die minder dan 1 GWh/jaar verbruiken (60 TWh)



### 3.2.1.1. Energiecomponent (T2)

Onderhavige studie analyseert in het bijzonder het vrijgemaakte deel van de markt, dus de prijs van de energiecomponent (exclusief nettarieven). In 2016 vertegenwoordigt deze energiecomponent bij aardgas iets minder dan 60 % van de prijs betaald door een residentiële T2-klant. Het T2-segment (tussen 5.000 en 150.000 kWh/jaar) op zich vertegenwoordigt ongeveer 80 tot 85% van de volumes van het segment < 1 GWh/jaar.

55% van de contracten op de residentiële markt voor aardgas waren in 2016 variabele prijsaanbiedingen, geïndexeerde prijsaanbiedingen genoemd. De vaste prijsaanbiedingen vertegenwoordigden 45% van de markt. Deze onderverdeling vast/variabel is identiek dan die vastgesteld eind 2015.

Voor de analyse van de prijsformules beperken we ons tot de variabele prijsformules van leveranciers die actief zijn op de residentiële markt. De meeste leveranciers bieden diverse formules aan met variabele en/of vaste prijzen.

Voor de analyse van de marges gedefinieerd als het eenheidsverschil berekend tussen de verkoopprijzen en de bevoorradingskosten, houden we rekening met alle producten.

De prijzen zijn samengesteld uit een vaste vergoeding, uitgedrukt in EUR/jaar, en een proportionele term, uitgedrukt in cEUR/kWh. 2016 is het eerste jaar waarin het vervoer voor de eerste keer apart werd gefactureerd aan de residentiële klanten en kmo's. Voor 2016 factureerden de meeste leveranciers energie en vervoer voor aardgas nog samen.

In 2016 hebben de leveranciers op de residentiële markt voor hun variabele tarieven uitsluitend een gasindexering gebruikt. Het Koninklijk Besluit van 21 december 2012 ter bepaling van de exhaustieve

lijst van toegelaten criteria voor de indexering van de gasprijzen door de leveranciers vereist het gebruik van een integrale gasindexering sinds 2015.

De formules voor variabele aardgasprijzen (energiecomponent) die de leveranciers op de residentiële markt het meest gebruikten, waren de volgende:

		Vastrecht (€/jaar)	Variabele term	
			Formule Q4/2016	Gemiddelde 2016 (€/MWh)
<b>Antargaz</b>	Variable	29,75	TTF103 + 3,27	17,5
<b>Comfort Energy</b>	Plus	50,00	TTF103 + 5,53	19,8
<b>Ebem</b>	Aardgas	33,06	TTF103 + 4,78	19,0
<b>Electrabel</b>	Easy	35,00	TTF103 + 7,98	22,2
<b>Elegant</b>	BX	33,06	ZTPda + 4,46	18,7
<b>Eneco</b>	Variable	33,06	ZTPda + 6,31	20,6
<b>ENI</b>	Flex	49,59	TTF103 + 6,70	20,9
<b>Essent</b>	Variable	49,55	TTF103 + 6,95	21,2
<b>Lampiris</b>	Tip	33,05	TTF103 + 6,98	21,2
<b>Luminus</b>	Actif+	41,32	HUB303 + 8,94	23,6
<b>Mega</b>	Free	33,06	TTF103 + 3,53	17,8
<b>Octa+</b>	Omnium var.	41,32	TTF103 + 4,89	19,1
<b>Watz</b>	Aardgas	16,12	TTF103 + 5,32	19,6
<b>Gewogen gemiddelde variabel product</b>				<b>21,9</b>

### Gasnoteringen

TTF103 : rekenkundig gemiddelde uitgedrukt in EUR/MWh voor de toekomstige aardgascontracten in Nederland quarter ahead end of day (werkdagen) op <http://data.theice.com> voor de maand voorafgaand aan het kalenderkwartaal van de levering.

HUB303 : rekenkundig gemiddelde uitgedrukt in EUR/MWh voor de toekomstige aardgascontracten in Zeebrugge quarter ahead end of day (werkdagen) aanvankelijk gepubliceerd in p/th in European Spot Gas Markets (ESGM) van ICIS Heren Limited voor het kwartaal voorafgaand aan het kalenderkwartaal van de levering.

De p/th index wordt omgerekend naar EUR/MWh op basis van het maandelijkse gemiddelde van de wisselkoersen EUR/£ van de vorige maand gepubliceerd door de ECB voor een omrekeningscoëfficiënt 1 therm (15° C) = 0,0293071 MWh (25° C).

ZTPda: gewogen gemiddelde in EUR/MWh van de noteringen van de Zeebrugge Trading Point (ZTP) Daily Average (da) Price in het kwartaal van levering, weging volgens het profiel S41 (S41 = SLP Aardgas - Huishoudelijke afnemer). De parameter ZTP is het volumieke gewogen gemiddelde van de dagprijzen van het kwartaal van levering en is dus enkel gekend wanneer het kwartaal van levering afgelopen is.

De formules van de leveranciers geïndexeerd op basis van gasnoteringen in 2016 zijn voornamelijk gebaseerd op de TTF103-notering. Een bepaald aantal leveranciers gebruikt echter de ZTP *day ahead* notering en één leverancier gebruikt de HUB103-notering.

De gemiddelde prijs van de variabele formules van de leveranciers in 2016 bedraagt tussen 17,5 en 23,5 EUR/MWh (ten opzichte van 24 à 30 EUR/MWh in 2015).

De gemiddelde gewogen residentiële verkoopprijs voor variabele formules bedraagt 21,9 EUR/MWh in 2016. Deze gemiddelde gewogen prijs ligt dicht bij de gemiddelde maximumprijs, wat wil zeggen dat het merendeel van de verbruikers bij historische leveranciers blijven met duurdere tarieven.

In 2016 bedroeg het verschil tussen de goedkoopste leverancier (Antargaz) en de duurste leverancier (Luminus) voor de meest voorkomende variabele formules 6 EUR/MWh, dit is hetzelfde verschil dan in 2015. Op jaarlijkse basis blijft het verschil 140 EUR/jaar (exclusief btw) voor een standaard verwarmingsklant (23.260 kWh).

Rekening houdend met de vaste vergoeding<sup>5</sup> in de formule en op basis van een jaarverbruik van 23.260 kWh, gaat de gemiddelde gewogen residentiële verkoopprijs voor variabele prijsformules naar 23,6 EUR/MWh.

Voor alle formules (vast en variabel) bedroeg de gemiddelde gewogen residentiële verkoopprijs 26,2 EUR/MWh in 2016. Deze gemiddelde prijs is hoger dan de variabele prijs. De vaste prijzen bevatten een soort van verzekering tegen prijsstijgingsrisico's. Dit risico wordt gedragen door de verkoper en niet door de koper – zoals dat wel het geval is bij variabele prijzen. De gemiddelde residentiële prijs is met 4,3 EUR/MWh gedaald ten opzichte van 2015.

#### 3.2.1.2. Vervoerscomponent (T2)

De vervoerscomponent wordt in 2016 door de vervoersnetbeheerder Fluxys Belgium geraamd op een bedrag van 1,52 EUR/MWh, zie [http://www.fluxys.com/belgium/fr-BE/Services/Transmission/TransmissionTariffs/~media/Files/Services/Transmission/Tariffs/2017/Fluxys\\_20161209\\_CostEstimation\\_DomesticExit\\_FR.ashx](http://www.fluxys.com/belgium/fr-BE/Services/Transmission/TransmissionTariffs/~media/Files/Services/Transmission/Tariffs/2017/Fluxys_20161209_CostEstimation_DomesticExit_FR.ashx). Sinds 2016 moeten de leveranciers de vervoerscomponent en de energiecomponent apart vermelden, terwijl die vroeger samen gefactureerd werden.

#### 3.2.1.3. Distributiecomponent (T2)

Deze component varieert van distributiezone tot distributiezone. Hij bestaat uit een vaste vergoeding en een variabele term. Het gemiddelde tarief voor een residentiële verwarmingsklant met een verbruik van 23.260 kWh bedraagt 16,0 EUR/MWh<sup>6</sup>.

#### 3.2.1.4. Component toeslagen (T2)

De toeslagen op federaal niveau bestonden in 2016 uit de energiebijdrage (0,9916 EUR/MWh) en de federale bijdrage (0,6391 EUR/MWh). De som van deze toeslagen op nationaal niveau bedroeg derhalve 1,63 EUR/MWh in 2016.

Hierbij komt nog de aansluitingsvergoeding in Wallonië voor een bedrag van 0,075 EUR/MWh.

Sommige toeslagen (pensioenen, rechtspersonenbelasting, vennootschapsbelasting, wegenisretributie) komen ten laste van de distributiecomponent.

#### 3.2.1.5. Prijssamenstelling (T2)

Ondanks de daling van de gasnoteringen blijft de energiecomponent (57 % van het totaal, exclusief btw) veruit de belangrijkste component in de totale prijs. De hiernavolgende grafiek toont de prijssamenstelling excl. btw voor een residentiële verwarmingsklant van 23.260 kWh.

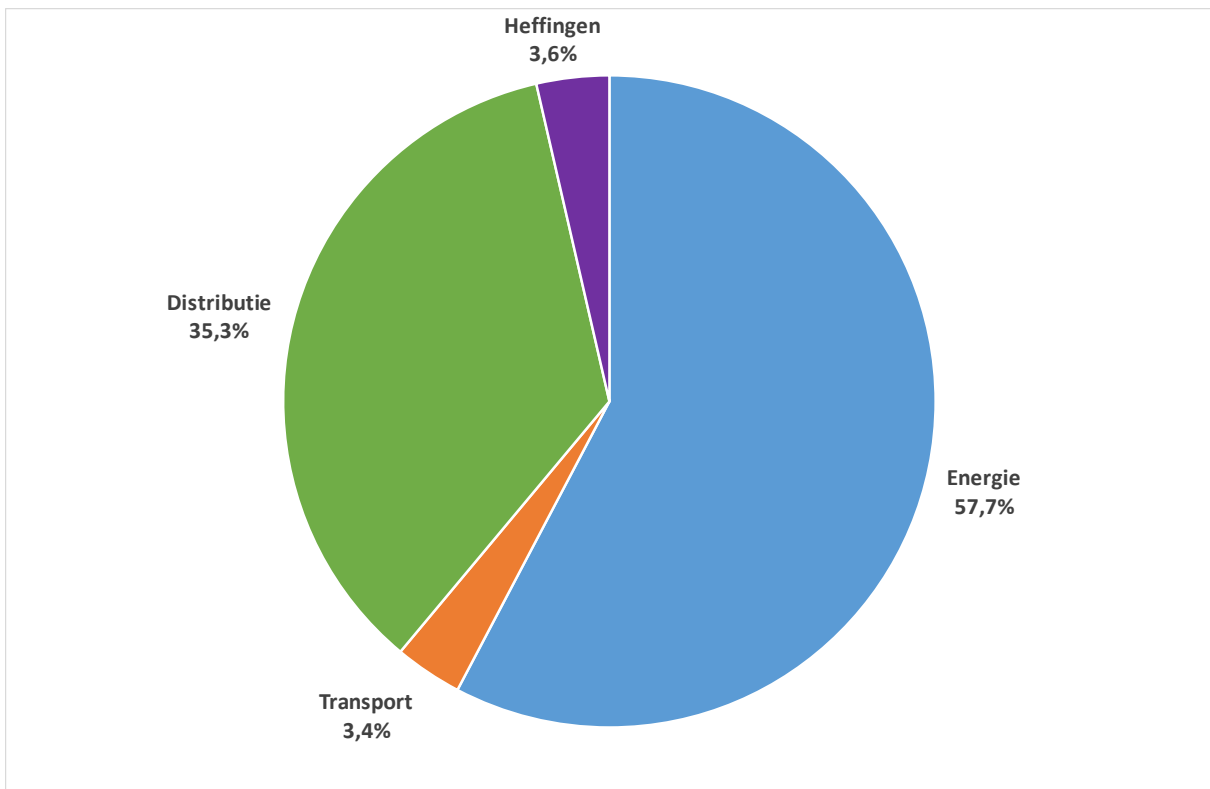
---

<sup>5</sup> De gemiddelde vaste bijdrage was in 2016 ongeveer 40 €/jaar excl. btw.

<sup>6</sup> Gewogen gemiddeld tarief rekening houdend met de vaste bijdrage. Het laagste tarief is 9 €/MWh en het hoogste tarief 26 €/MWh.



