

De prijs van elektriciteit en aardgas voor ondernemingen in België

Samenstelling, niveau en evolutie
ten opzichte van de buurlanden

December 2014

Jan van der Linden, jvdl@plan.be

Federaal Planbureau

Het Federaal Planbureau (FPB) is een instelling van openbaar nut.

Het FPB voert beleidsrelevant onderzoek uit op economisch, sociaal-economisch vlak en op het vlak van leefmilieu. Hiertoe verzamelt en analyseert het FPB gegevens, onderzoekt het aanneembare toekomstscenario's, identificeert het alternatieven, beoordeelt het de gevolgen van beleidsbeslissingen en formuleert het voorstellen.

Het stelt zijn wetenschappelijke expertise onder meer ter beschikking van de regering, het Parlement, de sociale gesprekspartners, nationale en internationale instellingen. Het FPB zorgt voor een ruime verspreiding van zijn werkzaamheden. De resultaten van zijn onderzoek worden ter kennis gebracht van de gemeenschap en dragen zo bij tot het democratisch debat.

Het Federaal Planbureau is EMAS en Ecodynamische Onderneming (drie sterren) gecertificeerd voor zijn milieubeheer.

url: <http://www.plan.be>

e-mail: contact@plan.be

Publicaties

Terugkerende publicaties:

Vooruitzichten

De "Short Term Update"

Planning Papers (laatste nummer):

Het doel van de "Planning Papers" is de analyse- en onderzoekswerkzaamheden van het Federaal Planbureau te verspreiden.

114 Administratieve lasten in België voor het jaar 2012

Chantal Kegels - Februari 2014

Working Papers (laatste nummer):

9-14 Une méthodologie de projection des ménages : le modèle HPROM (Household PROjection Model)

Marie Vandresse - November 2014

Overname wordt toegestaan, behalve voor handelsdoeleinden, mits bronvermelding.

Verantwoordelijke uitgever: Philippe Donnay

Wettelijk Depot: D/2014/7433/29

Federaal Planbureau

Kunstlaan 47-49, 1000 Brussel

tel.: +32-2-5077311

fax: +32-2-5077373

e-mail: contact@plan.be<http://www.plan.be>

De prijs van elektriciteit en aardgas voor ondernemingen in België

Samenstelling, niveau en evolutie ten opzichte van de buurlanden

December 2014

Jan van der Linden, jvdl@plan.be

Abstract - De steeds duurder wordende elektriciteit en aardgas noopten in 2012 de federale regering tot maatregelen om de prijzen beter te beheersen en zo het Belgische concurrentievermogen te verbeteren. Deze studie onderzoekt de prijsevolutie van elektriciteit en aardgas voor ondernemingen in België en drie buurlanden gedurende 2007 - 2014. Dat gebeurt aan de hand van de prijzenstatistiek van Eurostat en enkele andere databronnen. Het blijkt dat de gemiddelde prijzen van elektriciteit in België lange tijd de op één na hoogste van de vier landen geweest zijn, maar dat de prijsstijgingen minder sterk waren dan in Duitsland en Frankrijk. Zodoende zijn anno 2014 de prijzen veeleer middelmatig tot laag, waarmee de maatregelen effect gehad lijken te hebben. De prijzen van aardgas hoorden al die tijd bij de laagsten. Toch blijven er nog aandachtspunten, vooral voor wat de prijs van elektriciteit betreft. Het belangrijkste daarvan betreft de energie-intensieve industrie. Daar kennen de vier landen fiscale kortingen en soms zelfs kortingen op de netwerktarieven. De positie van België is daardoor mogelijk minder gunstig dan uit de gemiddelde prijzen zou blijken. Het is dus van belang om de prijzen voor de energie-intensieve industrie te blijven analyseren.

Abstract - En 2012, les prix sans cesse croissants de l'électricité et du gaz naturel ont incité le gouvernement fédéral à prendre des mesures pour mieux les maîtriser. Ces mesures devraient entraîner une amélioration de la position concurrentielle de la Belgique. La présente étude analyse l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les entreprises belges et trois pays voisins au cours des années 2007 - 2014. Elle se fonde sur les statistiques de prix d'Eurostat et sur quelques autres sources de données. Il ressort de l'étude que la Belgique a longtemps occupé la deuxième place en termes de cherté de l'électricité (prix moyens de l'électricité), mais que les hausses de prix ont été moins importantes qu'en Allemagne et en France. Ainsi, les prix sont plutôt moyens voire bas en 2014, ce qui semble indiquer que les mesures ont produit leur effet. Les prix du gaz naturel ont compté parmi les plus bas durant toute cette période. Pourtant, il subsiste encore des points préoccupants, surtout en ce

qui concerne le prix de l'électricité. Le point qui réclame le plus d'attention concerne l'industrie à forte intensité énergétique. Elle bénéficie de réductions fiscales dans les quatre pays et parfois même de réductions sur les tarifs de réseau. De ce fait, la position de la Belgique est peut-être moins favorable que ne l'indiquent les prix moyens. Il importe donc de continuer à analyser les prix pour l'industrie à forte intensité énergétique.

Abstract - In 2012 ever growing prices of electricity and natural gas compelled the federal government to take measures to better control these prices, and thus improve Belgian competitiveness. This study explores the evolution of the prices of electricity and natural gas for enterprises in Belgium and three neighbouring countries. It is done for 2007 - 2014 and using energy price data from Eurostat and some other sources. The average electricity prices in Belgium have long been the second highest of the four countries, but the price increases were less strong than in Germany and France. That's why today the prices are moderate to low, suggesting that the measures must have been effective. During the whole period since 2007, the prices of natural gas were relatively low. Still, attention should be paid to the prices, in particular those of electricity. This is of uttermost importance for energy-intensive manufacturing. All four countries grant discounts on energy levies, in some cases even on network tariffs. The position energy-intensive manufacturing in Belgium may therefore be less favourable than would be suggested by the average prices. Hence, it remains important to analyse energy prices for energy-intensive manufacturing.

Jel Classification - L94, L95

Keywords - elektriciteitsprijzen, aardgasprijzen, concurrentievermogen

Inhoudstafel

Synthese	1
Synthèse	5
1. Inleiding	9
2. Prijsvorming van elektriciteit en aardgas in België	10
2.1. De energiecomponent (productiekosten en leveranciersmarges)	10
2.1.1. Drijvende factoren	10
2.1.2. De prijsvorming in België	11
2.2. Netwerkkosten	13
2.3. Belasting en andere heffingen op het verbruik	14
3. Methodologie van energieprijstatistieken	18
3.1. De Eurostat databank van energieprijzen	18
3.2. Maandelijkse en jaarlijkse publicaties van de CREG	19
3.3. Ad hoc data van studie bureaus	20
4. Prijzen van elektriciteit in België en drie buurlanden	22
4.1. Gemiddelde prijzen per verbruikersprofiel	22
4.1.1. Niveau en evolutie van de prijzen	22
4.1.2. De componenten van de prijs	25
4.2. Nuancering van de gemiddelde prijzen	27
4.2.1. Kleine industriële gebruikers (tot 500 mwh/jr)	28
4.2.2. Grote industriële gebruikers (vanaf 70 gwh/jr)	30
5. Prijzen van aardgas in België en drie buurlanden	36
5.1. Gemiddelde prijzen per verbruikersprofiel	36
5.2. De componenten voor kleine industriële gebruikers (tot 2,8 gwh/jr)	39
6. Conclusie	42
Bijlage	45
Referenties	51

Lijst van tabellen

Tabel 1	De gemiddelde prijs van elektriciteit per gebruiksinterval	22
Tabel 2	Prijsstijgingen van elektriciteit per gebruiksinterval	23
Tabel 3	De componenten van de gemiddelde prijs van elektriciteit per gebruiksinterval	25
Tabel 4	De componenten van de gemiddelde prijs van elektriciteit in twee gebruiksintervallen.....	27
Tabel 5	De elektriciteitsprijs uit twee databronnen (grote gebruikers, 70 - 150 gwh/jr).....	31
Tabel 6	De componenten van de elektriciteitsprijs uit twee databronnen (grote gebruikers, 70 - 150 gwh/jr).....	31
Tabel 7	Export van productie uit energie-intensieve processen	32
Tabel 8	De gemiddelde prijs van aardgas per gebruiksinterval	36
Tabel 9	Prijsstijgingen van aardgas per gebruiksinterval	38
Tabel 10	Belasting en heffingen op aardgas uit twee databronnen (kleine gebruikers, <0,3 gwh/jr)....	40
Tabel 11	De componenten van de gemiddelde prijs van elektriciteit in vier gebruiksintervallen.....	47

Lijst van figuren

Figuur 1	De evolutie van de elektriciteitsprijs voor grote industriële gebruikers (70 - 150 gwh/jr).....	24
Figuur 2	De evolutie van de elektriciteitsprijs voor kleine industriële gebruikers (20 - 500 mwh/jr)....	24
Figuur 3	De componenten van de gemiddelde prijs van elektriciteit in twee gebruiksintervallen.....	26
Figuur 4	De elektriciteitsprijs uit twee databronnen (kleine gebruikers, <500 mwh/jr).....	28
Figuur 5	De evolutie van de aardgasprijs voor kleine industriële gebruikers (<0,3 gwh/jr).....	37
Figuur 6	De evolutie van de aardgasprijs voor grote industriële gebruikers (278 - 1 111 gwh/jr).....	38
Figuur 7	De componenten van de aardgasprijs voor kleine gebruikers (0,1 gwh/jr)	39
Figuur 8	De evolutie van de elektriciteitsprijs in het interval <20 mwh/jr	45
Figuur 9	De evolutie van de elektriciteitsprijs in het interval 0,5 - 2 gwh/jr.....	45
Figuur 10	De evolutie van de elektriciteitsprijs in het interval 2 - 20 gwh/jr.....	46
Figuur 11	De evolutie van de elektriciteitsprijs in het interval 20 - 70 gwh/jr.....	46
Figuur 12	De energiecomponent in de prijs van elektriciteit in België, Duitsland en Nederland.....	48
Figuur 13	De netwerkkosten van elektriciteit in België, Duitsland en Nederland.....	48
Figuur 14	De heffingen op elektriciteit in België, Duitsland en Nederland	49
Figuur 15	De evolutie van de aardgasprijs in het interval 0,3 - 2,8 gwh/jr.....	49
Figuur 16	De evolutie van de aardgasprijs in het interval 2,8 - 28 gwh/jr.....	50
Figuur 17	De evolutie van de aardgasprijs in het interval 28 - 278 gwh/jr	50

Synthese

Hoge en toenemende energieprijzen zijn nadelig voor het Belgische concurrentievermogen. Het bedrijfsleven wordt zo rechtstreeks geconfronteerd met een te hoge energielast in de productiekosten. Indirect worden, via het indexmechanisme, deze prijsstijgingen doorgerekend in de lonen en salarissen. Mede om die redenen heeft de federale regering de afgelopen jaren maatregelen genomen om de prijsstijgingen beter te beheersen. Ze maakte daarbij gebruik van tariefbevrozingen, hervorming van indexeringsparameters, vermindering van heffingen en tijdelijk ook van het btw tarief. Toenames van heffingen op gewestelijk niveau hebben dat gedeeltelijk weer teniet gedaan.

Deze studie bespreekt de evolutie van de prijzen van elektriciteit en aardgas in België, Duitsland, Frankrijk en Nederland, met speciale aandacht voor de prijzen voor de ondernemingen. Nagegaan wordt wat onder andere de rol van de drie componenten van de prijs is of is geweest: de energiecomponent, de netwerkkosten en de (fiscale) heffingen. In eerste instantie is gebruik gemaakt van de Eurostat databank van energieprijzen, maar ook andere bronnen zijn geraadpleegd om de diagnose te vervolledigen.