Grafiek 8: Prijsamenstelling van het aardgas voor een T2-klant in 2016 (prijs excl. btw)



### 3.2.2. Verkoop aan bedrijven tussen 1 en 10 GWh/jaar (T4 en T5)

De belangrijkste leveranciers in dit segment zijn dezelfde als die op de residentiële markt, namelijk Engie Electrabel, ENI, Luminus en Lampiris. Ook zijn hier bedrijven te vinden die uitsluitend actief zijn op de markt van de bedrijven, zoals Total Gas&Power<sup>7</sup>, de leverancier die op één jaar tijd het meeste vooruitgang heeft geboekt in dit marktsegment. De hiernavolgende grafiek toont de marktaandelen. Dit segment groepeert bedrijven van het type T4 en T5 aangesloten op het vervoersnet.

Slechts een klein gedeelte van het industriële verbruik is afkomstig van dit subsegment dat 12 TWh vertegenwoordigt in 2016.

De markt van de ondernemingen met een verbruik tussen 1 en 10 GWh/jaar bestaat uit twee subsegmenten: MMR T4 klanten (11 TWh) en AMR T5 klanten (1 TWh).

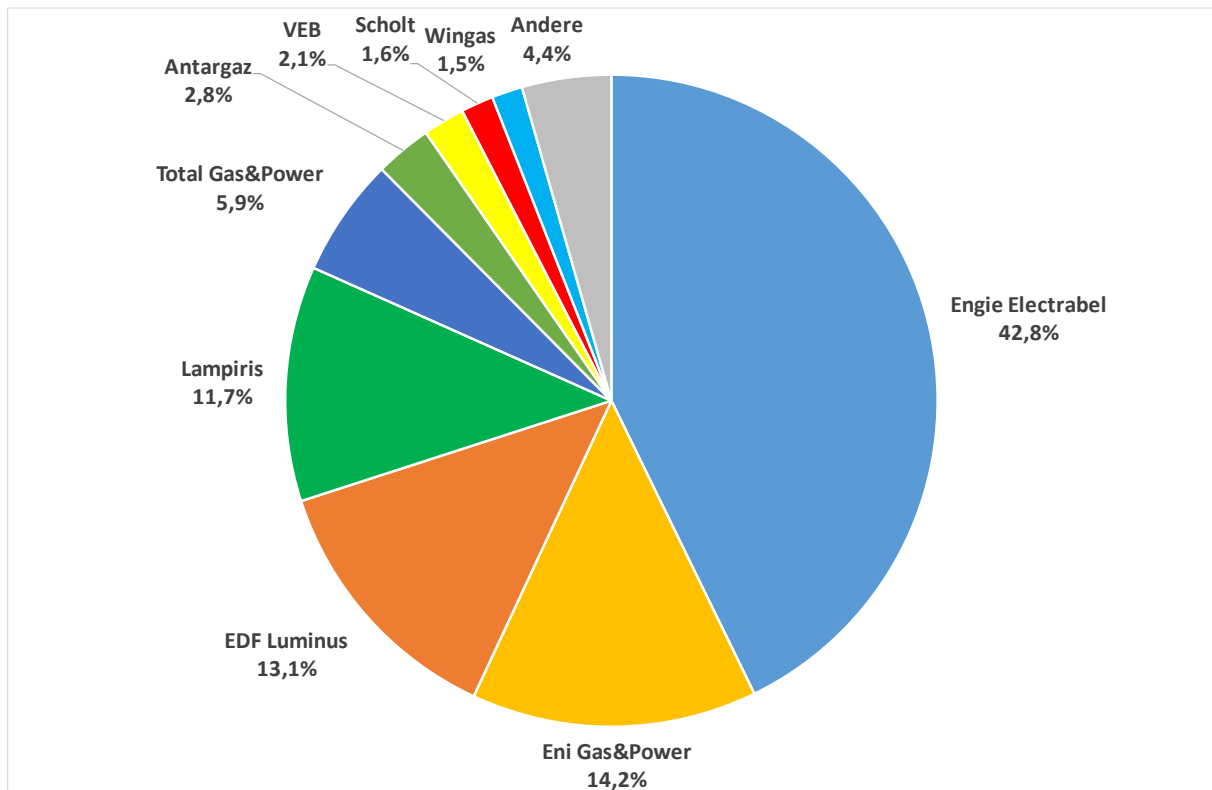
Het gemiddelde verbruiksvolume ligt tussen 2 en 3 GWh per jaar, zowel voor een T4- als een T5-klant. Het enige verschil tussen deze twee categorieën heeft betrekking op de meting.

Een T4-klant is een klant waarvan de meter maandelijks wordt opgenomen (MMR) terwijl een T5-klant over een telegelezen meter (AMR) beschikt. Sommige DNB's hebben geen T5-klant in hun gebied. Over het algemeen zijn grote industriële afnemers die meer dan 10 GWh/jaar verbruiken, uitgerust met een telegelezen meter. De residentiële afnemers en kmo's beschikken meestal over een jaargelezen meter (YMR), sommige kmo's beschikken echter over een maandgelezen meter (MMR).

<sup>7</sup> Total heeft Lampiris in 2016 overgenomen maar de twee merken blijven bestaan. Lampiris blijft aan de huishoudelijke afnemers leveren, Total Gas&Power levert echter aan de professionele afnemers.

De distributietarieven worden eveneens anders opgemaakt voor deze twee T4- en T5-categorieën terwijl de gemiddelde prijzen daarentegen vrij gelijkaardig zijn.

Grafiek 9: Marktaandelen in 2016 op basis van het aardgasvolume geleverd aan eindafnemers met een jaarlijks verbruiksvolume tussen 1 en 10 GWh/jaar (12 TWh)



### 3.2.2.1. Energiecomponent (T4)

In tegenstelling tot de verkoopprijzen op de residentiële markt, zijn de prijzen op deze markt prijzen die zijn overeengekomen tussen koper en leverancier. De gemiddelde gewogen verkoopprijs voor energie bedraagt 22,7 EUR/MWh in 2016 (een daling van 3,4 EUR/MWh ten opzichte van het voorgaande jaar).

De gemiddelde verschillen tussen de leveranciers zijn minder dan op de residentiële markt.

### 3.2.2.2. Vervoerscomponent (T4)

De gemiddelde prijs voor de vervoerscomponent van dit type klanten bedraagt eveneens 1,5 EUR/MWh, net zoals bij de residentiële klanten. Een bepaald aantal contracten voorziet nog een gezamenlijke facturatie van de vervoers- en energiecomponenten. Hoewel er geen wettelijke verplichting bestaat om energie en vervoer apart te factureren, zoals dat het geval is voor klanten met een verbruik van minder dan 100 MWh/jaar, beveelt de CREG aan om de nieuwe contracten toch van dit onderscheid te voorzien en dit omwille van transparantie.

### 3.2.2.3. Distributiecomponent (T4)

Deze component varieert in functie van de distributiezone. Net zoals voor de T2-klant bestaat deze uit een vaste en een variabele term. Het distributietarief voor een standaardverbruik van 2.500.000 kWh bedraagt 3,5 EUR/MWh<sup>8</sup>.

### 3.2.2.4. Component toeslagen (T4)

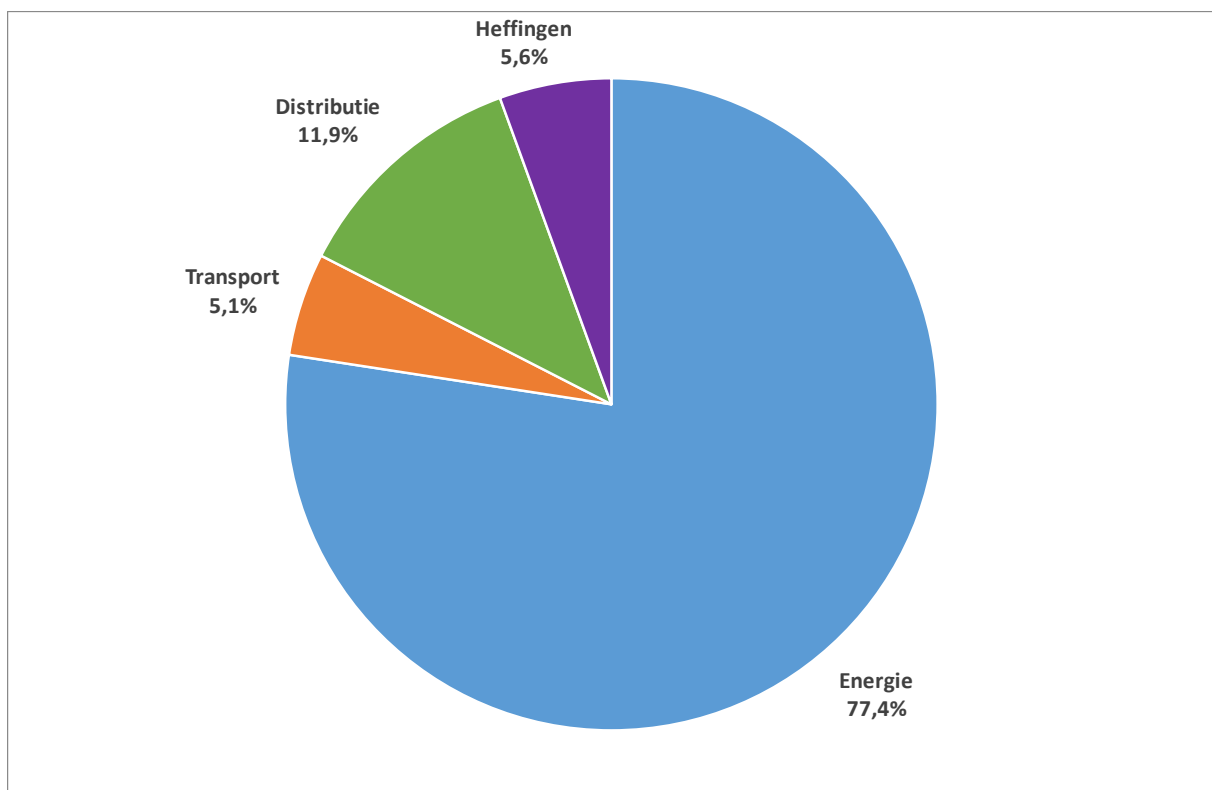
De toeslagen op federaal niveau waren in 2016, op enkele uitzonderingen na, gelijk aan de toeslagen gefactureerd aan de residentiële afnemers en kmo's, namelijk: de energiebijdrage (0,9916 EUR/MWh) en de federale bijdrage (0,6391 EUR/MWh). De som van deze toeslagen op nationaal niveau bedraagt derhalve 1,63 EUR/MWh in 2016.

Hierbij komt nog de aansluitingsvergoeding in Wallonië van 0,06 EUR/MWh voor een volume tussen 1 en 10 GWh/jaar.

### 3.2.2.5. Prijssamenstelling (T4)

Ondanks de daling in gasnoteringen, blijft de energiecomponent (77 % van het totaal zonder btw) veruit de belangrijkste in de totale prijs. De hiernavolgende grafiek toont de prijssamenstelling excl. btw voor een professionele klant van 2.500.000 kWh. Hoe groter het volume, hoe meer het energiegedeelte doorweegt.

Grafiek 10: Prijssamenstelling van het aardgas voor een T4-klant in 2016 (prijs excl. btw)

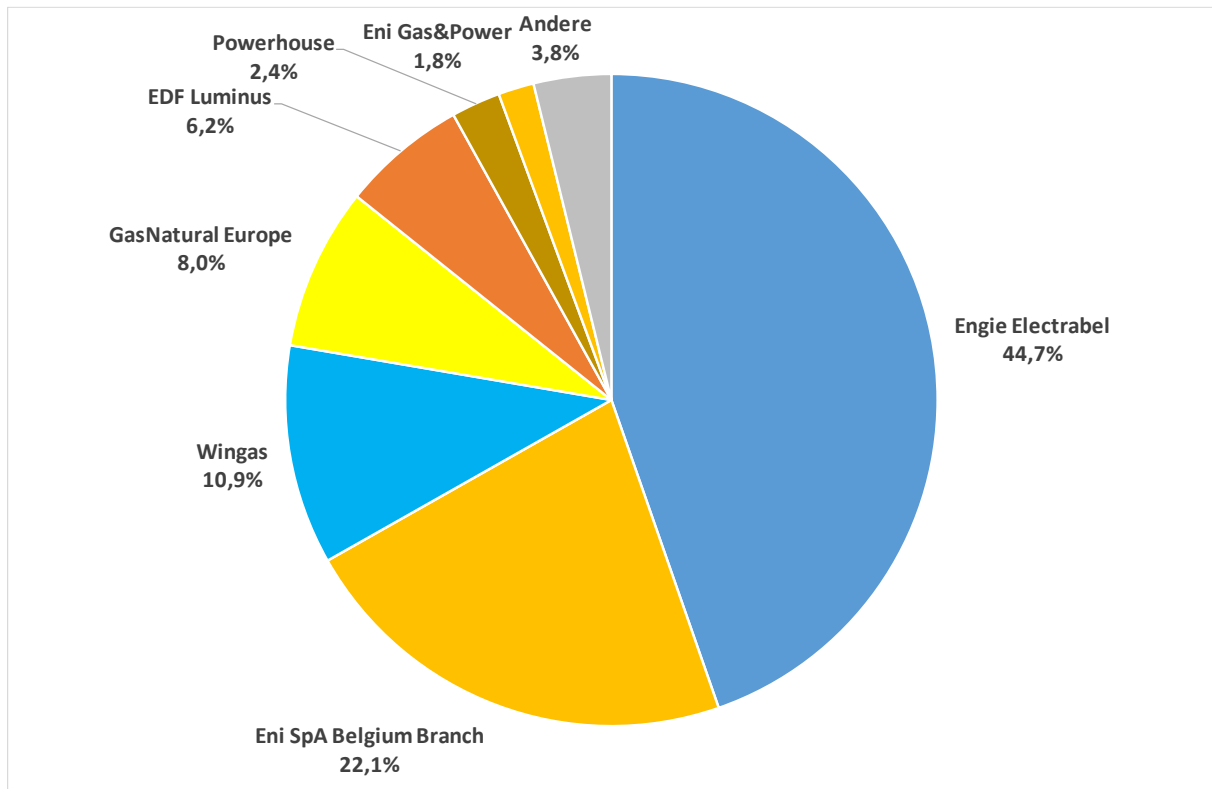


<sup>8</sup> Gewogen gemiddeld tarief rekening houdend met de vaste bijdrage. Het laagste tarief is 1 €/MWh en het hoogste tarief 5 €/MWh.

### 3.2.3. Verkoop aan ondernemingen > 10 GWh/jaar (T6)

Hier zijn de belangrijkste marktspelers Engie Electrabel, ENI SpA, Wingas en GasNatural Europe. De levering aan industriële klanten van meer dan 10 GWh op het distributienet vertegenwoordigt 21 TWh. In dit segment versterkt Engie Electrabel zijn eerste plaats door van 39 % naar bijna 45 % van de marktaandeelen te gaan op één jaar tijd, terwijl ENI SpA van 33 % naar 22 % en Wingas zijn marktaandeelen van 8 % naar bijna 11 % ziet gaan.

Grafiek 11: Marktaandeelen in 2016 op basis van het volume geleverd aan industriële klanten distributie T6 aardgas met een jaarlijkse verbruiksvolume van meer dan 10 GWh/jaar (21 TWh)



#### 3.2.3.1. Energiecomponent (T6)

De gegevens die bij de jaarlijkse raadpleging van de leveranciers werden verzameld bevatten veel meer details over de afnemers die meer dan 10 GWh/jaar verbruiken dan over de huishoudelijke afnemers en de professionele afnemers die minder dan 10 GWh/jaar verbruiken.

#### **Type aanbiedingen (geïndexeerd / vast)**

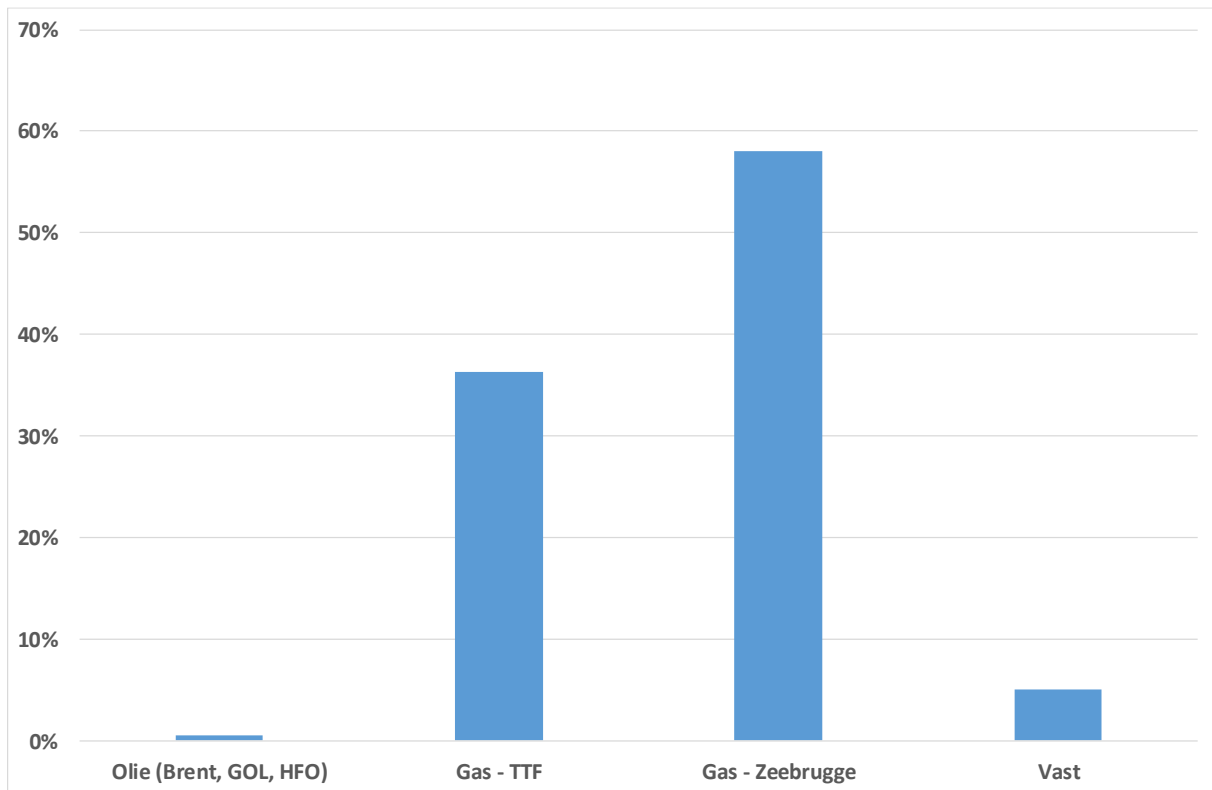
De aanbiedingen in het T6-segment kunnen als volgt worden onderverdeeld :

- variabele prijs geïndexeerd op de aardolienoteringen: 0,5 % (3 % in het vorige jaar) ;
- variabele prijs geïndexeerd op de gasnoteringen: 94,5 % (82 % in het vorige jaar) ;
- vaste prijs: 5 % (15 % in het vorige jaar).

In bepaalde gevallen is de verkoopformule een hybride formule (gemengd vaste prijs / geïndexeerde prijs of gemengd prijs geïndexeerd op aardolie / prijs geïndexeerd op gas).

De gasindexeringen Zeebrugge<sup>9</sup> en TTF worden het meest gebruikt. De hiernavolgende grafiek toont de verschillende indexeringstypes in de verkoopcontracten van de T6-klienten.

Grafiek 12: Noteringen gebruikt in industriële aardgascontracten met geïndexeerde aanbiedingen voor industriële klienten van meer dan 10 GWh



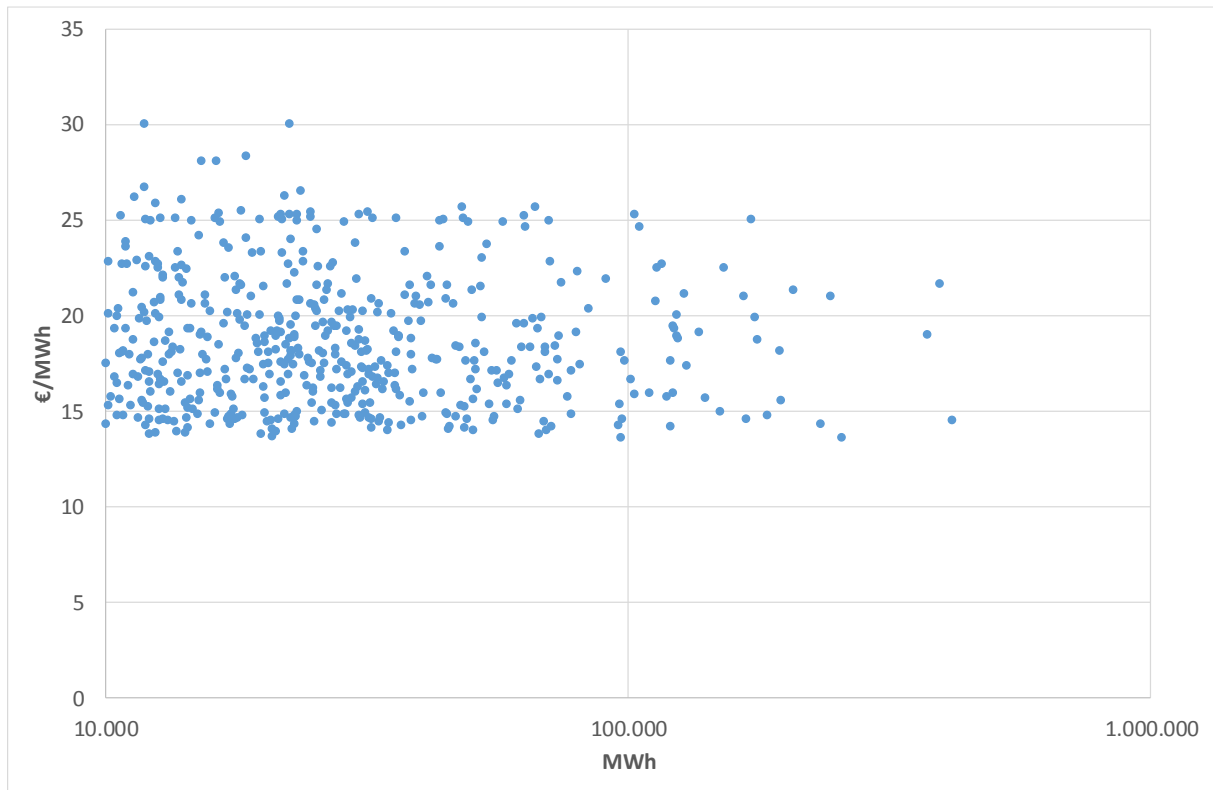
### **Prijsniveau**

De prijzen in het T6-segment zijn prijzen overeengekomen tussen koper en leverancier. De gemiddelde gewogen prijs voor energie bedraagt 18,5 EUR/MWh in 2016 (een daling van 4 EUR/MWh ten opzichte van het voorgaande jaar). Er bestaan echter grote verschillen tussen de laagste prijzen (13,6 EUR/MWh) en de hoogste prijzen (30,0 EUR/MWh). Deze verschillen zijn voornamelijk te verklaren door het moment waarop het contract werd afgesloten, vooral bij contracten met een vaste prijs, en door de bruto verkoopsmargin van de leverancier.

Deze prijzen moeten worden gezien in relatie tot de invoerprijzen en de doorverkooprijzen aan grote afnemers die over het algemeen lager zijn dan de doorverkooprijzen die voor de retailafnemers worden toegepast.

<sup>9</sup> Deze indexering wordt met verschillende benamingen aangeduid zoals ZEE, Zeebrugge, HUB en ZTP.