Uit de data blijkt dat de perceptie van hoge prijzen genuanceerd moet worden. Anno 2014 gaat ze vooral nog op voor de elektriciteitsprijs voor huishoudelijk verbruik. De prijzen voor kleine professionele en industriële gebruikers zijn relatief concurrerend, hoewel niet de laagste van de vier landen. De prijzen voor grote gebruikers zijn gemiddeld ook concurrerend. Het betekent echter niet dat er geen aandachtspunten voor het beleid zijn. Gebruikers die zijn aangesloten op de laagspanningsnetten worden geconfronteerd met relatief hoge netwerkkosten. De energie-intensieve industrie zou ten opzichte van de buurlanden nog relatief hoge heffingen op elektriciteit betalen. De prijzen van aardgas zijn relatief laag. Voor het merendeel van de gebruikers zijn ze in vergelijking met de buurlanden al enkele jaren de laagste. Alleen de kleinste en de grootste gebruikers moeten die positie delen met Duitsland respectievelijk Nederland.

Theoretische concepten en drijvende factoren

Het mechanisme van prijsvorming verschilt per component. De groothandelsprijs kan in principe op de markt bepaald worden. Voor elektriciteit is dat complex vanwege de samenstelling van het productiepark. De marktprijs wordt bepaald door de marginale kosten van de laatst ingezette centrale. Van bepaalde opwekkingstechnieken kan de productie echter niet goed aan de vraag aangepast worden, wat kan leiden tot prijsfluctuaties. Verder speelt de interconnectie een rol. Als die tussen twee netten verzadigd is kunnen er prijsverschillen optreden. Voor aardgas is er minder heterogeniteit. Bovendien wordt dat tegenwoordig in grotere mate verhandeld op beurzen, waar de prijzen representatief zijn voor de feitelijke verhoudingen tussen vraag en aanbod. De kleinhandelsprijs van elektriciteit en aardgas hangt ook af van de marktstructuur en het marktgedrag van leveranciers en gebruikers. De marktwerking kan beïnvloed worden door onder andere dominante posities, toetredingsbarrières, bewustzijn van gebruikers en concurrentie onder leveranciers. Ten slotte kan de overheid ervoor kiezen de prijzen te reguleren.

In de praktijk worden in België door de grote gebruikers de prijzen bilateraal met de leveranciers onderhandeld. Die onderhandelingen en de daaruit voortvloeiende leveringscontracten zijn doorgaans betrouwbaar. Voor de kleine gebruikers worden de groothandelsprijzen veeleer bepaald aan de hand van indexformules. Tot 2012 werden de formules die voor de vrijmaking golden nog gebruikt. Sinds 2013 gelden nieuwe – marktconforme – formules. Op de kleinhandelsmarkten is door de federale regering de concurrentie aangewakkerd, waardoor de leveranciers in hun prijsvorming meer rekening met elkaar zijn gaan houden.

De netwerken zijn natuurlijke monopolies. Vrije prijsvorming kan daar leiden tot hoge tarieven en dito winstmarges. Daarom is er prijsregulering. De tarieven dekken dan bij voorkeur de gemiddelde kosten van exploitatie, plus een billijke winstmarge voor de netbeheerder. Een belangrijke extra factor is het cascadeprincipe. Dat impliceert dat men een hoger tarief betaalt naarmate men op een lager spanningsniveau is aangesloten. Mutatis mutandis geldt dat voor de aardgasnetten. In België worden de prijzen gereguleerd door middel van meerjarentarieven. Die geven zekerheid aan de markt, maar kunnen tussentijds wel aangepast worden als dat nodig is. De distributietarieven zijn in 2012 bevroren, in afwachting van de bevoegdheidsoverdracht aan de Gewesten.

De heffingen, ten slotte, zijn exogeen. Ze kunnen onder andere bestemd zijn voor de promotie van zuinig energieverbruik en openbaardienstverplichtingen (ODV), maar ook voor doeleinden buiten de energiebranche. In veel gevallen zijn ze degressief, waardoor er voor grote gebruikers een lager tarief is dan voor kleine. Het Belgische stelsel is zeer complex. Er zijn veel heffingen op federaal en gewestelijk niveau. Dat impliceert echter niet dat de druk van de heffingen ook hoog is. In Duitsland (elektriciteit) en Nederland (aardgas) is binnen een veel eenvoudiger stelsel de druk per kwh veel hoger dan in België.

Databronnen

De belangrijkste databron voor deze studie is de energieprijzenstatistiek van Eurostat. Die bevat halfjaargemiddelden van de prijzen van elektriciteit en aardgas. De prijzen worden verzameld voor verschillende gebruiksprofielen, en de heffingen en btw kunnen eruit afgezonderd worden. Voor elk gebruiksprofiel dekken de data een zo representatief mogelijk deel van de markt. Voor elk tweede halfjaar wordt voor elektriciteit ook het onderscheid tussen productie- en netwerkkosten gepubliceerd. Een nadeel van de databank is dat alleen de heffingen die expliciet op de factuur van de gebruiker staan worden afgezonderd. De heffingen die via de productie- en netwerkkosten doorgerekend worden zijn dus niet uit de data af te leiden. Van elk gebruiksprofiel wordt de gemiddelde prijs gegeven, terwijl er tussen gebruikers grote verschillen in prijs kunnen bestaan.

Waar mogelijk worden de data van Eurostat aangevuld met data van de CREG (alleen relatief kleine gebruikers) en Deloitte (alleen elektriciteitsprijzen voor grote gebruikers). De data van de CREG zijn op maandelijkse basis beschikbaar en geven voor alle prijzen het onderscheid naar de drie componenten. Ze zijn minder representatief voor de markt dan de data van Eurostat. De data van Deloitte zijn op jaarlijkse basis beschikbaar en nog minder representatief. Het zijn simulaties van de prijs voor alleen de energie-intensieve industrie. Al deze data zijn ten opzichte van Eurostat zeer precies in het afzonderen van heffingen uit de productiekosten en netwerktarieven. Ze geven de gelegenheid om ontbrekende data van Eurostat aan te vullen en/of er een diepere dimensie aan te geven. Er komt onder andere uit

dat er onder de grote verbruikers belangrijke prijsvoordelen voor de energie-intensieve industrie kunnen zijn.

De prijs van de elektriciteit

Ten opzichte van de buurlanden was de prijs van elektriciteit in België tussen 2010 en 2013 de op één na hoogste. Toch was gedurende die periode de evolutie relatief gunstig. De prijzen namen minder sterk toe dan in Duitsland en Frankrijk. Ook in Nederland was dat het geval. Mogelijk hebben – zeker voor de relatief kleine gebruikers – de maatregelen die de federale regering in 2012 nam daar een belangrijke rol in gespeeld. De prijzen voor de relatief kleine gebruikers zijn in 2014 in een middenpositie gekomen. De prijzen voor de grote gebruikers horen nu bij de laagsten, maar de verschillen met Frankrijk en Nederland zijn niet groot. De gemiddelde prijzen in Duitsland zijn veel hoger dan in de drie andere landen. De vergelijking is gebaseerd op gemiddelde prijzen, want er is een grote heterogeniteit tussen leveranciers, intercommunales en gewesten.

Ondanks de prijsdalingen worden gebruikers die op de laagspanningsnetten zijn aangesloten wel geconfronteerd met hoge netwerktarieven. Die tarieven bestaan in essentie uit vergoedingen voor de exploitatie van het netwerk en vergoedingen voor ODV. De exploitatiekosten zijn ongeveer even hoog als in de buurlanden. De ODV zijn echter uitzonderlijk hoog, wat een gevolg is van de subsidiëring van hernieuwbare energie. Voor gebruikers aangesloten op hogere spanningen zijn de netwerkkosten niet uitzonderlijk hoog. De energiecomponent wijkt niet veel af van die in Duitsland en Nederland, maar is wel hoger dan die in Frankrijk. Wel is ze na het nemen van de federale maatregelen afgenomen. De heffingen zijn middelmatig, maar op gewestelijk niveau – vooral in Wallonië – sterk toegenomen. Ook dat is een gevolg van de subsidiëring van hernieuwbare energie. Zo is de daling van de productiekosten gedeeltelijk teniet gedaan door toenames van de netwerkkosten en heffingen.

Gemiddeld is de elektriciteit al een aantal jaren het duurst in Duitsland. Dat is het gevolg van uitzonderlijk hoge heffingen. In Frankrijk is de elektriciteit het goedkoopst. Dat is een gevolg van de regulering van de energiecomponent. De verschillen tussen beide landen zijn zo groot dat in Duitsland de gemiddelde prijs ongeveer 60% hoger is dan die in Frankrijk. In Nederland zijn zowel de prijs als de componenten middelmatig.

De studies van Deloitte hebben alleen betrekking op de energie-intensieve industrie. Die industrie krijgt in Duitsland grote kortingen en vrijstellingen op de netwerkkosten en heffingen. In België, Frankrijk en Nederland bestaan er voor de meeste heffingen ook kortingen en vrijstellingen, maar niet op de netwerktarieven. De studies rekenen aan Waalse bedrijven met een verbruik tot 200 gwh/jr echter het volle tarief van de heffing voor steunmaatregelen aan hernieuwbare energie (HE) toe. Toch heeft de Waalse regelgeving daarvoor ook een belangrijke kortingsregeling. Zo komt men tot de conclusie dat in België de elektriciteit voor de energie-intensieve industrie het duurst zou zijn en in Duitsland het goedkoopst.

De prijs van het aardgas

Ten opzichte van de drie buurlanden zijn de gemiddelde prijzen voor de meeste gebruikers al langere tijd de laagste, maar tot en met 2013 waren de verschillen met Frankrijk en Duitsland voor kleine en

met Frankrijk en Nederland voor grote gebruikers erg klein. Mede door een sterke prijsstijging in Nederland dit jaar is de gemiddelde prijs van aardgas in België nu duidelijk de laagste. Alleen voor de kleinste gebruikers zijn in Duitsland de prijzen ongeveer even laag. Net als voor elektriciteit is er heterogeniteit tussen leveranciers, intercommunales en gewesten, maar in minder sterke mate.

Ten opzichte van de buurlanden zijn de netwerkkosten middelmatig, maar de heffingen laag. Eind 2012 was de energiecomponent nog de hoogste van de vier landen. Daarna is er convergentie opgetreden. In oktober 2014 waren de energiecomponenten in de vier landen vrijwel aan elkaar gelijk. Onder de Belgische leveranciers was er bovendien een sterke convergentie van de energiecomponent, wat een teken van concurrentie is. De heffingen in het Waals Gewest namen toe, maar minder sterk dan die op elektriciteit.

Van de buurlanden heeft Nederland een eigen gasproductie, waardoor de binnenlandse prijzen relatief laag gehouden zouden kunnen worden. Dat is echter niet het geval. Voor de kleine gebruikers is de gemiddelde prijs daar juist de hoogste van de vier. De Nederlandse energiecomponent wijkt niet veel af van die in de andere drie landen en de heffingen zijn uitzonderlijk hoog. Voor de grote gebruikers zijn die heffingen sterk degressief met het verbruik en is in Duitsland de gemiddelde prijs het hoogst. Wel waren de heffingen de oorzaak van de sterke prijsstijging in Nederland in het eerste halfjaar van 2014. Afhankelijk van het gebruiksprofiel is het duurste land (Nederland respectievelijk Duitsland) tussen 20 en 45% duurder dan het goedkoopste (België).

Synthèse

Les prix élevés et en hausse de l'énergie en Belgique nuisent à la compétitivité de notre pays. Les entreprises sont directement confrontées à une part relativement plus grande des coûts énergétiques dans les coûts de production. Et de manière indirecte par le mécanisme d'indexation des salaires qui répercute les augmentations des prix énergétiques dans les coûts salariaux. C'est notamment pour ces raisons que le gouvernement fédéral a pris des mesures assurant une meilleure maîtrise de l'évolution de ces prix ces dernières années. Parmi ces mesures, citons les gels tarifaires, la réforme de certains paramètres de fixation des prix et la diminution des prélèvements et, temporairement, du taux de TVA. Mais les hausses des prélèvements opérées au niveau régional ont partiellement annulé l'effet de ces mesures.

La présente étude se penche sur l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel en Belgique, en Allemagne, en France et aux Pays-Bas et accorde une attention particulière aux prix pour les entreprises. Elle s'attarde notamment sur le rôle joué, aujourd'hui comme dans le passé, par les trois composantes du prix: la composante énergie, les frais de réseau et les prélèvements (fiscaux). Pour les besoins de cette étude, nous nous sommes basés sur les statistiques des prix de l'énergie d'Eurostat, mais d'autres sources de données ont également été consultées pour compléter le diagnostic.

Les données indiquent qu'il convient de nuancer la perception selon laquelle les prix sont élevés. En 2014, cette perception repose surtout sur le prix de l'électricité à usage domestique. Les prix facturés aux petits utilisateurs professionnels et industriels sont relativement concurrentiels, même s'ils ne sont pas les plus faibles des quatre pays. Les prix facturés aux gros utilisateurs sont également concurrentiels en moyenne. Toutefois, cela ne signifie pas qu'il n'y a aucun point sur lequel il convient de se pencher sous l'angle politique. En effet, les utilisateurs raccordés aux réseaux basse tension sont confrontés à des frais de réseau relativement élevés. Quant à l'industrie à forte intensité énergétique, elle paierait des prélèvements sur l'électricité relativement plus élevés que dans les pays voisins. Les prix du gaz naturel sont relativement peu élevés en Belgique. Pour la majorité des utilisateurs, ils sont plus faibles que dans les pays voisins depuis quelques années déjà. Seuls les plus petits et les plus gros utilisateurs partagent cette position respectivement avec l'Allemagne et les Pays-Bas.

Concepts théoriques et facteurs clés

Le mécanisme de fixation des trois composantes du prix est différent. En principe, le prix de gros peut être fixé par le marché. Mais c'est chose malaisée pour l'électricité en raison de la composition du parc de production. Le prix du marché est déterminé par le coût marginal de la dernière centrale engagée. Pour certaines techniques de production d'électricité toutefois, la production ne peut être adaptée à la demande de manière appropriée, ce qui peut déboucher sur des fluctuations dans le prix. En outre, l'interconnexion doit également être prise en considération. Si elle est saturée entre deux réseaux, il peut en résulter des différences de prix. Le gaz naturel se caractérise par une moins grande hétérogénéité. De plus, il se négocie dans une large mesure sur les places boursières où les prix reflètent le rapport réel entre l'offre et la demande. Le prix de détail de l'électricité et du gaz naturel dépend également de la structure de marché et du comportement des fournisseurs et consommateurs

sur le marché. Le fonctionnement du marché peut notamment être influencé par des positions dominantes, des barrières à l'entrée, la conscientisation des consommateurs et la rivalité entre les fournisseurs. Enfin, les pouvoirs publics peuvent aussi décider de réguler les prix.

En pratique, les prix sont plutôt négociés de manière bilatérale entre les gros utilisateurs et les fournisseurs en Belgique. Ces négociations et les contrats de fourniture qui en découlent sont généralement confidentiels. Pour les petits utilisateurs, les prix de gros sont plutôt fixés à l'aide de formules d'indexation. Jusqu'en 2012, on utilisait encore les formules qui étaient d'usage avant la libéralisation. Mais depuis 2013, de nouvelles formules – conformes au marché – sont d'application. Sur les marchés de détail, le gouvernement fédéral a avivé la concurrence entre fournisseurs, ce qui a incité ces derniers à tenir davantage compte des prix pratiqués par les autres acteurs du marché.

Les réseaux sont des monopoles naturels. Aussi, la libre formation des prix peut entraîner des tarifs élevés, et donc des marges bénéficiaires tout aussi importantes. C'est pourquoi les prix sont régulés. Les tarifs couvrent alors de préférence le coût moyen d'exploitation, plus une marge bénéficiaire raisonnable pour le gestionnaire de réseau. Un autre facteur à prendre en considération est le principe de cascade. Selon ce principe, plus le niveau de tension auquel on est raccordé est faible, plus le tarif est élevé. Ce principe s'applique également mutatis mutandis aux réseaux de gaz naturel. En Belgique, les prix sont régulés au moyen de tarifs pluriannuels. De tels tarifs sont garants d'une certaine sécurité sur le marché, mais ils peuvent être adaptés dans l'intervalle si cela s'avère nécessaire. Les tarifs de distribution ont été gelés en 2012, dans l'attente du transfert de compétences aux Régions.

Enfin, les prélèvements sont exogènes. Ils peuvent notamment être imposés en vue de la promotion d'une diminution de la consommation énergétique ou pour répondre aux obligations de service public (OSP), mais ils peuvent également être utilisés à d'autres finalités qu'énergétiques. Dans de nombreux cas, ils sont dégressifs, ce qui permet aux gros utilisateurs de bénéficier d'un tarif moins élevé par rapport aux petits utilisateurs. Le système belge est très complexe. En effet, de nombreux prélèvements coexistent aux niveaux fédéral et régional. Toutefois, cela n'implique pas que la pression des prélèvements est forte dans notre pays. En Allemagne (électricité) et aux Pays-Bas (gaz naturel), la pression par kwh est bien plus élevée qu'en Belgique, alors que le système mis en place y est beaucoup plus simple.

Sources de données

Les statistiques des prix de l'énergie d'Eurostat constituent la principale source de données de cette étude. Elles comprennent les moyennes semestrielles des prix de l'électricité et du gaz naturel. Les prix sont relevés pour différents profils d'utilisation, et les prélèvements et la TVA peuvent en être isolés. Pour chaque profil d'utilisation, les données couvrent une partie aussi représentative que possible du marché. Les coûts de production et les frais de réseau de chaque deuxième semestre sont également publiés en ce qui concerne l'électricité. Un inconvénient de la banque de données est que seuls les prélèvements figurant explicitement sur la facture de l'utilisateur sont pris en compte. Les données ne permettent donc pas de déduire les prélèvements qui sont répercutés via les coûts de production et les frais de réseau. Par ailleurs, on donne, pour chaque profil d'utilisation, un prix moyen, alors qu'il peut exister une grande hétérogénéité de prix entre les utilisateurs.

Lorsque c'est possible, les données d'Eurostat sont complétées par les données de la CREG (uniquement les utilisateurs affichant une consommation relativement peu importante) et de Deloitte (prix de l'électricité pour les gros utilisateurs). Les données de la CREG sont disponibles sur base mensuelle et rendent compte des trois composantes pour l'ensemble des prix. Elles sont moins représentatives du marché que les données d'Eurostat. Les données de Deloitte sont disponibles sur base annuelle et sont encore moins représentatives de l'ensemble des consommateurs puisqu'il s'agit de simulations de prix pour l'industrie à forte intensité énergétique. Par rapport aux données d'Eurostat, la précision de ces données est fort utile pour isoler les prélèvements à partir des coûts de production et des tarifs de réseau. Elles permettent de compléter les données d'Eurostat et/ou de les approfondir. Il ressort notamment que, parmi les grands consommateurs, il peut exister des avantages appréciables en termes de prix pour l'industrie à forte intensité énergétique.

Le prix de l'électricité

Par rapport aux pays voisins, le prix de l'électricité en Belgique a été au second rang des plus élevés entre 2010 et 2013. Pourtant, l'évolution a été relativement favorable au cours de cette période. Les prix ont augmenté moins sensiblement en Belgique (et aux Pays-Bas) qu'en Allemagne et en France. Les mesures prises par le gouvernement fédéral en 2012 ont peut-être joué un rôle important à cet égard, surtout pour les utilisateurs affichant une consommation relativement peu importante. En 2014, les prix facturés à ces utilisateurs ont atteint une position moyenne. Quant aux prix facturés aux gros utilisateurs, ils comptent à présent parmi les moins élevés, mais les écarts avec la France et les Pays-Bas sont assez minimes. Les prix moyens en Allemagne sont bien plus élevés que dans les trois autres pays. Cette comparaison se fonde sur les prix moyens, mais on observe une grande hétérogénéité entre les fournisseurs, les intercommunales et les régions quant aux prix pratiqués.

Malgré la baisse des prix, les utilisateurs raccordés aux réseaux basse tension sont confrontés à des frais de réseau élevés. Ces frais se composent pour l'essentiel de rétributions pour l'exploitation du réseau et de compensations pour OSP. Le coût d'exploitation des réseaux est pratiquement aussi élevé que dans les pays voisins. Toutefois, les OSP sont particulièrement importantes en raison du subventionnement de l'énergie renouvelable. Pour les utilisateurs raccordés à des tensions plus élevées, les frais de réseau ne sont pas exceptionnellement élevés. La composante énergie ne diverge pas sensiblement de celle observée en Allemagne et aux Pays-Bas, mais elle est bien plus élevée que celle enregistrée en France. Toutefois, elle a diminué après les mesures prises par le gouvernement fédéral. Les prélèvements sont également d'un niveau moyen, mais ils ont sensiblement augmenté au niveau régional, surtout en Wallonie. Cette situation s'explique également par la subsidiation de l'énergie renouvelable. Ainsi, les baisses de coût de production ont été partiellement annulées par les hausses des frais de réseau et des prélèvements.

Cela fait déjà plusieurs années que l'électricité est, en moyenne, la plus chère en Allemagne. Les prélèvements particulièrement élevés en sont la cause. C'est en France que l'électricité est la moins coûteuse, parce que la composante énergie y est régulée. Les écarts entre les deux pays sont énormes. Ainsi, les prix moyens sont environ 60% plus élevés en Allemagne qu'en France. Aux Pays-Bas, les prix sont moyens, tout comme leurs composantes.

Selon les études de Deloitte qui portent uniquement sur les industries à forte intensité énergétique, celles-ci bénéficient en Allemagne d'importantes réductions et exemptions sur les frais de réseau et les prélèvements. En Belgique, en France et aux Pays-Bas, il existe également des réductions et exemptions pour la plupart des prélèvements, mais pas pour les tarifs de réseau. Il convient de préciser que les études imputent aux entreprises wallonnes consommant jusqu'à 200 GWh/an le plein tarif de prélèvement pour les mesures d'aide à l'énergie renouvelable (ER). Toutefois, la réglementation wallonne prévoit également un important régime de réduction. On en vient ainsi à la conclusion que l'électricité pour l'industrie à forte intensité énergétique serait la plus chère en Belgique et la moins coûteuse en Allemagne.

Le prix du gaz naturel

Par rapport aux trois pays voisins, les prix moyens du gaz naturel en Belgique sont depuis longtemps les moins élevés pour la plupart des utilisateurs, et jusqu'en 2013, les différences avec la France et l'Allemagne pour les petits utilisateurs et avec la France et les Pays-Bas pour les gros utilisateurs étaient minimales. Mais suite à une forte augmentation des prix enregistrée cette année aux Pays-Bas, le prix moyen du gaz naturel est clairement le plus bas en Belgique. Ce n'est que pour les plus petits utilisateurs que les prix sont approximativement aussi bas en Allemagne. Tout comme pour l'électricité, on observe une grande hétérogénéité entre les fournisseurs, les intercommunales et les régions, mais l'ampleur de cette dernière est moindre.