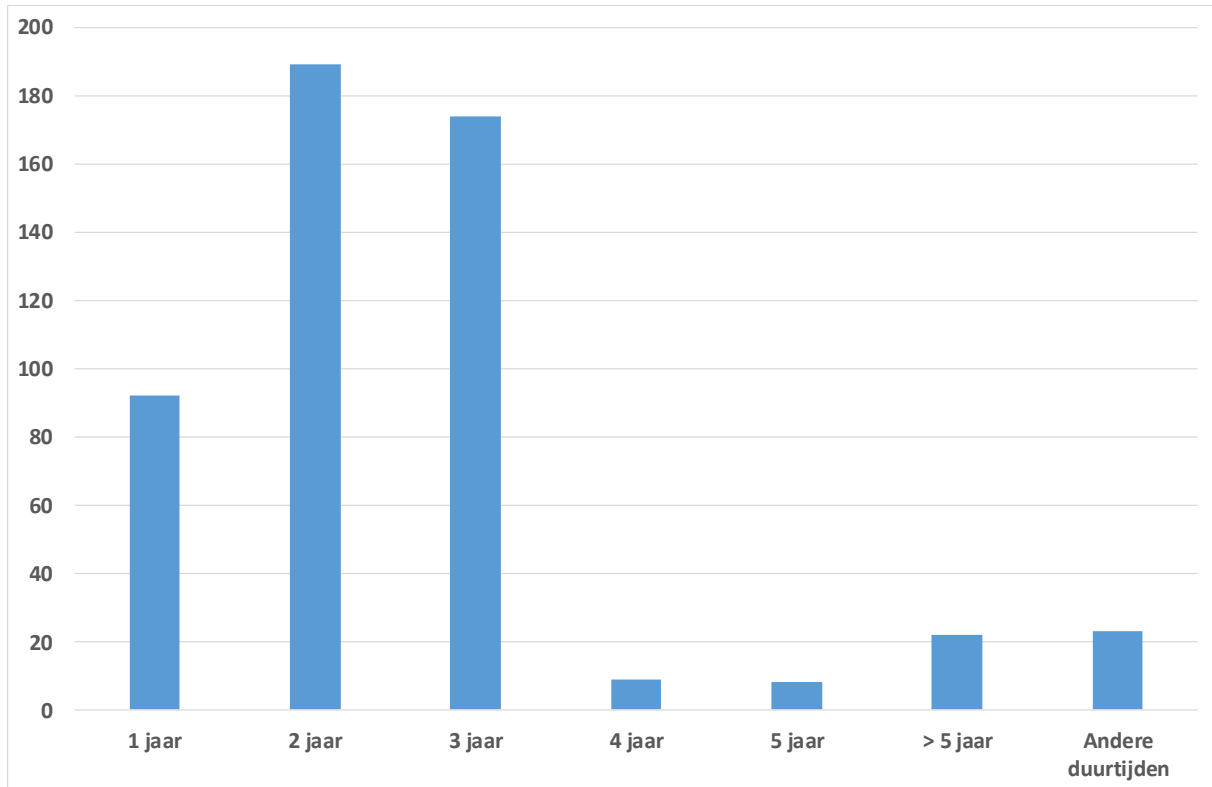
Grafiek 13: Verspreiding van de energieprijzen (in EUR/MWh) en volumes (in MWh) van industriële klanten distributie T6 aardgas van meer dan 10 GWh/jaar in 2016 (semi-logaritmische schaal)



### ***Looptijd van de contracten***

De meeste contracten hebben een looptijd van 12, 24 of 36 maanden (zoals voor particulieren en bedrijven < 10 GWh/jaar). De gemiddelde looptijd van de contracten voor alle leveranciers is 2,5 jaar voor T6-klienten. Contracten van twee en drie jaar zijn bovendien de meest voorkomende contracten. Het contract met de langste looptijd duurt zelfs 15 jaar (2011 - 2026).

Grafiek 14: Looptijd van de contracten, industriële klienten T6 distributie in 2016



#### ***3.2.3.2. Vervoerscomponent (T6)***

Voor T6-klienten werd het vervoer gefactureerd aan gemiddeld 0,6 EUR/MWh in 2016. In een zeer beperkt aantal gevallen (minder dan 1 %) zien we een gezamenlijke facturatie van energie en vervoer. Een gelijkaardige evolutie dan die bij residentiële klienten en kmo's wordt vastgesteld, namelijk een aparte facturatie van energie en transport vanaf 2016, zelfs al bestaat hiervoor geen strikte wettelijke verplichting zoals voor klienten met een verbruik van minder dan 100 MWh/jaar.

#### ***3.2.3.3. Distributiecomponent (T6)***

Deze component varieert afhankelijk van de distributiezone. De distributiecomponent voor een T6-klient wordt voornamelijk op basis van de capaciteit uitgedrukt rekening houdend met het afnameprofiel van de klient. Gemiddeld bedraagt hij 0,7 EUR/MWh in 2016.

#### ***3.2.3.4. Component toeslagen (T6)***

De toeslagen die de T6-klienten dienen te betalen, bedragen gemiddeld 0,9 EUR/MWh en bestaan uit de energiebijdrage en de federale bijdrage.

Met betrekking tot de energiebijdrage zijn er drie verschillende categorieën :

- 0 EUR/MWh, dus een volledige vrijstelling voor ondernemingen van sommige energie-intensieve sectoren ;
- 0,54 EUR/MWh voor ondernemingen met een sectorovereenkomst;
- 0,9916 EUR/MWh ook voor de andere klanten.

Wat betreft de federale bijdrage, bestaat er een degressiviteit en een plafonnering<sup>10</sup>, zie <http://www.creg.be/nl/professionals/levering/federale-bijdrage> Wanneer een volume van meer dan 20 GWh/jaar wordt geleverd aan een verbruikslocatie voor bedrijfsdoeleinden, wordt de federale bijdrage die op deze eindafnemer van toepassing is als volgt op basis van zijn jaarlijks verbruik verlaagd:

- 1) Voor de schijf tussen 20 GWh/jaar en 50 GWh/jaar: met 15 % ;
- 2) Voor de schijf tussen 50 GWh/jaar en 250 GWh/jaar: met 20 % ;
- 3) Voor de schijf tussen 250 GWh/jaar en 1.000 GWh/jaar : met 25 % ;
- 4) Voor de schijf van meer dan 1 000 GWh/jaar : met 45 %.

De wettelijke plafonnering wordt berekend op basis van de afnames per kalenderjaar. De federale bijdrage bedraagt maximaal 750.000 EUR per verbruikslocatie en per jaar. Om van deze degressiviteit en plafonnering te kunnen profiteren, dient de eindverbruiker een sectorovereenkomst te hebben gesloten.

De elektriciteitsproducenten, met inbegrip van warmtekrachtkoppelingen, zijn vrijgesteld van de federale bijdrage aardgas.

Tot slot is er in Wallonië ook nog de aansluitingsvergoeding van 0,03 EUR/MWh voor een volume van meer dan 10 GWh/jaar.

---

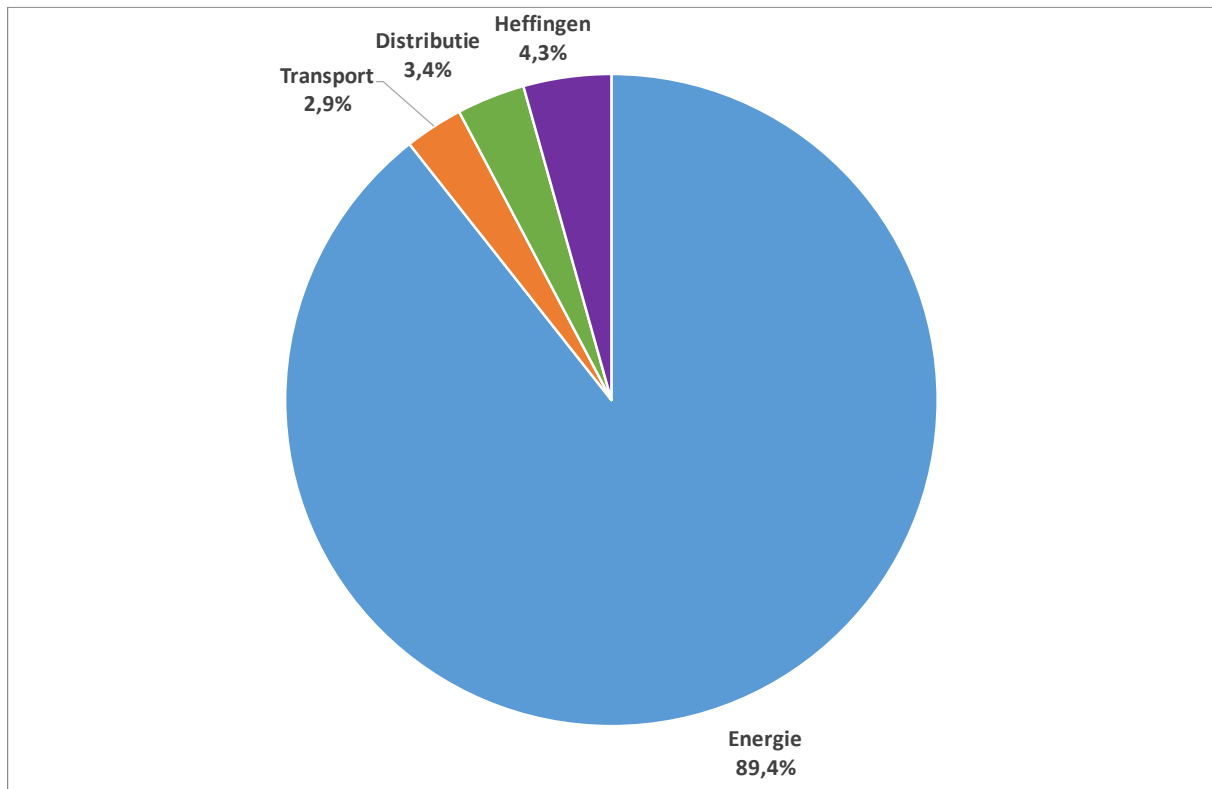
<sup>10</sup> Dit werd ingevoerd door het koninklijk besluit van 2 april 2014 tot vaststelling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage bestemd voor de financiering van bepaalde openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering en controle op de aardgasmarkt.



### 3.2.3.5. Prijssamenstelling (T6)

De energiecomponent (89 % voor een T6-klant) is uiteraard ook de belangrijkste component van de totale prijs. De hiernavolgende grafiek toont de prijssamenstelling excl. btw voor een T6-klant en een directe klant met een doorsnee profiel.

Grafiek 15: Prijssamenstelling van het aardgas voor een industriële T6-klant distributie in 2016 (prijs excl. btw)



## 3.3. Verkoop aan industriële klanten op het vervoersnet

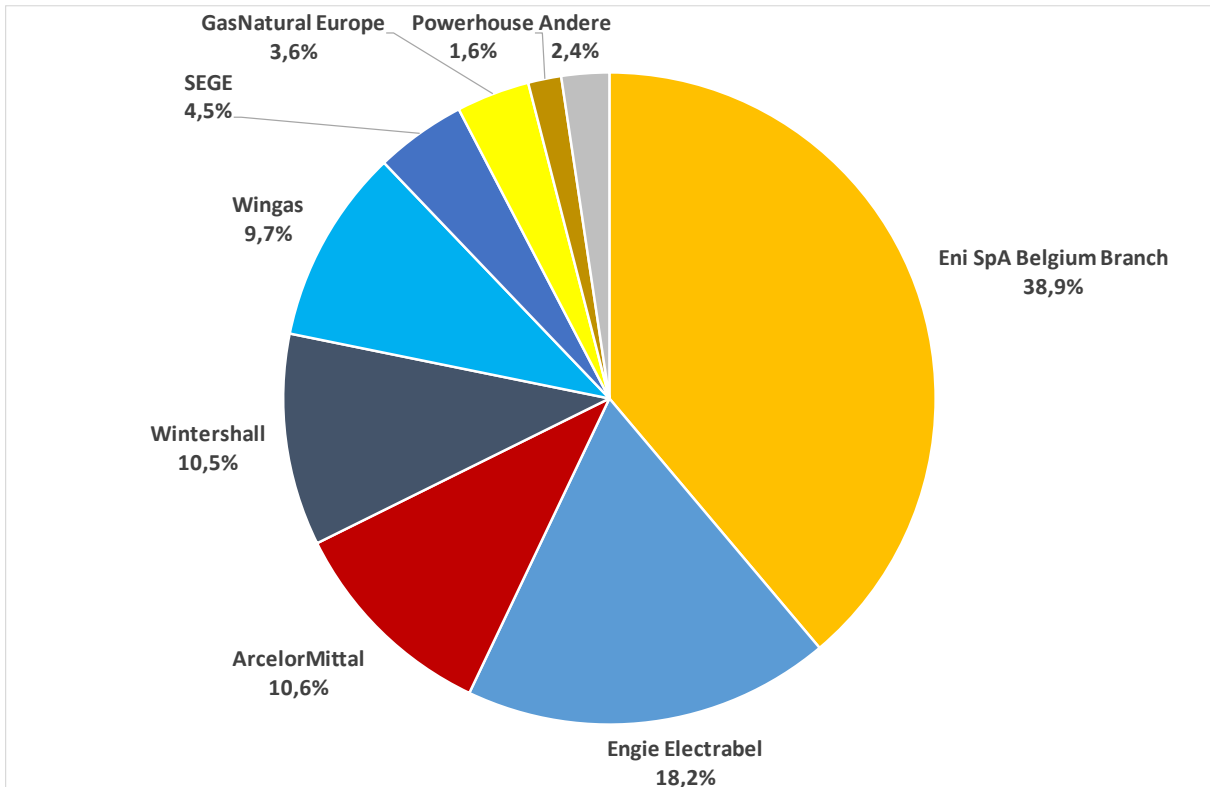
15 van de ondervraagde leveranciers hebben grote industriële klanten beleverd in 2016 ten opzichte van 17 in 2015. Er zijn dus twee leveranciers minder nl. Electrabel Customer Solutions en Gazprom Marketing & Trading. Deze daling is enkel te wijten aan interne reorganisaties binnen de leveranciers. Electrabel Customer Solutions werd opgenomen in Engie Electrabel op 1 januari 2016. Gazprom is de enige aandeelhouder van Wingas geworden in de loop van het jaar 2015 en handelt sindsdien enkel via dit filiaal op de Belgische markt van industriële klanten.