Par rapport aux pays voisins, les frais de réseau atteignent un niveau moyen, mais les prélèvements sont faibles. Fin 2012, la composante énergie belge était encore la plus élevée des quatre pays. Mais on a assisté à une certaine convergence par la suite, tant et si bien que les composantes énergie des quatre pays se trouvent à un niveau pratiquement identique en octobre 2014. En outre, on a observé une forte convergence des prix entre les fournisseurs, ce qui témoigne d'une certaine concurrence. Notons également que les prélèvements sur le gaz naturel ont augmenté en Région wallonne, mais dans une moindre mesure que ceux opérés sur l'électricité.

Parmi les pays voisins, les Pays-Bas peuvent compter sur leur propre production de gaz, ce qui devrait leur permettre de maintenir des prix intérieurs relativement bas. Il n'en est toutefois pas ainsi. En ce qui concerne les petits utilisateurs, on constate même que le prix moyen du gaz y est le plus élevé. La composante énergie aux Pays-Bas ne s'écarte guère de celle observée dans les trois autres pays et les prélèvements y sont particulièrement importants. Pour les gros utilisateurs, les prélèvements diminuent fortement avec la consommation et c'est en Allemagne que le gaz naturel est en moyenne le plus cher. Pourtant, les prélèvements ont été aux Pays-Bas à l'origine de la forte hausse de prix observée au cours du premier semestre 2014. Selon le profil d'utilisation, le prix du gaz naturel est 20% à 45% plus élevé dans le pays affichant le gaz naturel le plus cher (les Pays-Bas et l'Allemagne respectivement pour les PME et l'industrie) que dans le pays où il est le moins coûteux (Belgique).

1. Inleiding

Een belangrijke factor voor duurzame economische groei van een land is het concurrentievermogen. Dat concurrentievermogen wordt mede bepaald door de kostprijs van de industriële producten. Daarbij gaat veel aandacht naar de arbeidskosten per eenheid product (unit labour cost, ULC) en dus de hoogte van de lonen en de arbeidsproductiviteit. Naar analogie is er tegenwoordig ook aandacht voor de energiekosten per eenheid product (unit energy cost, UEC; zie o.a. EC, 2014). Die worden bepaald door de prijs per eenheid energie en de efficiëntie waarmee die energie gebruikt wordt. Deze studie bespreekt de eerste van die twee factoren – de prijs – voor elektriciteit en aardgas voor ondernemingen in België.

Al langere tijd heerst de perceptie dat die prijzen hoog zijn. Mede om die reden heeft de federale regering de afgelopen jaren maatregelen genomen om de prijzen beter te beheersen. Ze maakte onder andere gebruik van tariefbevrozingen, hervorming van parameters en vermindering van heffingen. Toenames van heffingen op gewestelijk niveau hebben dat gedeeltelijk weer teniet gedaan. Aan de hand van de evoluties van de prijzen in België, Duitsland, Frankrijk en Nederland wordt bestudeerd in hoeverre België voor wat elektriciteit en aardgas betreft concurrerender is geworden. Onder andere wordt nagegaan wat de rol van de drie componenten van de prijs is of is geweest: de energiecomponent, de netwerkkosten en de (fiscale) heffingen. In eerste instantie is gebruik gemaakt van de Eurostat databank van gemiddelde energieprijzen, maar ook andere bronnen zijn geraadpleegd.

Uit de data blijkt dat de perceptie van hoge prijzen genuanceerd moet worden. Ze ging de afgelopen jaren inderdaad op voor de gemiddelde elektriciteitsprijs, maar niet voor de gemiddelde prijs van aardgas. Bovendien lijken de federale maatregelen van 2012 en 2013 effect gehad te hebben, waardoor ook de gemiddelde prijzen van elektriciteit concurrerender werden. Daarbij moet een belangrijke nuance gemaakt worden voor de energie-intensieve industrie. Daar worden de prijzen veeleer bepaald op basis van onderhandelingen tussen de marktpartijen en was het effect van de regeringsmaatregelen waarschijnlijk beperkter. Bovendien kunnen de prijzen voor die industrie veel lager zijn dan de gemiddelde prijzen die Eurostat publiceert. Sommige studies analyseren specifiek die prijzen. Daaruit blijkt dat de elektriciteitsprijzen voor de energie-intensieve industrie in België mogelijk minder concurrerend zijn dan de data van Eurostat doen vermoeden.

Hoofdstuk 2 geeft een beknopt theoretisch kader van de prijsvorming van elektriciteit en aardgas. Aan de hand daarvan bespreekt ze hoe in België de prijzen tot stand komen. In Hoofdstuk 3 passeren de gebruikte databronnen de revue. De belangrijkste is Eurostat, maar er zijn ook data van de CREG en enkele studie bureaus. In de Hoofdstukken 4 en 5 volgt de bespreking van respectievelijk elektriciteit en aardgas. Hoofdstuk 6 sluit af met een samenvatting van de belangrijkste bevindingen.

2. Prijsvorming van elektriciteit en aardgas in België

Elektriciteit en aardgas zijn voor de gebruiker homogene producten. Dat impliceert echter niet dat er een uniforme prijs is. De prijs bestaat uit vier componenten, die elk een bron van verschillen kunnen zijn. De eerste component is de groothandelsprijs. Ofwel zijn dat de kosten van de opwekking van elektriciteit en de winning van aardgas (inclusief de winstmarge van de producent), ofwel is het de importprijs van beide energiedragers. De tweede component is de brutomarge van de leveranciers. Doorgaans is daar weinig informatie over en wordt die impliciet samengevoegd met de productiekosten en/of importprijs. Ook in dit rapport worden beide samen behandeld onder de noemer van de energiecomponent. De derde component bestaat uit de kosten van het transport over de netwerken. De vierde component bestaat uit energiebelastingen en andere heffingen op het verbruik. De omvang van de componenten kan sterk verschillen, niet alleen tussen landen, maar ook tussen netwerken, producenten en gebruikers. In dit hoofdstuk wordt de prijsvorming per component kort besproken.

2.1. De energiecomponent (productiekosten en leveranciersmarges)

2.1.1. Drijvende factoren

Een belangrijke factor in de prijsvorming van elektriciteit is de samenstelling van het productiepark in combinatie met de prijs van de grondstoffen. Elke opwekkingstechniek heeft een ander kostenniveau en een andere structuur van vaste en variabele kosten. Op een niet-gereguleerde markt wordt de prijs bepaald door de marginale kosten van de laatst ingezette centrale (Coppens & Vivet, 2004, 2006). Die centrale produceert zonder economische rente. Alle andere ingezette centrales hebben lagere marginale kosten en produceren die economische rente wel. De opwekkingstechnieken met de laagste marginale kosten – dat zijn kerncentrales, waterkrachtcentrales, windturbines en zonnepanelen – zijn daarbij niet of nauwelijks moduleerbaar. Op momenten dat de vraag beperkt is blijven die technieken stroom produceren. Op momenten dat de vraag groot is kan de productie niet makkelijk opgedreven worden. Dat kan belangrijke prijsfluctuaties teweeg brengen (CREG, 2011b).¹

Bij de prijsverschillen tussen landen (of algemener: tussen netwerken) speelt ook de interconnectiecapaciteit een belangrijke rol. Als de interconnectie tussen twee netten niet verzadigd is, zal op beide dezelfde prijs gelden. Als ze wel verzadigd is, kunnen er prijsverschillen voorkomen. Belangrijk is ook welke transacties er tot stand komen. Aan het ene uiterste zijn er bilaterale contracten op lange termijn, met een daarin vastgestelde prijs. Aan het andere uiterste zijn er elektriciteitsbeurzen met wisselende dagnoteringen. Daartussen is een spectrum aan wijzen van verhandelen en worden in de praktijk ook combinaties daarvan toegepast.

¹ Wel moduleerbaar zijn de thermische opwekkingstechnieken, die gebruik maken van steen- en bruinkool, aardolie, aardgas en biomassa.

Voor aardgas is er minder heterogeniteit wat de oorsprong betreft.² Traditioneel was de prijs verbonden aan die van een concurrerende energiedrager, doorgaans aardolie. Tegenwoordig wordt aardgas veeleer verhandeld op virtuele handelspunten en zijn daar de prijzen representatiever geworden voor de feitelijke verhoudingen tussen vraag en aanbod. Veel landen hebben geen eigen aardgaswinning, waardoor het volledige verbruik geïmporteerd moet worden.

Een factor die veeleer op het niveau van de levering aan de eindgebruiker speelt is de marktwerking. Op dat niveau maken weliswaar ook netwerkkosten en heffingen deel uit van de prijs, maar vanuit het perspectief van de marktwerking zijn die exogeen. De marktprijsvorming betreft dus alleen de groothandelsprijs en de leveranciersmarge. Doorgaans zijn er veel vragers en weinig aanbieders. Onder die aanbieders is bovendien in veel gevallen de standaardleverancier dominant, wat voor een opwaartse druk op de prijzen kan zorgen. De marktstructuur wordt mede bepaald door toetredingsbelemmeringen. Die kunnen van fysieke, juridische en financiële aard zijn. Voorbeelden zijn hoge vaste kosten en investeringen, en verticale integratie tussen producenten en netwerkbeheerders.³

Gegeven de marktstructuur bepaalt het marktgedrag de mate van concurrentie. Belangrijk in dat verband is het verbruikersbewustzijn in wisselwerking met de concurrentie tussen de aanbieders. Ondanks de dominantie kunnen de toetreders de standaardleverancier uitdagen met lagere prijzen. Zo kunnen grote vragers gunstige prijzen bedingen. Dat geldt niet alleen voor industriële gebruikers, maar ook voor kleine gebruikers die groepsaankopen doen. Voor een goede marktwerking moet de individuele kleine gebruiker zich bewust zijn van het aanbod van de toetreders en het aandurven zijn contract met de standaardleverancier op te zeggen.

Ten slotte kan de overheid ingrijpen om de prijzen te drukken. De prijs kan bijvoorbeeld bepaald worden op het niveau van de gemiddelde kosten van alle centrales samen, in plaats van op de (hogere) marginale kosten van de laatst ingezette. Een gediversificeerd productiepark is daarvoor een voorwaarde.

2.1.2. De prijsvorming in België

In de praktijk gebeurt in België de prijsvorming op twee alternatieve manieren. Ofwel wordt de prijs tussen leveranciers en gebruikers onderhandeld. Dat gebeurt vooral bij grote afnames, zoals in de industrie. Ofwel bepalen de leveranciers de prijs aan de hand van indexeringsformules. Dat is veeleer het geval bij kleine afnames, zoals die door huishoudelijke eindgebruikers en KMO's.

Over het proces van onderhandeling is niet veel bekend (CREG, 2012). De onderhandelingen tussen leveranciers en industrie zijn doorgaans vertrouwelijk en de daaruit voortvloeiende leveringscontracten zijn dat ook (CREG, 2012). De leveranciers laten zich waarschijnlijk leiden door bovenstaande overwegingen van productietechnieken, productiekosten en beursnoteringen. De gebruikers zullen hun onderhandelingsmacht aanwenden om de prijs die de leverancier vraagt te

² Eén bron van heterogeniteit is het calorisch gehalte van het gas. Het aardgas dat uit Nederland geïmporteerd wordt heeft een iets lager calorisch gehalte dan het gas van andere oorsprong.

³ Wat dat laatste betreft eist de Europese Unie in Richtlijnen 2009/72 en /73 wel een volledige onafhankelijkheid tussen het beheer van het netwerk en de andere activiteiten van het geïntegreerde bedrijf.

drukken. Dat zou kunnen betekenen dat hoe meer een onderneming verbruikt, hoe meer hij de prijs (of de leveranciersmarge op de prijs) zal kunnen drukken. Hetzelfde geldt voor de groepscontracten waarin voor grote groepen kleine gebruikers één prijs onderhandeld wordt.

Een belangrijke factor bij de indexering van de prijzen is de manier waarop dat gebeurt. Eind 2012 is bij Koninklijk Besluit vastgelegd dat indexering enkel nog mag aan de hand van noteringen op groothandelsbeurzen van elektriciteit en aardgas. Voorheen was er meer vrijheid, maar werd in de praktijk toch gebruik gemaakt van parameters die ook voor de vrijmaking al toegepast werden. Hoewel er al sinds de vrijmaking van de markt in 2003, respectievelijk 2007, toetreders zijn, is pas in 2012 de concurrentie intensiever geworden.⁴

Tot 2012 werd de component van de productiekosten geïndexeerd met de parameters die voor de vrijmaking gebruikt werden. Voor elektriciteit was de indexering gebaseerd op de prijzen van steenkool, olie en aardgas en de capaciteitsbezetting van de kerncentrales op basis van wegingscoëfficiënten uit 2002. Aardgas volgde de prijs van stookolie en – in mindere mate – die van de termijnnoteringen van aardgas in Zeebrugge (INR, 2011; CREG, 2012). Sinds de vrijmaking zijn de leveranciers niet meer aan deze parameters gebonden. Toch is men ze blijven toepassen en bleef de CREG (2012) ze publiceren met het doel de marktwerking te bevorderen. Enkele toetreders daagden de markt echter uit door parameters toe te passen die tot duidelijk lagere prijzen leidden. Zij slaagden er in eerste instantie niet in om daarmee een groot marktaandeel te winnen. De CREG (2011a) stelde zich daarom vragen bij de intensiteit van de concurrentie, temeer daar ook de winstmarges van de uitdagers niet afnamen. Eén van de oorzaken van het gebrek aan concurrentie was dat veel gebruikers niet gemakkelijk naar een andere leverancier overstapten en dus bij hun standaardleverancier bleven. Dat gold in elk geval voor huishoudelijke gebruikers, maar ook onder KMO's was er een weerstand om over te stappen naar een goedkoper aanbod. Ook kon de representativiteit van de parameters niet meer verzekerd worden (CREG, 2010, 2011a) en weerspiegelden ze evenmin de kosten van een efficiënte productie (zie ook Coppens, 2010; INR, 2011). De CREG is daarom in april 2011 gestopt met de publicatie, maar de leveranciers bleven ze toepassen. Pas in 2012 is daar door initiatieven van de federale regering een eind aan gemaakt. Nadat de CREG had geconstateerd dat de prijzen in België gemiddeld hoger lagen dan die in de buurlanden, werd van april t/m december van dat jaar de opwaartse indexering van contracten met variabele prijs opgeschort. In die tussentijd moesten nieuwe criteria voor de indexering worden uitgewerkt.

Essentieel in die nieuwe criteria is dat sinds april 2013 de kostprijs niet meer gebaseerd mag zijn op grondstofnoteringen, maar op de noteringen van de Centraal-West Europese (CWE) elektriciteits- en aardgasbeurzen. Ze moeten voldoen aan vier criteria⁵:

1. De prijzen mogen alleen de werkelijke bevoorradingskosten van de leverancier volgen (niet die van personeelskosten, afschrijvingen of exploitatiekosten);

⁴ 2003 in Vlaanderen; 2007 in Wallonië en Brussel.

⁵ Samengevat uit de twee betreffende KB's van 21 december 2012. Daarin zijn de criteria voor elektriciteit en aardgas grotendeels aan elkaar gelijk. Het belangrijkste verschil is dat er voor aardgas onder bepaalde voorwaarden een overgangperiode van twee jaar is.

2. De namen van de toegepaste indices weerspiegelen expliciet op basis van welke elementen de parameters zijn berekend;
3. De indexparameters worden uitsluitend berekend op basis van CWE beursnoteringen (hoewel tot 2015 de aankoop van aardgas dat aantoonbaar op de olieprijs is geïndexeerd nog gedeeltelijk de olieprijs mag volgen);
4. De parameters moeten gebaseerd zijn op transparante, objectieve en controleerbare gegevens of noteringen.

Bovendien mogen contracten met variabele prijs nog maar om de drie maanden aangepast worden.

Samenvattend kan gesteld worden dat er vanaf de vrijmaking toetreders zijn geweest, in een aantal gevallen zelfs met uitdagende prijzen. Toch is pas in een later stadium een intensieve concurrentie ontstaan. Wat de prijzen betreft is er een verschuiving van berekeningsbasis geweest. Die ging van de noteringen van grondstoffen of concurrerende energiedragers naar de noteringen van elektriciteit en aardgas op groothandelsbeurzen.

2.2. Netwerkkosten

In tegenstelling tot de energiecomponent worden de netwerkkosten doorgaans exogeen bepaald. Juist daardoor kunnen ze een bron zijn van prijsverschillen tussen landen, netwerken en gebruikers. In de netwerken bestaat een natuurlijk monopolie, wat de komst van toetreders economisch bemoeilijkt. Bij vrije prijsvorming kan dat leiden tot hoge tarieven en winstmarges. Daarom worden de tarieven voor het gebruik van de netwerken gereguleerd. Die tarieven dekken dan bij voorkeur de gemiddelde kosten van exploitatie en geven een billijke winstmarge voor de netbeheerder.

Verschillen tussen landen en netwerken kunnen het gevolg zijn van verschillen in de exploitatiekosten, de netverliezen, de financiële lasten, de waardeverandering van het kapitaal, de billijke winstmarge en de eventuele via de nettarieven doorgerekende heffingen. Verschillen tussen gebruikers kunnen het gevolg zijn van het cascadeprincipe. In dat geval betaalt de industrie die aangesloten is op het transportnet alleen het tarief van het transportnet. Voor elk lager spanningsniveau komt er dan een tarief bij. De kleinste gebruikers betalen zo de hoogste netwerkkosten.

De Belgische tarieven zijn sinds 2008/2009 meerjarentarieven.⁶ De transport- en distributienetbeheerders (respectievelijk TNB en DNB) moeten hun tariefvoorstellen aan de regulator voorleggen, die ze kan goed- of afkeuren. Ze moeten de bedrijfseconomische kosten en eventueel door de overheid opgelegde verplichtingen dekken en laten daarboven een billijke winstmarge toe. Omdat ze voor meerdere jaren vastgelegd worden geven ze zekerheid aan de markt. Dat kan bevorderlijk zijn voor de toetreding (Kozłuk, 2009). In principe zijn de tarieven vier jaar geldig, maar er zijn tussentijdse aanpassingen toegelaten als er significante veranderingen in de inkomsten of kosten van een netbeheerder zijn. In het kader van de zesde staatshervorming zijn sinds 1 juli 2014 de gewestelijke regulatoren bevoegd voor de distributienettarieven. De CREG blijft bevoegd voor de transport-

⁶ 2008 voor de TNB's; 2009 voor de DNB's.

nettariëven. Zodoende wordt het cascadeprincipe toegepast, met verschillende tarieven voor hoogspanning (HS), middenspanning (MS) en laagspanning (LS). Mutatis mutandis geldt dat ook voor de aardgasnetten.

2.3. Belasting en andere heffingen op het verbruik

Nog meer dan de netwerkkosten kunnen heffingen een bron zijn van prijsverschillen tussen landen en gebruikers, en tot op zekere hoogte ook tussen regio's. Heffingen worden door Frontier Economics (2011, blz.52) omschreven als "*... those charges or costs which are imposed on suppliers, network companies or consumers by laws or regulations that do not relate directly to the provision of the service*". Dat kunnen belastingen op energie zijn, maar ook andere aan de gebruikers opgelegde heffingen. Ze kunnen bestemd zijn om gebruikers aan te zetten om zuinig met energie te zijn en/of voor openbaardienstverplichtingen (ODV). Ze kunnen echter ook bestemd zijn voor besteding buiten de energiebranche. De meeste heffingen zijn degressief. De kleinste gebruikers betalen het volle tarief. Voor grote gebruikers zijn er kortingen, plafonds en/of vrijstellingen.

Het Belgische stelsel is in drie opzichten complex. Ten eerste is er het aantal heffingen. Voor elektriciteit zijn er vijf op federaal niveau en – de ODV inbegrepen – ook nog zo'n vier in elk van de gewesten. Voor aardgas is het aantal kleiner: drie op federaal niveau en twee of drie per gewest. Ter illustratie, Frontier Economics (2011) heeft voor elektriciteit en aardgas samen 18 bladzijden nodig om het stelsel te bespreken, tegen gemiddeld 5 bladzijden voor elk van de buurlanden. Ten tweede moet de opbrengst van een aantal heffingen over meerdere bestemmingen verdeeld worden. Ten derde is de berekeningsgrondslag in een aantal gevallen complex. Daarbij komt er degressiviteit voor op basis van zowel jaarlijks verbruik, aansluitvermogen als netspanning. De heffingen worden in rekening gebracht via de leverancier, DNB of TNB.

De federale heffingen op elektriciteit zijn de Bijdrage voor Hernieuwbare Energie (HE), de Federale Bijdrage, de Bijdrage op Energie en heffingen voor de Aansluiting en Groenestroomcertificaten (GSC) van Windparken op Zee (CREG, 2013). Huishoudelijke gebruikers betalen bovendien btw.

- De Bijdrage voor HE is bestemd voor de aankoop van GSC door de leveranciers. Aan de hand van quota opgelegd door het gewest stellen de leveranciers zelf hun tarief vast.⁷ In Vlaanderen en Wallonië ligt dat tarief voor huishoudelijke gebruikers rond 1,5 €/kwh. Door de toegenomen quotaverplichtingen zijn er sterke stijgingen geweest. In 2009 lagen de tarieven nog rond 0,8 €/kwh. In Brussel is het tarief maar ±0,3 €/kwh en sinds 2009 nauwelijks gestegen. Voor bedrijven hanteren de leveranciers lagere tarieven, die mede het resultaat zijn van het onderhandelingsproces over de prijs (CREG, 2012). Uit een studie van Deloitte (2014) kan afgeleid worden, dat voor de grote industrie (verbruik vanaf 100 MWh/jr) de bijdrage in zowel Vlaanderen als Wallonië tussen ±0,3 en ±0,8 €/kwh zou liggen.⁸
- De Federale Bijdrage is bestemd voor o.a. de werking van de CREG, klimaatverandering en kwetsbare gebruikers. Ook daar was tussen 2009 en 2011 een sterke stijging, van ±0,3 naar

⁷ In Vlaanderen geldt het stelsel ook voor warmtekrachtkoppeling (WKK).

⁸ Deloitte (2014) geeft geen data voor het Brussels gewest.

±0,5 €ct/kwh voor huishoudelijke gebruikers. Sindsdien zijn er in het kader van de prijsbeheersing enkele componenten uit geschrapt. Op dit moment bedraagt het tarief opnieuw ±0,3 €ct/kwh. Voor bedrijven is er een schijventarief met een korting van 45% in de hoogste schijf. Bovendien bedraagt de maximum heffing €250 000 per jaar. In 2012 was de totale opbrengst €426 miljoen, in 2010 was dat nog €292 miljoen. Daarvan was ruim 80% afkomstig van de bijdrage op elektriciteit en de rest van de bijdrage op aardgas.