In vergelijking met de vorige studies werd er in deze studie rekening gehouden met de indeling van afnemers door Fluxys. In hun rapportering hebben sommige leveranciers afnemers die Fluxys als elektriciteitscentrales had beschouwd, beschouwd als industriële afnemers. Om de coherentie van die gegevens met de gegevens die Fluxys en Synergrid hebben gepubliceerd te verzekeren, heeft de CREG beslist om dezelfde categorieën als Fluxys te gebruiken en de volumes van sommige sites op het vervoersnet opnieuw toe te wijzen. Een groot aantal industriële afnemers die over warmtekrachtkoppelingen beschikken worden door Fluxys immers ondergebracht in de categorie "elektriciteitscentrales" en niet in de categorie "industriële afnemers". Hieruit volgt een daling van het volume dat bij de industrie wordt ingedeeld en een stijging van het volume dat bij de elektriciteitscentrales wordt ingedeeld. Voor de industriële vervoersklanten daalt het rapporteringsvolume bijgevolg van 57 TWh naar 42 TWh.

Het enige verschil met de gegevens van marktaandeelen in andere publicaties<sup>11</sup> is dat het gaat om leveringsvolumes. De levering van de molecule en de shipping gebeuren niet altijd door dezelfde onderneming.

De hieronder voorgestelde marktaandeelen hebben betrekking op de levering op het vervoersnet van Fluxys voor de industriële klanten.

Grafiek 16: Marktaandeelen in 2016 op basis van het volume geleverd aan directe industriële vervoersklanten voor aardgas met een jaarlijks verbruiksvolume van meer dan 10 GWh/jaar (42 TWh)



De belangrijkste spelers op deze markt zijn ENI, Engie Electrabel, Arcelor Mittal, Wintershall en Wingas. We noteren de aanwezigheid van twee energiefilialen van industriële producenten zoals Arcelor Mittal en SEGE (Air Liquide). Gezien de nieuwe methodologie lijkt een vergelijking van de marktaandeelen met die van de vorige studie 1548 weinig relevant. Er kan uit afgeleid worden dat de belangrijkste spelers de markt domineren gevolgd door drie andere spelers die elk een marktaandeel van ongeveer tien procent hebben.

Er dient te worden benadrukt dat er volgens de subcategorieën van Fluxys, van het industriële volume van 42 TWh, 39 TWh verbruik is als eigenlijke industriële afnemer en 3 TWh als warmtekrachtkoppeling<sup>12</sup>.

<sup>11</sup> In het bijzonder met studie (F)1673 van 21 september 2017 over de aardgaslevering aan grote industriële klanten in België.

<sup>12</sup> Er is ook een volume warmtekrachtkoppeling dat Fluxys heeft toegewezen aan de categorie "elektriciteitscentrales".

### 3.3.1. Energiecomponent (direct)

#### Type aanbiedingen (geïndexeerd / vast)

De aanbiedingen in het industriële vervoerssegment kunnen als volgt worden onderverdeeld<sup>13</sup> :

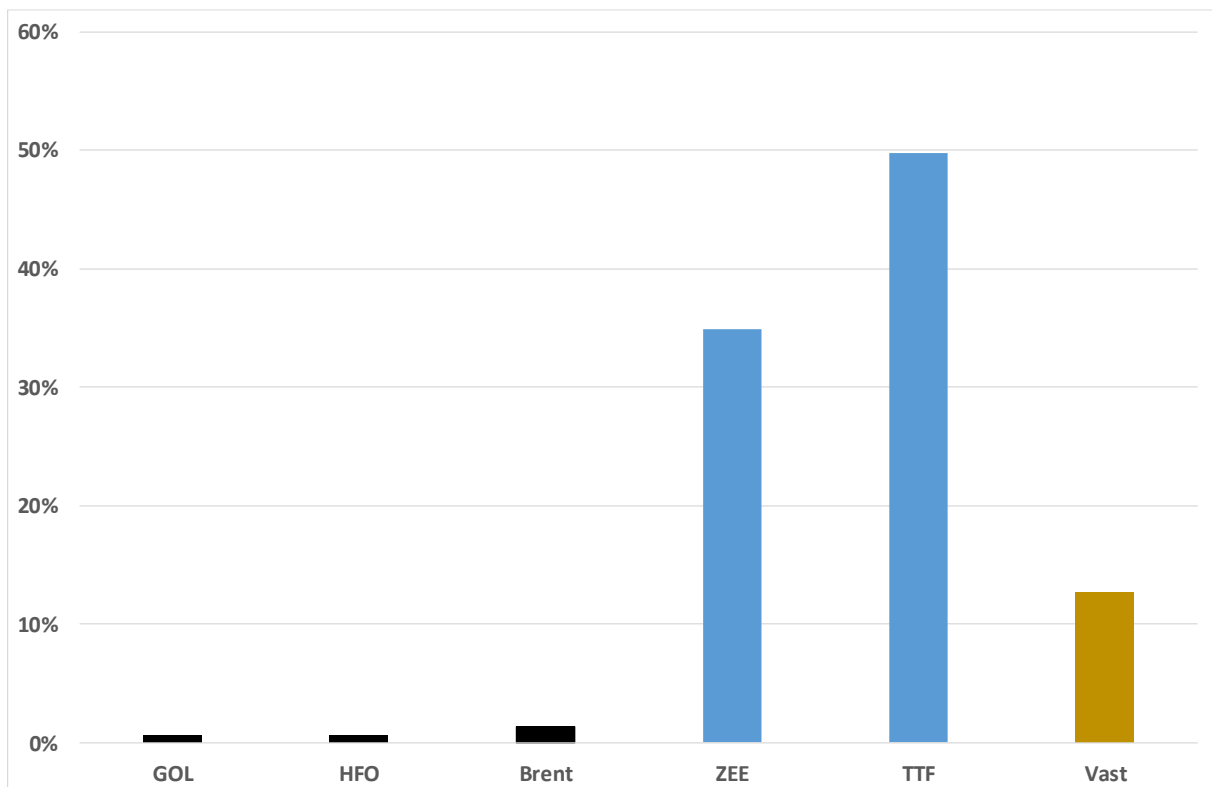
- variabele prijs geïndexeerd op de aardolienoteringen: 3 % (9 % in het voorgaande jaar) ;
- variabele prijs geïndexeerd op de gasnoteringen: 84 % (77 % in het voorgaande jaar) ;
- vaste prijs : 13 % (14 % in het voorgaande jaar).

Deze verhoudingen evolueren jaarlijks. Over het algemeen stelt de CREG een geleidelijke stijging vast van het aantal contracten geïndexeerd op de gasprijzen (Zeebrugge, TTF), gecorreleerd met een daling van deze geïndexeerd op de prijs van de aardolienoteringen (GOL, HFO, Brent). De hiernavolgende figuur geeft het detail weer van de indexeringen voor het jaar 2016.

Het is opmerkelijk dat de gasnoteringen Zeebrugge<sup>14</sup> en TTF in 2016 een omgekeerde evolutie vertonen. Het aandeel van de TTF-notering is verdrievoudigd en wordt voortaan in 52 % van de gevallen op de Belgische markt gebruikt. Het aandeel van de Zeebrugge-notering is gehalveerd en wordt nog slechts in een geval op drie gebruikt.

In bepaalde gevallen is de verkoopformule een hybride formule (gemengd vaste prijs / geïndexeerde prijs of gemengd prijs geïndexeerd op aardolie / prijs geïndexeerd op gas).

Grafiek 17: Noteringen gebruikt in de directe contracten voor het vervoer van aardgas met geïndexeerde aanbiedingen voor de industriële afnemers van meer dan 10 GWh



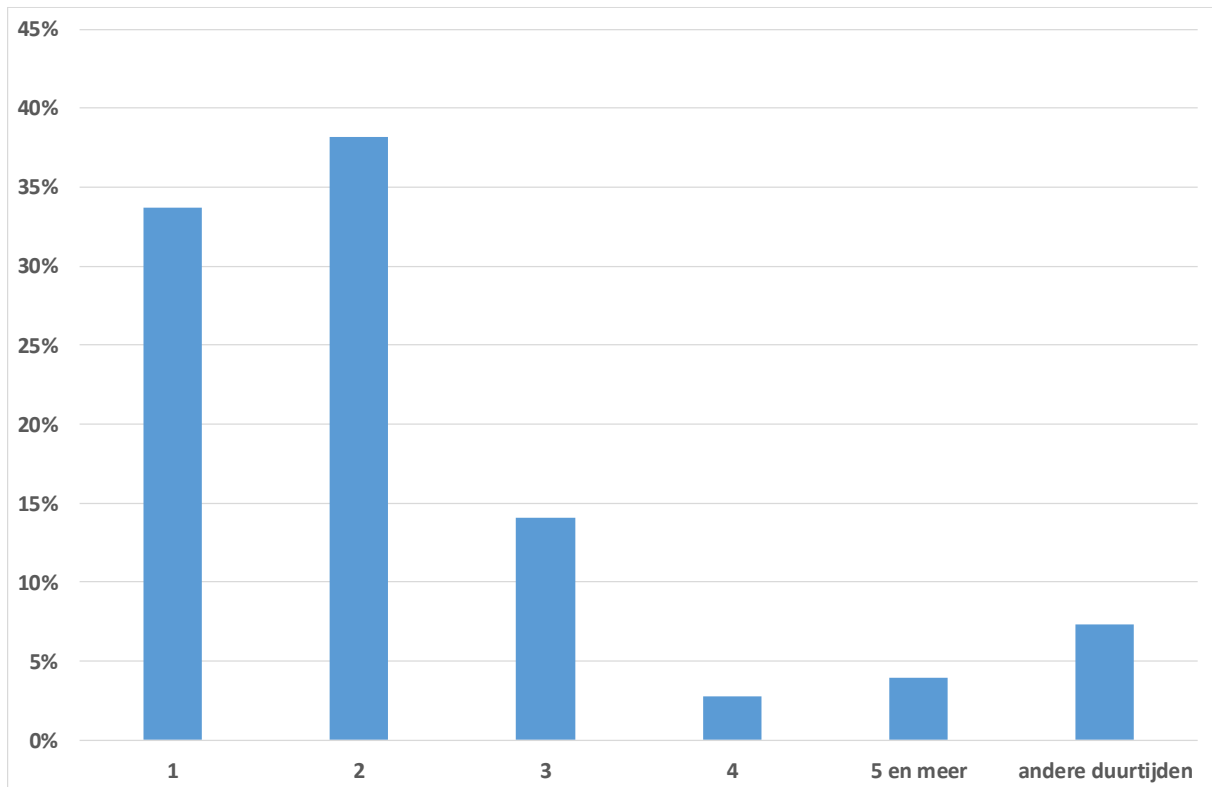
<sup>13</sup> Rekening houdend met het volume (dus niet met het aantal klanten) vormt de aardolie-indexering 1,5 % van het totaal, de gasindexering 92 % en de vaste prijzen 6,5 %. De grootste klanten hebben bijna allemaal gekozen voor een gasindexering.

<sup>14</sup>Zeebrugge is de verzamelnaam voor o.a. ZEE, ZHUB, ZTP en ZBH.

### **Looptijd van de contracten**

Als we de leveringscontracten van 2016 bekijken, komen de leveringscontracten met een looptijd van twee jaar het meest voor : nl. 37 % van de gevallen, gevolgd door de contracten met een looptijd van één jaar, die 33 % van het totaal vertegenwoordigen. Een minderheid (4 %) van de contracten heeft een looptijd van 5 of meer jaren. Slechts twee leveranciers op de markt bieden dergelijke contracten aan hun industriële klanten aan. De hiernavolgende figuur herneemt de contracten in functie van hun looptijd.