- De Bijdrage op Energie wordt geheven op elektriciteit en veel motor- en huisbrandstoffen. Ze wordt niet aan energiegerelateerde doeleinden besteed. Het tarief voor het huishoudelijk verbruik van elektriciteit is al lang ongewijzigd en bedraagt afgerond 0,2 €ct/kwh. Bedrijven betalen onder bepaalde voorwaarden de helft of zijn vrijgesteld. In 2012 was de totale opbrengst €328 miljoen, in 2010 was dat nog €383 miljoen. Daarvan was bijna 20% afkomstig van de bijdrage op elektriciteit. De bijdrage bedraagt voor consumenten 1,2% van de bestedingen aan elektriciteit, voor ondernemingen is dat 0,6%.
- De Toeslag voor GSC van Windparken op Zee bedraagt ongeveer 0,2 €ct/kwh. Bedrijven kunnen kortingen krijgen volgens hetzelfde systeem als bij de Federale Bijdrage.
- De Toeslag voor de Aansluiting van Windparken op Zee is een relatief lichte heffing. Ze bedraagt ruim minder dan 0,1 €ct/kwh.
- De btw is alleen van belang voor de huishoudelijke gebruikers. Het is voor hen wel de zwaarste heffing. In België wordt – net als in de meeste buurlanden – normaal het standaardtarief toegepast. In berekeningen van zowel de CREG (2013) als Eurostat is dat ongeveer 3,9 €ct/kwh. Om het concurrentievermogen en de werkgelegenheid te bevorderen wordt voor huishoudelijke afnemers vanaf april 2014 echter het verlaagde tarief (6%) toegepast.

De belangrijkste gewestelijke heffingen op elektriciteit zijn vooral bestemd voor openbaredienstverplichtingen (ODV), het gebruik van de openbare ruimte en hernieuwbare energie (HE) (CREG, 2013).

- De bijdragen voor ODV worden voor het grootste deel via de distributienettarieven geheven. In Vlaanderen betreft het onder andere de premies voor rationeel energiegebruik (REG), de gegarandeerde aankoop van GSC, de straatverlichting en de jaarlijkse 100 kwh gratis elektriciteit per inwoner. Met name door de gegarandeerde aankoop zijn in 2011 de distributienettarieven erg hoog geworden.⁹ De bijdrage verschilt per distributienetbeheerder (DNB), maar nam in grootte-orde toe van 1 naar 4 €ct/kwh voor gebruikers aangesloten op laagspanning (LS). In Wallonië en Brussel zijn de ODV voor onder andere straatverlichting en beschermde klanten. De tarieven onder LS zijn daar veel lager dan in Vlaanderen: globaal tussen 0,4 en 1,1 €ct/kwh, verschillend per DNB. In Brussel wordt bovendien een deel van de bijdragen door de leveranciers geheven.¹⁰ De belangrijkste reden van de verschillen met Vlaanderen is dat de gegarandeerde aankoop van GSC niet is opgenomen. Voor gebruikers met

⁹ Dat was mogelijk vanwege de in §2.2 besproken tussentijdse aanpassingen van de meerjarentarieven.

¹⁰ Het tarief is afhankelijk van het vermogen van de aansluiting en moeilijk naar verbruikte kwh om te rekenen.

een aansluiting op middenspanning (MS) gelden in alle drie de gewesten lagere tarieven, in grootte- orde tot $\pm 0,5$ €/kwh.

- Voor de andere heffingen geldt het omgekeerde: laag in Vlaanderen en hoog in Wallonië en Brussel. De heffingen in Vlaanderen zijn bestemd voor ecologische doelstellingen en bedragen ongeveer 0,5 €/kwh. De Waalse heffingen zijn de Wegenisvergoeding voor het recht om de openbare ruimte te gebruiken, de Aansluitingsvergoeding en de Toeslag voor de Financiering van Steunmaatregelen voor HE. Die laatste is voor de gegarandeerde aankoop van GSC. Het is de tegenhanger van de bijdrage die in Vlaanderen via de netwerktarieven geheven wordt. De bijdrage is in 2012 en 2013 sterk gestegen. Het basistarief werd afgerond 1,4 €/kwh. Voor de industrie zijn er kortingen van 50 en 85% mogelijk, terwijl bedrijven aangesloten op een spanning hoger dan 70 kV zijn vrijgesteld. De overige heffingen in Wallonië zijn $\pm 1,1$ €/kwh. In Brussel is er een Wegenisvergoeding van 0,3 €/kwh. Al deze heffingen zijn ongeveer gelijk voor aansluitingen op LS en MS.

De heffingen op aardgas zijn per kwh lager dan die op elektriciteit. Dat impliceert echter niet dat ze minder belangrijk zouden zijn. Ten eerste is de prijs per kwh aardgas veel lager dan die per kwh elektriciteit. Een heffing van een bepaald bedrag per kwh weegt dus zwaarder op de prijs van aardgas dan op die van elektriciteit. Ten tweede is de verhouding tussen het verbruik van elektriciteit en aardgas afhankelijk van de activiteit van het bedrijf. In het bijzonder geldt dat in de industrie, waar bepaalde productieprocessen veeleer elektriciteits- en andere aardgasintensief zijn. De druk van de heffingen verschilt dus navenant per bedrijf.

De Federale Bijdrage op aardgas is voor de werking van de CREG en de sociale energiefondsen van de OCMW's. Het tarief is op zowel huishoudelijk als professioneel verbruik 0,01 €/kwh, en kende een vergelijkbare evolutie als dat op elektriciteit. De Bijdrage op Energie bedraagt op huishoudelijk verbruik onveranderlijk ongeveer 0,1 €/kwh. Bedrijven betalen onder bepaalde voorwaarden de helft of zijn vrijgesteld. Ze is bestemd voor het Fonds voor het Financieel Evenwicht in de Sociale Zekerheid (CREG, 2012). Van de totale opbrengst van €328 miljoen wordt ongeveer 20% bijeengebracht op het verbruik van aardgas.¹¹ Voor huishoudelijke gebruikers is het 1,8% van de bestedingen aan aardgas, voor ondernemingen is het 1,0%. De Toeslag Beschermd Afnemers kende een evolutie vergelijkbaar aan die van de Federale Bijdrage. Begin 2012 ging ze over een top van 0,06 €; daarna is ze iets verlaagd tot 0,05 €. De btw, ten slotte, is alleen van belang voor de huishoudelijke gebruikers. Net als op elektriciteit wordt het standaard tarief toegepast, maar niet tijdelijk gereduceerd tot het verlaagde tarief. Op basis van berekeningen van de CREG (2013) en Eurostat is het voor consumenten ongeveer 1,1 €/kwh.

De gewestelijke heffingen op aardgas zijn over het algemeen voor openbardienstverplichtingen (ODV) en het gebruik van de openbare ruimte (CREG, 2013). De ODV bestaan vooral uit het beheer van beschermde afnemers. In Brussel worden er ook premies voor rationeel energiegebruik (REG) uit betaald. Het tarief verschilt sterk per intercommunale, maar is nergens hoger dan $\pm 0,02$ €/kwh (CREG, 2013). De andere heffingen zijn vooral voor het recht om de openbare ruimte te gebruiken. In Wallonië

¹¹ Naast de eerder vermelde 20% afkomstig van elektriciteit, wordt de overige 60% vrijwel volledig bijeengebracht op het verbruik van benzine, diesel en huisbrandolie.

is er bovendien een Aansluitingsvergoeding.¹² De tarieven van die andere heffingen verschillen per gewest en intercommunale. In Vlaanderen gaat het om een totaal van 0,01 €/kwh, in Brussel ±0,1 €ct en in Wallonië ±0,2 €ct (Frontier Economics, 2011; CREG, 2013). Voor bedrijven is er een sterke degressiviteit. Daardoor is er – zeker voor grootverbruikers – nauwelijks fiscale druk op aardgas in België.

¹² Die is voor energiebesparingspremies, de werking van de CwaPE en steun aan groenestroomproducenten. Het tarief bedraagt nog geen 0,01 €/kwh.

3. Methodologie van energieprijstatistieken

3.1. De Eurostat databank van energieprijzen

Sinds 1990 publiceert Eurostat halfjaarlijks prijzen van aardgas en elektriciteit, onderscheiden naar gebruikersprofielen. In 2007 is als gevolg van de vrijmaking van de markt de definitie van de prijzen en gebruikersprofielen sterk gewijzigd. De prijzen worden nu gebaseerd op de eindfacturen aan de gebruikers, gemiddeld over het halve jaar. De profielen zijn verbruiksintervallen geworden: categorieën tussen twee niveaus van jaarlijks verbruik. De lidstaten zijn vrij in het bepalen van de methode van dataverzameling. Ze moeten wel aan een aantal voorwaarden voldoen en de gehanteerde aanpak aan Eurostat verantwoorden. De data moeten een representatief deel van de markt dekken en representatief voor de hele lidstaat zijn. Het moeten gewogen gemiddelden over de leveranciers zijn. De dataverzameling is verplicht voor de industriële prijzen; verzameling van huishoudelijke prijzen gebeurt op vrijwillige basis.

In België gebeurt de dataverzameling door het Energieobservatorium van de FOD Economie. Twee keer per jaar krijgen de leveranciers een enquête waarin voor elk gebruikersinterval de gemiddelde prijs opgegeven moet worden. Die prijs zou per verbruiksinterval berekend worden uit de gerealiseerde omzet en de geleverde energie. De formulieren zijn daar echter niet expliciet over. Aan de hand van de marktaandeelen berekent het Energieobservatorium daarmee de gewogen gemiddelde prijs per interval.

In de data worden behalve de volledige prijs ook die exclusief btw en exclusief btw en andere heffingen gegeven. Die andere heffingen zijn alleen heffingen die op de factuur geïdentificeerd zijn, niet die via de energie- of netwerktarieven geheven worden. Bij de btw zijn eventuele andere recupereerbare heffingen inbegrepen. Voor elektriciteit moet één keer per jaar (het tweede semester) bovendien een onderscheid naar energie- en netwerkkosten gegeven worden. De energiecomponent bestaat uit de groothandelsprijs en de leveranciersmarges. Ze wordt berekend als het saldo van de prijs na aftrek van de heffingen en netwerkkosten.

De methodologie is goed omschreven. Daardoor is er een goede vergelijkbaarheid tussen lidstaten. Voor de prijzen in landen buiten de eurozone moet wel met wisselkoersschommelingen rekening gehouden worden. De data wordt op consistentie en volledigheid gevalideerd door Eurostat. Abnormale toe- of afnames worden voor herbevestiging teruggekoppeld naar de lidstaten. In een beperkt aantal gevallen sturen de lidstaten nog correcties op de prijzen. Er gebeurt geen aanpassing voor seizoenscomponenten.

Gegeven de gehanteerde methode is dit een representatieve en betrouwbare bron van energieprijzen. Daarbij moeten wel twee kanttekeningen geplaatst worden. Ten eerste geeft het alleen van elektriciteit de componenten van de prijs. Van aardgas geeft het alleen de totaalprijs, maar daar kunnen wel impliciet de heffingen uit afgeleid worden. Ten tweede kunnen die heffingen een onderschatting zijn, want *"... what constitutes tax is also narrowly defined to cover VAT and some other direct energy taxes but excludes indirect financial burdens such as the cost of public service obligations"* (Frontier Economics, 2011, blz.37).

3.2. Maandelijks en jaarlijkse publicaties van de CREG

In het kader van haar marktbevoegdheidsstaken – in het bijzonder de vangnetregulering – maakt de CREG sinds december 2012 *maandelijks* een vergelijking van de prijzen van elektriciteit en aardgas tussen België en vier buurlanden (Frankrijk, Duitsland, Nederland en het Verenigd Koninkrijk). Ze doet dat voor huishoudelijke gebruikers en KMO's. Voor huishoudelijke gebruikers rekent men op basis van drie personen, een enkelvoudige elektriciteitsmeter en een jaarlijks verbruik van 3 500 kwh elektriciteit en 23 260 kwh aardgas. KMO's zijn gedefinieerd als bedrijven met een jaarlijks verbruik van 50 MWh elektriciteit en/of 100 MWh aardgas. Ook zij hebben een enkelvoudige meter. In de berekening wordt voortgebouwd op de methode ontwikkeld door Frontier Economics (2011).

Voor elk van de vier profielen wordt een gewogen gemiddelde van de jaarlijkse energiefactuur gesimuleerd, volgens drie tariefformules: (1) de standaardformule van de standaardleverancier; (2) de voordeligste formule van de standaardleverancier; (3) een concurrerende formule van de grootste toetredster. Zodoende wordt een redelijk representatief deel van de markt gedekt, maar wel minder representatief dan bij Eurostat. In de simulatie wordt gestreefd naar een evenwichtige spreiding van de DNB's over het land. Voor België worden de prijzen berekend aan de hand van gegevens van negen intercommunales.

In tegenstelling tot Eurostat wordt voor zowel elektriciteit als aardgas een onderscheid gemaakt naar de componenten van de prijs. Verder worden de energiecomponent en de netwerktarieven gefilterd voor de erin opgenomen heffingen. Voor België worden bijvoorbeeld de bijdragen voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling (HE-WKK) afgezonderd van de productiekosten van elektriciteit, en de openbaredienstverplichtingen (ODV) afgezonderd van de netwerktarieven. Beide worden toegerekend aan de heffingen (Bijdrage op Energie, Federale Bijdrage enz.). Die filtering verhoogt de vergelijkbaarheid van de componenten tussen de landen. De componenten worden berekend aan de hand van de door de leveranciers gepubliceerde tarieven en de geldende stelsels van netwerktarieven en heffingen.

Naast de maandelijks vergelijking publiceert de CREG *jaarlijks* een studie naar de componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen in België. Hierin worden geen vergelijkingen met buurlanden gemaakt. Wel zijn er verschillen tussen de gewesten uit af te leiden. Net als bij de maandelijks vergelijking wordt de studie gedaan voor huishoudelijke gebruikers en KMO's. Voor de huishoudelijke gebruikers worden dezelfde profielen gehanteerd (3 500 kwh elektriciteit / 23 260 kwh aardgas), maar wordt wel uitgegaan van een dubbele elektriciteitsmeter (dag- en nachttarief). KMO's zijn grotere verbruikers dan in de maandelijks vergelijking: 160 MWh elektriciteit en/of 2,3 GWh aardgas.¹³ Voor hun elektriciteit hebben ook zij hier aparte dag- en nachttarieven en worden de data bovendien gegeven voor aansluitingen op zowel laag- als middenspanning (respectievelijk LS en MS).

Voor elk van de vijf profielen wordt maandelijks een waarneming gedaan aan de hand van de tariefbladen van vijf leveranciers: Electrabel, Luminus, Lampiris, Essent en ENI.¹⁴ De netwerktarieven

¹³ De term KMO wordt overigens niet gebruikt in de studies. In meer algemene zin heeft men het over kleine professionele afnemers.

¹⁴ De CREG codeert de vijf profielen als volgt: Dc = consumenten, 3 500 kwh elektriciteit; Ic = KMO, 160 MWh elektriciteit op LS; Ic1 = KMO, 160 MWh elektriciteit op MS; T2 = consumenten, 23 260 kwh aardgas; T4 = KMO, 2,3 GWh aardgas.

zijn de goedgekeurde tarieven van ELIA en een selectie van zes intercommunales, evenwichtig gespreid over de gewesten. Net als in de maandelijkse vergelijking zijn die gefilterd voor de openbare heffingen, terwijl de leveranciersprijs gefilterd is voor de bijdragen voor HE-WKK. Men probeert de tariefstelsels zo gedetailleerd mogelijk toe te passen. Zo wordt onder meer rekening gehouden met de jaarlijkse 100 kwh gratis elektriciteit in Vlaanderen en de gehanteerde correcties voor netverliezen.

De rapporten geven geen gestructureerd cijfermateriaal of geaggregeerde prijzen. In plaats daarvan zijn er figuren met daarin aparte grafieken voor de leveranciers respectievelijk intercommunales. De grafieken lopen van januari 2007 t/m juli van het lopende jaar.¹⁵ De rapporten geven zo de mogelijkheid om op kwalitatieve basis een onderscheid naar de gewesten te maken, en om een diepere dimensie te geven aan de gemiddelde prijzen van Eurostat.

3.3. Ad hoc data van studie bureaus

Behalve door statistische bureaus en marktregulators is er ook door studie bureaus uit de particuliere sector onderzoek naar de hoogte en samenstelling van energieprijzen gedaan. Die studies gaan over het algemeen uit van een minder volledige – maar toch representatieve – dekking van de markt. Ook probeert men zo gedetailleerd mogelijk de tariefstelsels van energie, netvergoedingen en heffingen na te bootsen. Net als de data van de CREG geven de resultaten van de studie bureaus een diepere dimensie aan de gemiddelde prijzen van Eurostat. Voor de prijzen die aan bedrijven gevraagd worden zijn twee bronnen van belang.

De methode van de in §3.2 besproken maandelijkse prijsvergelijking is op vraag van de CREG ontwikkeld door *Frontier Economics* (2011). De CREG bracht nog enkele verfijningen aan maar de essentie bleef onveranderd. Voor kleine verbruikers (KMO in termen *Frontier Economics* (2011)) zijn gemiddelde prijzen gesimuleerd aan de hand van de drie representatieve tariefformules en hun marktaandeel, een evenwichtige spreiding van de intercommunales het land, en de geldende stelsels van netwerktarieven en heffingen. Die laatste zijn waar nodig uit de andere componenten gefilterd.¹⁶ De energiecomponent wordt berekend als saldo van de eindprijs en de andere componenten. Impliciet is daar dus de leveranciersmarge bij inbegrepen. Een verschil is dat KMO's een ander verbruiksprofiel hebben dan in de maandelijkse data van de CREG: 160 MWh elektriciteit en/of 2,3 GWh aardgas. Waar nodig is de methode aangepast aan de nationale omstandigheden.

De studie berekent ook prijzen voor grote industriële gebruikers. Vanwege hun heterogeniteit zijn de simulaties gemaakt voor drie profielen: 5, 25 en 250 GWh elektriciteit per jaar.¹⁷ Voor aardgas zijn twee profielen gehanteerd: 10 en 36 GWh per jaar, waarvoor eigenaardig genoeg dezelfde prijzen worden afgeleid.¹⁸ In tegenstelling tot consumenten en KMO's zijn er geen gepubliceerde tariefplannen. Doorgaans onderhandelen de verbruikers de prijs met de leveranciers en is de uitkomst vertrouwelijk.

¹⁵ In het rapport van 2013 lopen de grafieken echter t/m april.

¹⁶ Expliciet stelt men: "We define the relevant taxes, levies and financial burdens as those charges or costs which are imposed on suppliers, network companies or consumers by laws or regulations that do not relate directly to the provision of the service. In other words, they are costs that would not be incurred were it not for a legal requirement" (blz.52).

¹⁷ Voor het profiel van 250 GWh wordt gerekend op basis van aansluiting op het transmissienet en basisbelasting. Voor beide andere profielen wordt gerekend met verbruik op piek- en daluren en aansluiting op het distributienet (MS).

¹⁸ Afgenomen van het distributienet (middendruk).

De energiecomponenten konden daarom niet berekend worden als saldo van de eindprijs en de andere componenten. In plaats daarvan is de berekening gebaseerd op de prijzen waartegen de energie op de beurzen verhandeld is. Voor aardgas is dat gecombineerd met publieke gegevens over prijzen van bilaterale langetermijncontracten. De netwerkkosten en heffingen zijn erbij opgeteld om aan de totaalprijs te komen.

De berekeningen zijn niet gemaakt over een tijdreeks, maar zijn een momentopname volgens de tarieven van november 2010. Voor de analyse van de prijzen zijn ze dus verouderd. Toch zijn ze een zinvolle vergelijkingsmaatstaf vanwege de consciëntieus uitgewerkte methodologie en de transparantie die de studie daarover geeft. Bovendien zijn de berekeningen niet voor België als geheel gemaakt, maar voor de drie gewesten apart.

Twee keer maakte *Deloitte* (2013, 2014) in opdracht van FEBELIEC een simulatie van de prijzen van elektriciteit voor de industrie in Vlaanderen, Wallonië en drie buurlanden (Frankrijk, Duitsland en Nederland). Het betreft alleen grote en energie-intensieve industrie, met verbruiksprofielen van 100 t/m 1 000 gwh per jaar. Dat is een ander spectrum dan dat van Eurostat: het kleinste profiel van Deloitte (100 gwh) is gelijk aan het grootste van Eurostat (70 – 150 gwh).¹⁹ Voor elk profiel wordt een onderscheid naar basis- en piekbelasting gemaakt. De studies geven steeds prijzen voor het lopende jaar en de twee voorgaande jaren.

De energiecomponent is berekend als gewogen gemiddelde van dag- en termijnnoteringen op de respectieve elektriciteitsbeurzen. Voor Frankrijk is ook rekening gehouden met de gereguleerde prijs. De prijzen van het lopende jaar zijn alleen afgeleid van termijnnoteringen. Gegeven de omvang van de profielen is er alleen aansluiting op het hoogspanningsnetwerk (HS). Daarvan zijn de gepubliceerde tarieven gehanteerd. Distributietarieven zijn dus niet aan de orde. Alle andere kosten dan de beursnotering en transmissietarieven zijn beschouwd als heffingen. Ook daarvan zijn de gepubliceerde stelsels toegepast.

¹⁹ Eurostat kent wel een profiel >150 gwh/jr, maar het is vanwege eventuele confidentialiteit niet verplicht om daar prijzen van aan te leveren.

4. Prijzen van elektriciteit in België en drie buurlanden

De bespreking van niveau en evolutie van de prijzen van elektriciteit volgt de indeling die in het vorige hoofdstuk gegeven is. In de eerste paragraaf wordt van zes gebruikersprofielen de gemiddelde elektriciteitsprijs besproken. Dat gebeurt aan de hand van de databank van Eurostat. In de tweede paragraaf wordt waar mogelijk een diepere dimensie aan de gemiddelde prijzen gegeven. Voor kleine industriële gebruikers gebeurt dat aan de hand van data die door de CREG verzameld en gepubliceerd worden. Voor de grote gebruikers wordt gebruik gemaakt van de studies gemaakt door Deloitte. Beide bronnen geven in de door hen gedefinieerde gebruikersprofielen een specificatie naar typen gebruikers. Ook geven ze een gedetailleerde berekening van de componenten van de prijs. Het zal blijken dat het type gebruiker een belangrijke factor van het niveau van de prijs is.