Grafiek 18: Verkoopcontracten aardgas aan directe industriële vervoersklanten bestudeerd in functie van hun looptijd (in jaren)



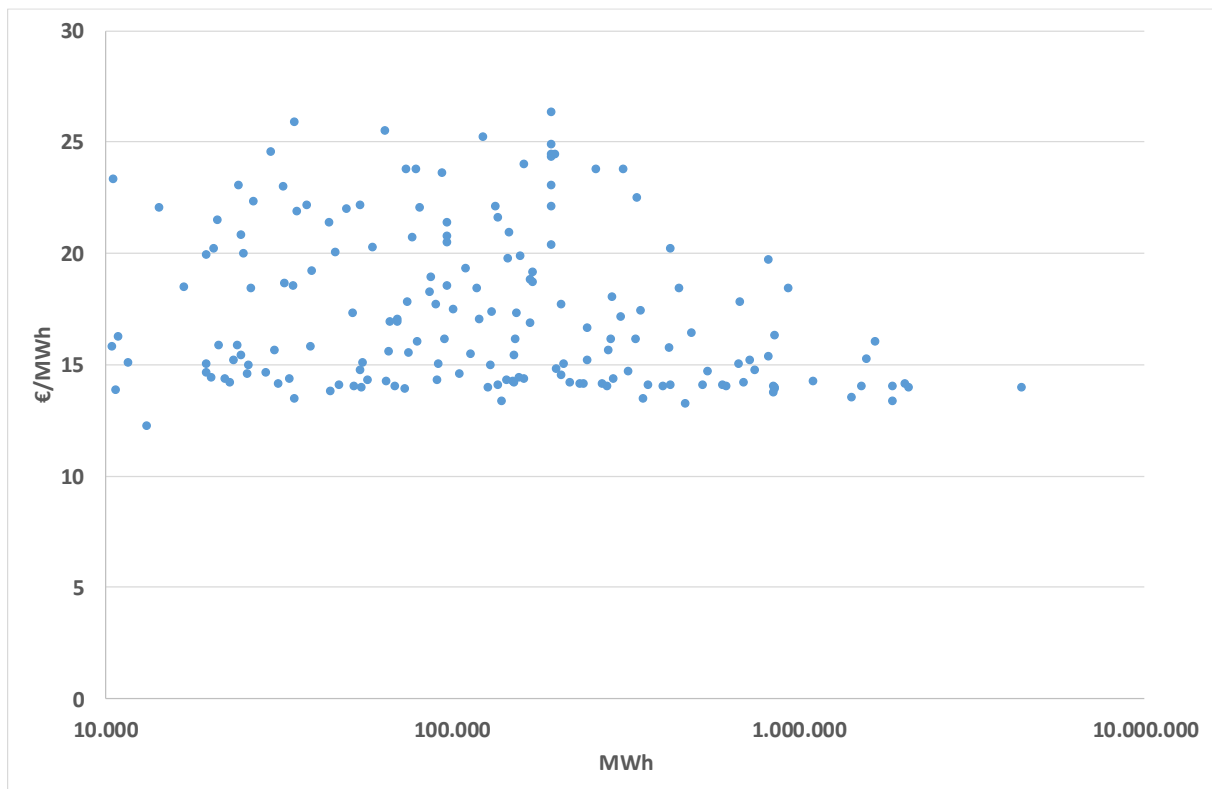
### **Prijsniveau**

Voor tarieffertes voor industriële klanten wordt er geen reclame gemaakt: een industriële afnemer ontvangt een tariefferte nadat hij deze heeft aangevraagd bij geselecteerde leveranciers. Vooraleer er een leveringscontract wordt gesloten, is er een onderhandelingsfase op basis van de ontvangen offertes waarvoor natuurlijk geen reclame wordt gemaakt.

De energieprijz die in 2016 aan industriële klanten gefactureerd werd, bedroeg gemiddeld 16,0 EUR/MWh en situeerde zich tussen 12,2 en 28,4 EUR/MWh. Er bestaat een vrij beperkte negatieve correlatie tussen het verbruikte volume en de verkregen prijs. De tien grootste industriële klanten (klanten met een volume van meer dan 1 TWh/jaar) hebben een gemiddelde prijs van 14,2 EUR/MWh bekomen. Dit is dus 1 EUR/MWh minder ten opzichte van de gemiddelde prijs voor het geheel van vervoersklanten met een verbruik van meer dan 10 GWh/jaar. Slechts 50 % van de grote industriële klanten hebben een prijs tussen 14 en 18 EUR/MWh.

Onderstaande figuur herneemt de gemiddelde prijzen van de grote industriële klanten op het vervoersnet met een gefactureerd verbruik van meer dan 10 GWh in 2016.

Grafiek 19: Spreiding van de energieprijzen (in EUR/MWh) en volumes (in MWh) van industriële vervoersklanten aardgas met een verbruik van meer dan 10 GWh/jaar in 2016 (semi-logaritmische schaal)



### 3.3.2. Vervoerscomponent (direct)

De vervoersprijs wordt apart gefactureerd voor directe klanten en bedraagt gemiddeld 0,5 EUR/MWh. Een klant met een relatief stabiel afnameprofiel tijdens het hele jaar betaalt minder dan een klant met een afnameprofiel dat sterk varieert.

### 3.3.3. Component toeslagen (direct)

De toeslagen voor directe klanten bedragen gemiddeld 0,6 EUR/MWh. Ze bestaan uit de energiebijdrage en de federale bijdrage.

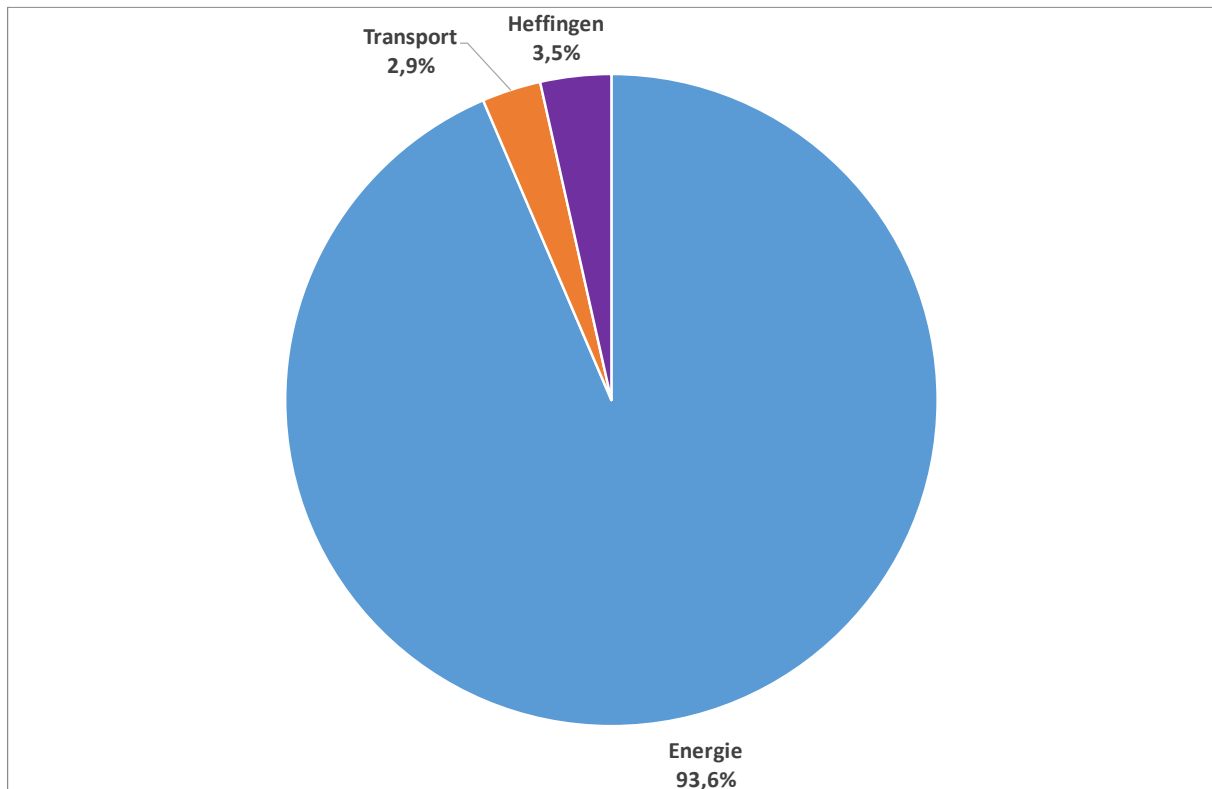
Gezien de gelijkenissen tussen dit punt en het T6-segment (industriële distributieklient) wordt de lezer verwezen naar punt 3.2.3.4 supra voor meer informatie over de toeslagen.

Omwille van het degressiviteitssysteem betaalt een directe industriële afnemer met een gemiddeld verbruik van 300 GWh/jaar verhoudingsgewijs minder dan een industriële T6-afnemer met een verbruik dat ongeveer tien keer kleiner is.

### 3.3.4. Prijsamenstelling (direct)

De energiecomponent (94 % voor een T6-klant) is uiteraard ook de belangrijkste component van de totale prijs. De hiernavolgende grafiek toont de prijsamenstelling excl. btw voor een T6-klant en een directe klant met een doorsnee profiel.

Grafiek 20: Prijsamenstelling van het aardgas voor een directe vervoersklant in 2016 (prijs excl. btw)



## 3.4. Raming van de bruto leveringsmarges

Eerst en vooral moeten we verduidelijken dat we de bruto leveringsmarges bepalen door uitsluitend rekening te houden met de aankoop en verkoop van de molecule. Er wordt hier dus geen rekening gehouden met alle andere kosten van gasmaatschappijen, zoals administratie- en loonkosten.

### 3.4.1. Bruto verkoopmarge op de distributieklienten

#### 3.4.1.1. Markt residentiële klanten en kmo's (T2)

Voor de residentiële markt (60 TWh) verschillen de marges sterk van leverancier tot leverancier, gaande van 3 EUR/MWh tot 10 EUR/MWh. In dit segment zijn de marges het hoogst, zelfs als er rekening wordt gehouden met de eventuele flexibiliteitskosten die aan deze residentiële afnemers worden aangerekend. De brutomarge voor deze klanten wordt als volgt berekend: verkoop – aankoop (commodity en flexibiliteit).

Over het geheel genomen en rekening houdend met een weging op basis van de volumes, bedraagt de gemiddelde bruto verkoopmarge voor de residentiële markt 8,2 EUR/MWh (26,2 – 18). Dat komt neer op 3 EUR/MWh meer dan in 2015.

We stellen vast dat de hoogste verkoopprijzen te vinden zijn bij leveranciers met de grootste marktaandeelen. Het prijsverschil tussen de duurste en de voordeligste leveranciers blijft nog steeds aanzienlijk in 2016. Het is dus nog altijd aan te raden om een weloverwogen keuze te maken en de aanbiedingen van de vele leveranciers op de markt te vergelijken.

#### 3.4.1.2. Bruto verkoopmarge op de professionele markt (T4)

Op de markt van de T4-T5 bedrijven (met een verbruik tussen 1 en 10 GWh/jaar), varieert de bruto *commodity* marge van 1 tot 7,5 EUR/MWh tussen de leveranciers.

Over het geheel genomen en rekening houdend met een weging op basis van de volumes, bedraagt de gemiddelde marge voor de T4-T5 markt 5,5 EUR/MWh (22,7 – 17,2), een stijging van 2,5 EUR/MWh ten opzichte van het voorgaande jaar.

Het volume van dit segment is minder, nl. 12 TWh.

#### 3.4.1.3. Bruto marge op de industriële markt (T6)

Op de markt van de grote industriële T6-klienten (met een verbruik van meer dan 10 GWh/jaar), varieert de bruto *commodity* marge van 0 tot 3 EUR/MWh tussen de leveranciers.

De *commodity* marges bedragen gemiddeld 1,6 EUR/MWh op dit industriële segment. De gemiddelde verkoopprijs bedraagt 18,5 EUR/MWh terwijl de gemiddelde aankoopprijs voor deze klienten 16,9 EUR/MWh bedraagt. De gemiddelde prijsverschillen tussen de leveranciers zijn kleiner dan op andere segmenten. De marges zijn bijna met 1 EUR/MWh afgenomen ten opzichte van het voorgaande jaar.

In 2016 waren de gemiddelde bruto *commodity* verkoopmarges (inclusief flexibiliteitskosten):

- 8,2 EUR/MWh voor levering aan residentiële klienten en kmo's ;
- 5,5 EUR/MWh voor levering aan professionele klienten tussen 1 en 10 GWh/jaar ;
- 1,6 EUR/MWh voor levering aan grote industriële klienten (meer dan 10 GWh/jaar).

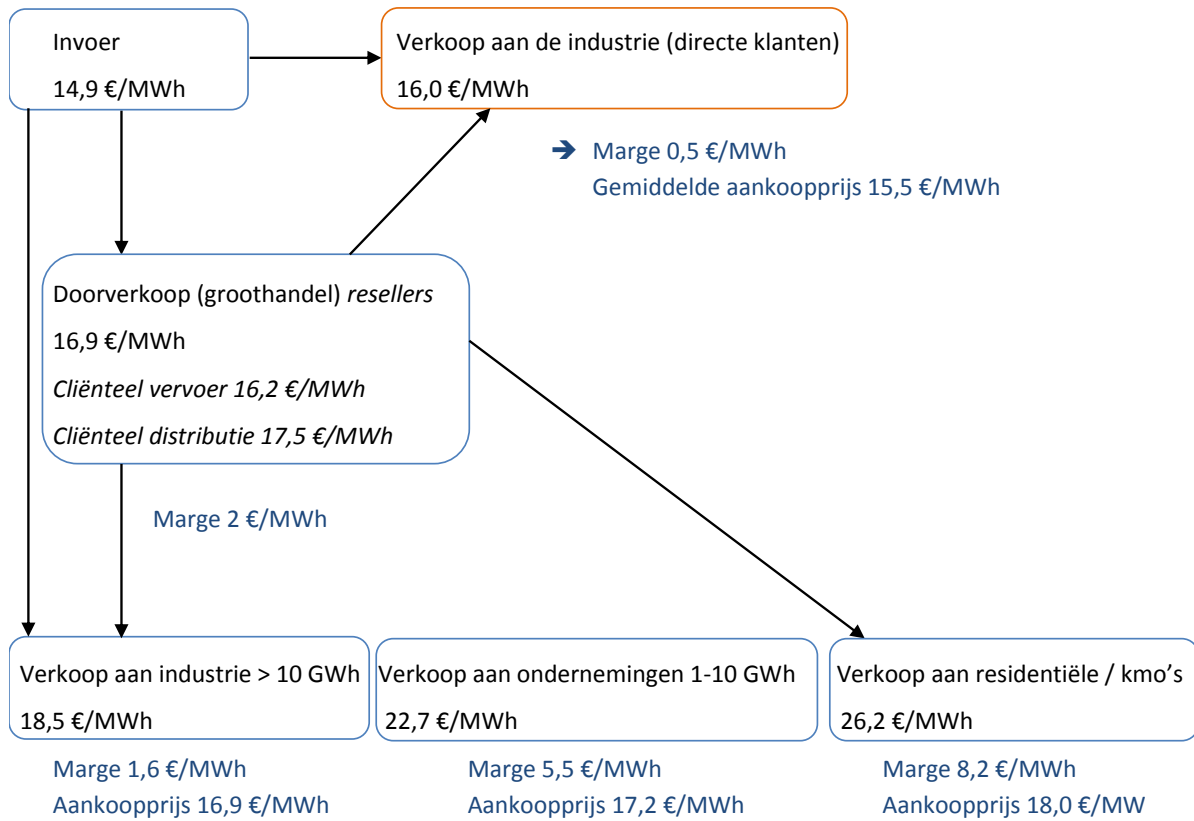
De marges zijn gestegen voor klienten met een verbruik van minder dan 10 GWh/jaar en gedaald voor klienten die meer dan 10 GWh/jaar verbruiken. Dit is te verklaren door een groter aantal contracten met vaste prijs (55 %) op het segment van residentiële klienten en kmo's, terwijl het aantal contracten met een variabele prijs (> 90 %) doorweegt voor industriële klienten. Deze verschillende evolutie wordt versterkt door het effect van verkoopformules met een vaste prijs terwijl de gasnoteringen in 2016 daalden. De formules met een vaste verkoopprijs lagen in 2016 gemiddeld 3 tot 5 EUR/MWh hoger dan die met een variabele prijs.

#### 3.4.2. **Bruto verkoopmarge op de vervoersklienten**

Op de markt van de directe Fluxys-klienten schommelde de bruto *commodity*marge eveneens van leverancier tot leverancier, maar minder sterk.

De *commodity* marges bedragen gemiddeld 0,5 EUR/MWh op de industriële vervoersklienten in 2016. De gemiddelde verkoopprijs bedraagt effectief 16,0 EUR/MWh terwijl de gemiddelde aankoopprijs 15,5 EUR/MWh bedraagt. De gemiddelde prijsverschillen tussen de leveranciers zijn hier kleiner dan op andere segmenten. De marges zijn het kleinst op deze klienten, maar het gemiddelde volume per klient is duidelijk belangrijker want het gaat om 215 GWh per industriële site.

Grafiek 21: Algemene flowchart (overzicht) van de gemiddelde prijzen en de gemiddelde brutomarges voor doorverkoop (groothandel) en levering voor de volledige markt in 2016



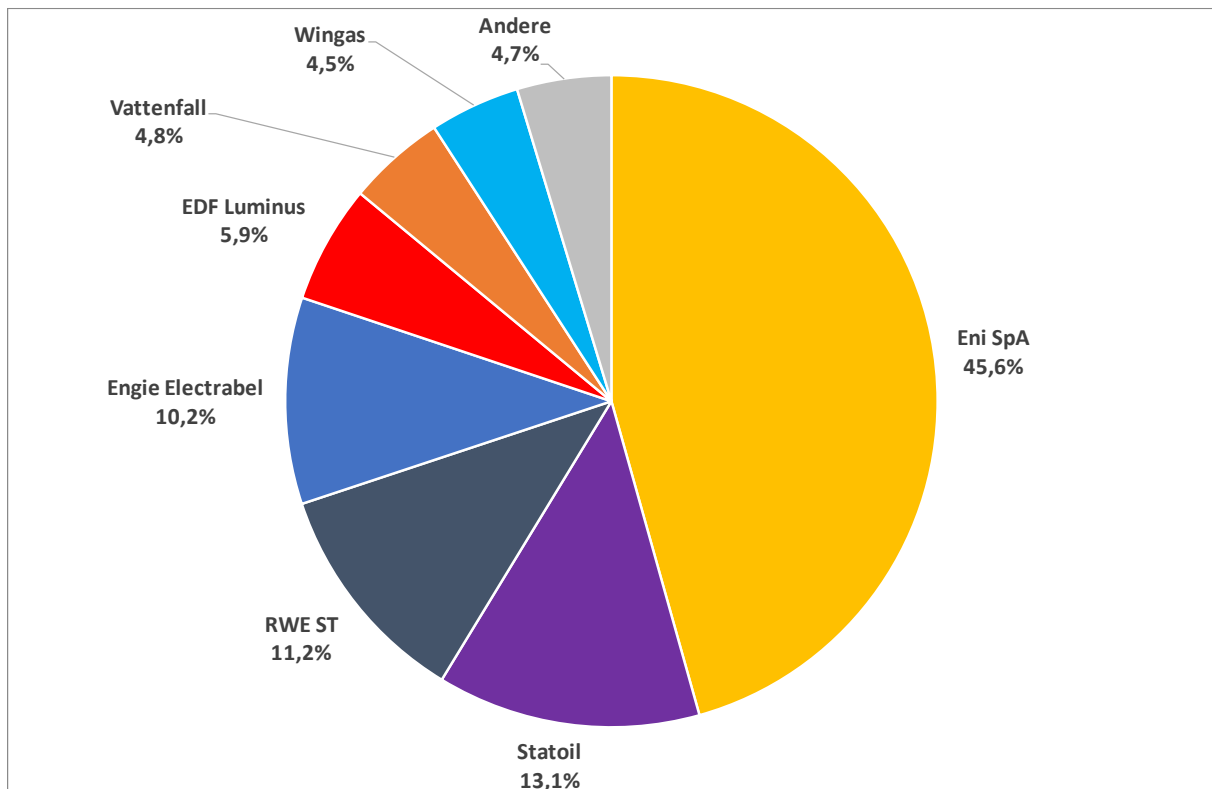


## 4. LEVERING AAN ELEKTRICITEITSCENTRALES

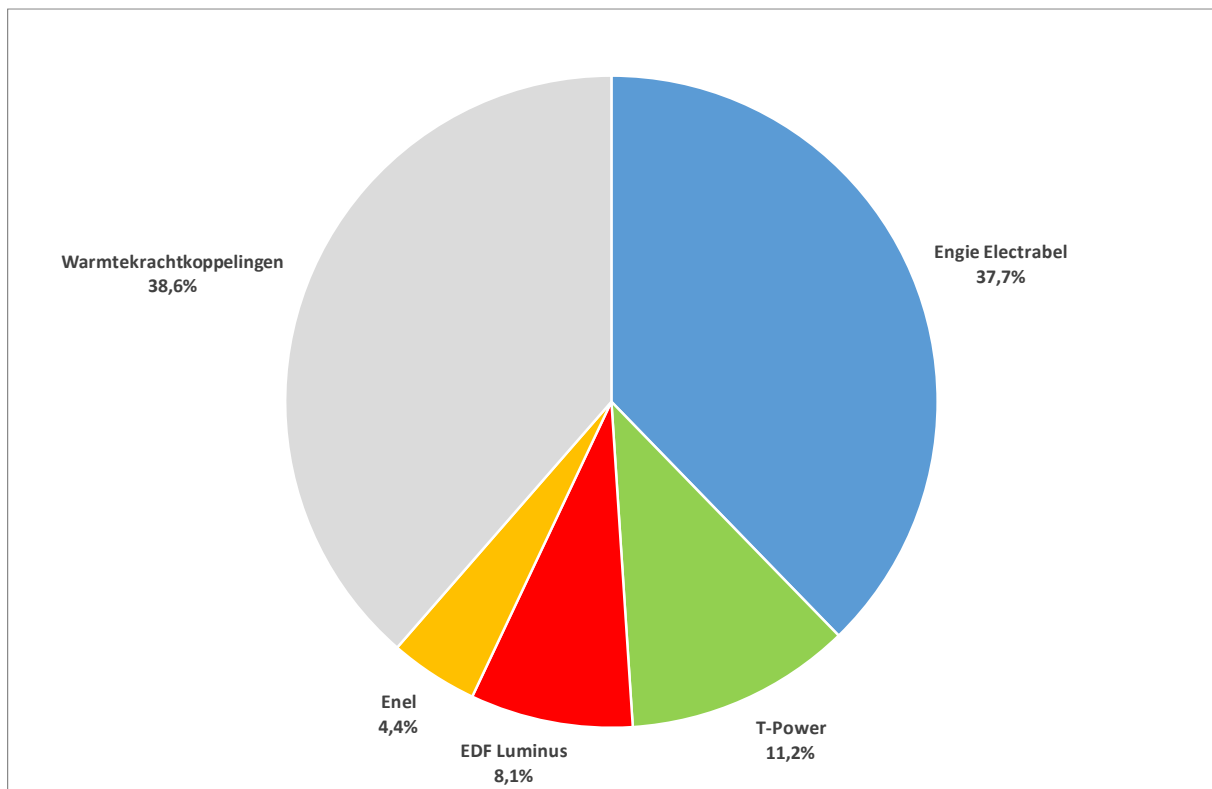
De levering van aardgas aan elektriciteitscentrales bedroeg 44 TWh in 2016. 27 TWh van dit volume was voor eigenlijke elektriciteitscentrales en 17 TWh voor warmtekrachtkoppelingen. Deze volumes werden berekend op basis van gegevens van Fluxys. In het invulformulier hadden de leveranciers de warmtekrachtkoppelingen voornamelijk ingedeeld bij de categorie "Industrie". Dit leidde tot reallocaties van volumes volgens de methodologie van Fluxys.

Het merendeel van het volume verbruikt door elektriciteitscentrales komt voort uit langetermijncontracten die met name gebaseerd zijn op steenkoolprijzen, maar een gedeelte wordt aangekocht op de spotmarkt, meestal door een maatschappij van de groep waartoe de elektriciteitscentrale behoort.

Grafiek 22: Marktaandeel in 2016 op basis van het aardgasvolume geleverd aan elektriciteitscentrales, met inbegrip van warmtekrachtcentrales (44 TWh) – perspectief leverancier



Grafiek 23: Marktaandelen in 2016 op basis van het aardgasvolume geleverd aan elektriciteitscentrales, met inbegrip van warmtekrachtcentrales (44 TWh) – perspectief verbruiker (electriciteitsproducent)



De voornaamste verbruiker van aardgas voor de categorie “electriciteitscentrales” (voor 27 TWh aan electriciteitscentrales en voor 17 TWh<sup>15</sup> aan warmtekrachtcentrales) is Engie Electrabel met bijna 40 % van het verbruikte volume, gevolgd door een drietal T-Power, EDF Luminus en Enel.

Voor wat de electriciteitscentrales betreft (27 TWh), bezit Engie Electrabel net zoals in 2015 meer dan 60 % van de markt.

De gemiddelde gewogen gasprijs gefactureerd aan de categorie “electriciteitscentrales” (electriciteitscentrales en warmtekrachtcentrales) bedraagt 14,6 EUR/MWh in 2016, een achteruitgang van 2,7 EUR/MWh ten opzichte van 2015. Deze prijs ligt lager dan de prijs gefactureerd aan de industriële klanten. Dit verschil is voornamelijk te wijten aan clausules voor de aankoop en de bestemming eigen aan de historische contracten voor de levering van electriciteitscentrales.

## 5. CONCLUSIES

### 5.1. Op het vlak van marktaandelen

Op de Belgische aardgasmarkt is er jaar na jaar steeds meer concurrentie. Het aantal ondernemingen die een federale en/of regionale leveringsvergunning bezitten en effectief aardgas hebben geleverd,

<sup>15</sup> En 2016, les sites avec cogénération repris dans la catégorie « centrales électriques » sont fournis par les entreprises suivantes : EDF Luminus, Engie Electrabel, GasNatural Europe, Statoil, Total Gas&Power Ltd et Wingas

bedraagt meer dan veertig. Voor het jaar 2016, worden er 42 actieve ondernemingen geteld, terwijl dat er in 2010 maar 13 waren.

Deze markt blijft weliswaar gedomineerd door het duo ENI die samen meer dan de helft van de markt behouden in het segment voor levering aan grote industriële afnemers (> 10 GWh/jaar) zowel op het distributienet als op het vervoersnet. Ze wordt ook nog gedomineerd door een ander duo gevormd door Engie Electrabel en EDF Luminus in het segment voor levering aan residentiële afnemers en aan kmo's. De markt staat jaar na jaar echter meer open voor concurrentie, zelfs wanneer de marktaandelen van de historische leveranciers maar relatief weinig afnemen.

Op het vlak van invoer (179 TWh) en doorverkoop (116 TWh) vertegenwoordigen ENI en Engie (inclusief dochterondernemingen) 60% van de invoer en meer dan 90 % van de doorverkoop. Het doorverkoopsegment bestaat hoofdzakelijk uit enerzijds ENI SpA (Italië), dat verkoopt aan zijn dochterondernemingen ENI Gas & Power en ENI SpA Belgian Branch, en anderzijds Engie (Frankrijk), dat verkoopt aan zijn dochteronderneming Engie Electrabel.

Op de markt van residentiële klanten en kmo's met een verbruik van minder dan 1 GWh/jaar (60 TWh) vertegenwoordigt het marktaandeel van de grootste leverancier Engie Electrabel 41 % van de verkoop qua volumes. Luminus heeft iets minder dan 20 % van deze markt in handen en ENI Gas & Power en Lampiris hebben elk ongeveer 10 %. Nieuwe leveranciers hebben hun intrede op de markt gedaan in 2016.

Op het segment van levering aan bedrijven met een verbruik tussen 1 en 10 GWh/jaar (12 TWh) bedraagt het marktaandeel van Engie Electrabel 43 % in 2016. We vinden hier ook ENI Gas & Power, Luminus en Lampiris met marktaandelen tussen 10 en 15 %.

Op het segment van levering aan bedrijven met een verbruik van meer dan 10 GWh/jaar op het distributienet (21 TWh) bezit Engie Electrabel 45 % van de markt, gevolgd door ENI SpA Belgium Branch (22 %), Wingas en Gas Natural Europe die elk een aandeel bezitten van ongeveer 10 %.

Op het segment van levering aan bedrijven op het vervoersnet staat hetzelfde duo op kop, maar deze keer staat ENI SpA Belgium Branch eerst met 39 %, gevolgd door Engie Electrabel met 18 %. Een drietal bestaande uit de industriële groep Arcelor Mittal en de leveranciers Wintershall en Wingas volgen met elke een tiental procent.

Wat de aardgaslevering aan industriële klanten betreft, doet de CREG de volgende vaststellingen.

Twee grote industriële groep, ArcelorMittal (via haar dochteronderneming ArcelorMittal Energy) en Air Liquide (via haar dochteronderneming Société Européenne de Gestion de l'Énergie, ook SEGE genoemd) zorgen voor de levering en de shipping van het aardgas.

Er is een ontvlechting tussen levering en shipping. De aanwezigheid van Wintershall en Axpo op de markt voor levering aan industriële klanten toont dit aan terwijl deze maatschappijen in 2016 geen shipping hebben verricht op het vervoersnet. Dit verklaart het verschil in marktaandeel vermeld in publicaties op basis van het vervoer en op basis van levering.

Bovendien heeft de CREG de methodologie van Fluxys gevolgd voor de indeling van de afnemers en de toewijzing van volumes aan de categorie "Industrie" enerzijds en de categorie "Elektriciteitscentrales" anderzijds. Dit verklaart belangrijke verschuivingen ten opzichte van de vorige jaren tussen de categorieën directe afnemers en elektriciteitscentrales.

Voor de aardgaslevering aan de categorie "elektriciteitscentrales" (44 TWh) is 27 TWh afkomstig van elektriciteitscentrales als dusdanig en 17 TWh van warmtekrachtcentrales. ENI SpA verzekert ongeveer de helft van de levering aan deze categorie. Slechts zes leveranciers leveren aardgas aan elektriciteitscentrales die aardgasverbruikers zijn met relatief specifieke behoeften en kenmerken.

## 5.2. Op het vlak van prijzen

Net zoals in 2015, worden de invoerprijzen op de Belgische aardgasmarkt bepaald door de langetermijnaankopen voor ongeveer 70% van de volumes in 2016, een niveau dat in vergelijking met het jaar 2015 stabiel is gebleven. De netto-aankopen op korte termijn op de beurzen zijn goed voor het resterende deel.

Bij de langetermijnaankopen hebben de aardolienoteringen weer sterk aan belang ingeboet, en zijn zij, met een aandeel van slechts 4 %, bijna betekenisloos. De gasnoteringen steken er met kop en schouders bovenuit bij de langetermijnaankopen. De gemiddelde invoerprijs op lange termijn over de periode bedroeg 14,8 EUR/MWh. De gemiddelde aankoopprijs op de beurzen bedroeg 15,2 EUR/MWh. De gemiddelde gewogen invoerprijs bedroeg 14,9 EUR/MWh (20,7 EUR/MWh in 2015). Er is bijna geen prijsverschil meer tussen de bevoorrading op lange termijn en op korte termijn door heronderhandelingen van langetermijncontracten en het progressief afstappen van aardolienoteringen in deze contracten. De aankooprijzen op de beurzen waren zelfs een beetje duurder dan de prijzen van de langetermijncontracten in 2016 doordat bepaalde leveranciers weer forward noteringen van een langere duur zijn gaan gebruiken in plaats van de standaard maandelijkse forward noteringen.

De doorverkooprijzen aan leveranciers (groothandel) bedroegen gemiddeld 16,9 EUR/MWh in 2016, inclusief flexibilitetskosten. De doorverkooprijzen met het oog op levering aan klanten op het vervoersnet waren 1,3 EUR/MWh lager dan die met het oog op levering aan klanten op het distributienet. Wat de distributie betreft zijn de doorverkooprijzen in eenzelfde groep hoger dan de doorverkooprijzen tussen onderneming zonder onderling verband, vooral op de markt van residentiële klanten en kmo's. Dit kan wijzen op nadelige interne transferprijzen voor Belgische dochterondernemingen van multinationals.

De gemiddelde doorverkoopmarge bedraagt 2 EUR/MWh voor alle ondernemingen en alle categorieën en de gemiddelde invoerprijs 14,9 EUR/MWh.

Op de residentiële markt (< 1 GWh/jaar), bedroegen de gemiddelde verkoopprijzen van de leveranciers 26,2 EUR/MWh in 2016 ten opzichte van gemiddeld 30,4 EUR/MWh in 2015. De aanbiedingen met vaste prijzen waren in 2016 goed voor bijna één contract op twee.

In 2016 bedroeg de gemiddelde aankoopprijs op deze markt 18,0 EUR/MWh en de bruto verkoopmarge 8,2 EUR/MWh (flexibilitetskosten inbegrepen), hetzij een hoger margeniveau van 3 EUR/MWh dan in 2015. De brutomarges lagen in 2016 tussen 3 en 10 EUR/MWh afhankelijk van leverancier tot leverancier. Deze stijging van de brutomarges is voornamelijk te wijten aan de impact van de producten met vaste prijs op een markt met dalende gasnoteringen.

Op de markt van bedrijven met een verbruik tussen 1 en 10 GWh/jaar bedroegen de verkoopprijzen gemiddeld 22,7 EUR/MWh in 2016 ten opzichte van gemiddeld 26,1 EUR/MWh in 2015. In tegenstelling tot de markt van residentiële klanten en kmo's, kan hier over de prijzen onderhandeld worden. Deze markt vertoont niettemin gelijkenissen met de markt van residentiële klanten en kmo's aangezien daar dezelfde belangrijke spelers actief zijn (Engie Electrabel, Luminus, Lampiris, Eni Gas&Power, ...). De gemiddelde aankoopprijs op deze markt bedroeg 17,2 EUR/MWh en de gemiddelde brutomarge 5,5 EUR/MWh, een stijging van 2,5 EUR/MWh ten opzichte van 2015 op dit segment dat het kleinste segment van de levering vertegenwoordigt.

Een gemeenschappelijk element van de twee voornoemde segmenten was de gezamenlijke facturatie van vervoer en energie die nog gedeeltelijk van toepassing was in 2015. Het jaar 2016 is het eerste jaar waarin de aparte facturatie van energie en vervoer verplicht werd voor klanten met een verbruik van minder dan 100 MWh/jaar. De CREG beveelt deze maatregel echter ook aan voor een verbruik dat boven deze drempel ligt, wat zou moeten leiden tot een grotere prijzentransparantie op de markt.

Op de markt van bedrijven met een verbruik van meer dan 10 GWh/jaar op het distributienet bedroegen de gemiddelde verkoopprijzen 18,5 EUR/MWh in 2016 – met prijsverschillen tussen 13,6 en 30,0 EUR/MWh – ten opzichte van gemiddeld 22,8 EUR/MWh in 2015. Gemiddeld zijn er relatief weinig verschillen tussen de gemiddelde prijzen van de belangrijkste leveranciers op deze markt. De formules met gasindexeringen vertegenwoordigen meer dan 90 % van de contracten. Voor de grote industriële klanten werden vervoer en energie maar zelden gezamenlijk gefactureerd (minder dan 1 % van de gevallen) in 2016. Niettemin beveelt de CREG een aparte facturatie ook aan voor de enkele gevallen die de gezamenlijke facturatie nog toepassen.

De gemiddelde brutomarges op dit industriële distributiesegment waren 1,6 EUR/MWh in 2016, terwijl de gemiddelde aankoopprijs 16,9 EUR/MWh bedroeg voor de leveranciers actief op deze markt.

Op de markt van de bedrijven met een verbruik van meer dan 10 GWh/jaar op het vervoersnet bedroegen de gemiddelde verkoopprijzen 16,0 EUR/MWh in 2016 – met prijsverschillen tussen 12,2 en 28,4 EUR/MWh – ten opzichte van gemiddeld 21,0 EUR/MWh tijdens het voorgaande jaar. De formules met gasnoteringen vertegenwoordigen gemiddeld 80 en 90 % van de contracten op deze markt.

De gemiddelde brutomarges op dit segment waren 0,5 EUR/MWh in 2016, terwijl de aankoopprijs gemiddeld 15,5 EUR/MWh voor de leveranciers actief op dit segment van industriële vervoersklanten. De kleinere marges worden gecompenseerd door verkoopvolumes per afnemer die duidelijk hoger zijn dan in de andere segmenten.

Tenslotte bedroegen de gemiddelde prijzen op de markt voor levering aan elektriciteitscentrales 14,6 EUR/MWh in 2016, een achteruitgang van 2,7 EUR/MWh ten opzichte van 2015.

\*\*\*\*

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:



Laurent JACQUET  
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER  
Voorzitster van het Directiecomité

# BIJLAGE 1

## SPELERS OP DE AARDGASMARKT PER SEGMENT

	DNB-net			Fluxys-net		Reseller
	T1-T3	T4-T5	T6	Directe klanten	Elektrische centrales	
Antargaz	x	x	x			
ArcelorMittal Energy				x		
Axpo			x	x		
Belgian Eco Energy (BEE)	x	x				
Comfort Energy	x					
Coretec	x	x				x
Direct Energie	x					
Ebem	x					
EDF Luminus	x	x	x	x	x	x
European Energy Pooling (EEP)						x
Engie						x
Engie Electrabel	x	x	x	x	x	x
Elegant	x					
Elexys	x	x	x			
Elindus	x	x				
Eneco	x	x	x			
Enel Trade					x	
ENI Gas & Power	x	x	x			x
ENI SpA		x	x	x	x	x
Enovos	x	x	x	x		
Essent Belgium	x	x				
Gas Natural Europe	x	x	x	x	x	x
Getec				x	x	
Klinkenberg	x					
Lampiris	x	x	x			
Mega	x	x				
Natgas		x	x	x		x
Octa+	x	x				
Progress Energy Services (PES)						x
Powerhouse			x	x		
RWE ST					x	x
Scholt	x	x	x			
SEGE				x		
Statoil				x	x	x
Total Gas & Power Belgium	x	x	x			
Total Gas & Power Ltd				x	x	x
Uniper				x	x	x
Vattenfall Energy Trading					x	
Vlaams Energiebedrijf (VEB)	x	x	x			x
Watz	x					
Wingas	x	x	x	x	x	x
Wintershall				x		