4.1. Gemiddelde prijzen per verbruikersprofiel

4.1.1. Niveau en evolutie van de prijzen

In de databank van elektriciteitsprijzen voor ondernemingen hanteert Eurostat zeven verbruiksintervallen. Die intervallen lopen uiteen van minder dan 20 mwh tot meer van 150 gwh/jr. Van zes van de zeven zijn de lidstaten verplicht halfjaarlijks de gemiddelde prijzen aan te leveren. Het zevende – het grootste (>150 gwh/jr) – is facultatief omdat bepaalde data daar confidentieel kunnen zijn. Ze zijn niet beschikbaar voor de in deze studie onderzochte lidstaten.²⁰ Tabel 1 geeft de gemiddelde prijzen van het eerste halfjaar van 2014 (afgekort 2014S1). Als vergelijkingsmaatstaf zijn daarin ook die van huishoudelijke gebruikers (interval 2 500 – 5 000 kwh/jr) opgenomen. De prijzen zijn duidelijk degressief. In Duitsland, Frankrijk en Nederland is de prijs voor de grootste industriële verbruikers iets minder dan de helft van die voor de kleinste. In België is dat nog lager (38%). Bovendien is de prijs voor de kleinste gebruikers 13 tot 24% lager dan die voor de huishoudelijke gebruikers. Het grootste deel daarvan wordt verklaard door de btw, maar ook zonder btw lopen de verschillen tussen beide categorieën gebruikers op tot 10%.²¹

Tabel 1 De gemiddelde prijs van elektriciteit per gebruiksinterval
2014S1, in €ct/kwh

	Huishoudelijk*	gwh/jr:	<0,02	0,02 - 0,5	0,5 - 2	2 - 20	20 - 70	70 - 150
België	21,0		17,9	14,5	10,9	9,6	7,7	6,8
Duitsland	29,8		22,6	18,7	15,9	13,8	11,6	10,6
Frankrijk	15,9		13,3	11,4	10,0	8,6	7,5	6,8
Nederland**	18,7		16,2	14,6	10,4	9,4	8,0	7,8

Bron: Eurostat

*) Interval 2 500 – 5 000 kwh/jr, btw inbegrepen **) Voorlopige data

In alle intervallen is de gemiddelde prijs in Duitsland het hoogst, wat vooral een gevolg is van uitzonderlijk hoge heffingen (zie §4.1.2). De prijs in Frankrijk is het laagst, vooral als gevolg van de

²⁰ Wel voor: het Verenigd Koninkrijk, Spanje, Italië, Bulgarije, Hongarije, Slowakije en Polen.

²¹ Alleen in Nederland (voorlopige data voor 2014S1) is de prijs zonder btw voor de huishoudelijke gebruikers iets *lager* dan voor de kleinste industriële gebruikers.

daar toegepaste prijsregulering. De prijzen in België en Nederland zitten er tussenin. In het interval van de kleinste gebruikers is de Belgische prijs hoger dan de Nederlandse. In het interval van de grootste gebruikers is de Belgische prijs lager. Ook dat illustreert de sterke degressiviteit in België. In de andere intervallen zijn de Nederlandse en Belgische prijs ongeveer aan elkaar gelijk. Bovendien liggen in de intervallen vanaf 0,5 gwh/jr beide prijzen dicht bij Franse. De gemiddelde prijs in Duitsland steekt daar ver bovenuit.

Ook in de afgelopen jaren waren de Duitse prijzen het hoogst. Bovendien namen ze relatief sterk toe. De Franse prijzen waren al die tijd het laagst, maar namen ook relatief sterk toe. Per interval lag in beide landen de gemiddelde jaarlijkse stijging tussen 3,5 en 8,9%, zie tabel 2. De prijsstijgingen in België en Nederland waren minder sterk, met gemiddelden tussen 0,2 en 3,5% per jaar. Ook over de verbruiksintervallen is er een patroon van prijsstijgingen. Van 2007S2 tot en met 2014S1 was de gemiddelde prijsstijging over het algemeen minder naarmate het jaarlijks verbruik hoger was. De kleinste gebruikers uitgezonderd nam de ongewogen gemiddelde jaarlijkse prijsstijging over de vier landen af van 4,9% in het tweede tot 2,8% in het vijfde en zesde interval. Er moet wel rekening mee gehouden worden dat de gemiddelden in Nederland gebaseerd zijn op voorlopige data voor 2014S1.

Tabel 2 Prijsstijgingen van elektriciteit per gebruiksinterval
Gemiddeld per jaar, 2007S2 - 2014S1

	gwh/jr:	<0,02	0,02 - 0,5	0,5 - 2	2 - 20	20 - 70	70 - 150	Gemiddeld*
België		3,5%	3,1%	2,2%	2,0%	0,8%	1,6%	2,2%
Duitsland		3,9%	6,7%	7,1%	6,7%	5,2%	4,0%	5,6%
Frankrijk		3,5%	6,8%	8,9%	7,7%	4,9%	4,2%	6,0%
Nederland**		1,9%	2,7%	0,3%	1,1%	0,2%	1,5%	1,3%
<i>Ongewogen gemiddelde</i>		<i>3,2%</i>	<i>4,9%</i>	<i>4,6%</i>	<i>4,4%</i>	<i>2,8%</i>	<i>2,8%</i>	

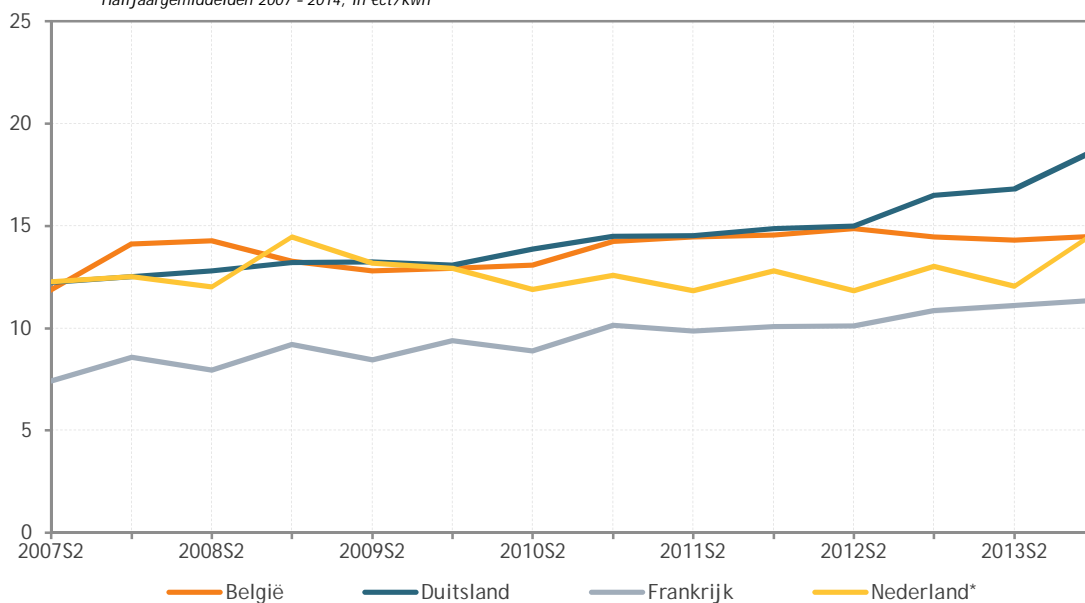
Bron: Eurostat

*) Ongewogen gemiddelde over de zes gebruiksintervallen **) Gebaseerd op voorlopige data voor 2014S1

Uit tabel 1 en tabel 2 kan afgeleid worden dat de prijzen in België en Nederland geconvergeerd zijn met die in Frankrijk, terwijl de Duitse prijzen naar verhouding steeds hoger werden. Dat wordt geïllustreerd in figuur 1 en figuur 2, voor respectievelijk de intervallen 20 – 500 mwh en 70 – 150 gwh/jr. Dat zijn het tweede en het zesde interval uit de databank van Eurostat. Deze intervallen zijn gekozen vanwege de vergelijkbaarheid met de verderop te bespreken data van de CREG en Deloitte. De grafieken voor de vier andere intervallen staan in figuur 8 t/m figuur 11 in de Bijlage.

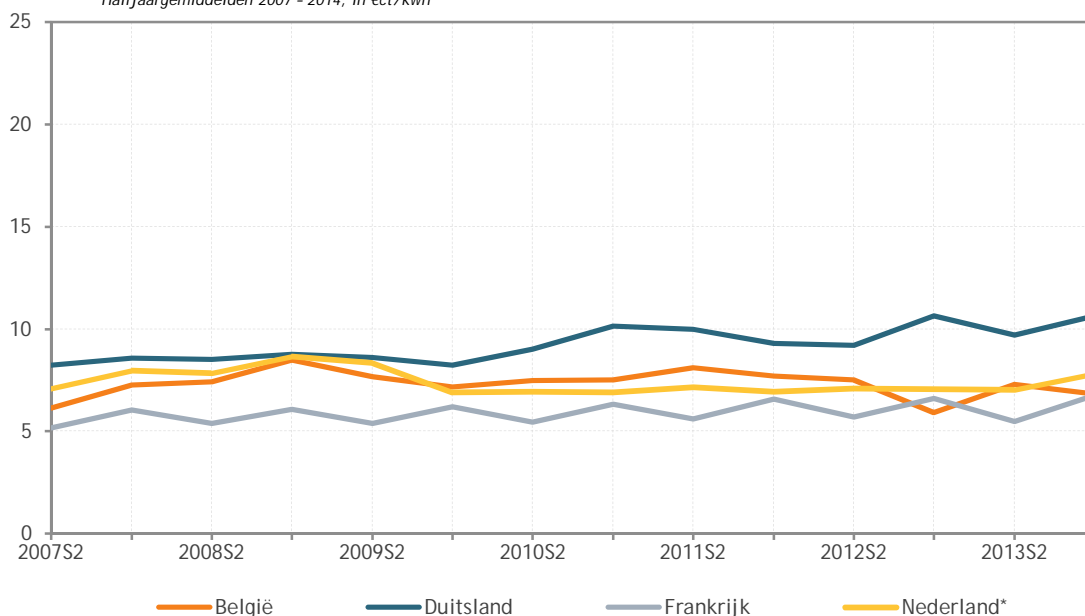
In alle zes de intervallen is het patroon ongeveer gelijk. Tussen 2007S2 en 2009S2 was in Duitsland, België en Nederland de elektriciteit relatief duur en in Frankrijk goedkoop. In 2010 zijn de prijzen van de eerstgenoemde drie landen uit elkaar gaan groeien. In Duitsland gingen de prijzen stijgen, in België bleven ze min of meer constant, in Nederland was er een lichte afname. Vanaf 2010 waren de prijzen in Nederland zodoende iets lager dan die in België. Voorlopige data voor 2014S1 laten daar echter een toename tot of boven het niveau van België zien. Ook in Frankrijk nam de prijs toe, waardoor anno 2014 de prijzen in Frankrijk, België en Nederland ongeveer gelijk zijn, terwijl ze in Duitsland hoger zijn.

Figuur 2 De evolutie van de elektriciteitsprijs voor kleine industriële gebruikers (20 - 500 mwh/jr)
 Halfjaargemiddelden 2007 - 2014, in €ct/kwh



Bron: Eurostat
 *) Voorlopige data voor 2014S1

Figuur 1 De evolutie van de elektriciteitsprijs voor grote industriële gebruikers (70 - 150 gwh/jr)
 Halfjaargemiddelden 2007 - 2014, in €ct/kwh



Bron: Eurostat
 *) Voorlopige data voor 2014S1

Uit de gemiddelde prijzen van Eurostat blijkt dus dat de evolutie in België relatief gunstig geweest is. In alle zes de intervallen zijn ze enkele jaren de op één na hoogste geweest. In die tijd waren ze wel relatief stabiel. Anno 2014 horen de Belgische prijzen bij de laagste. De gunstige evolutie kan – zeker voor de kleinere gebruikers – een gevolg zijn van de prijsbevoering, de ontwikkeling van nieuwe indexeringsformules en de toegenomen concurrentie onder de leveranciers. Wel moet er rekening mee gehouden worden dat het gemiddelde prijzen zijn. Voor bepaalde categorieën gebruikers kan de prijs alsnog relatief hoog zijn.

4.1.2. De componenten van de prijs

De evolutie van de prijs is het resultaat van de evoluties van de drie componenten. Elk van die componenten heeft zijn eigen dynamiek en achterliggende factoren. Eurostat verzamelt die data over elk tweede halfjaar. Tabel 3 geeft de meest recente data, voor 2013S2. In vrijwel alle gevallen zijn de componenten degressief, maar de mate van degressiviteit verschilt per land en component.

Tabel 3 De componenten van de gemiddelde prijs van elektriciteit per gebruiksinterval 2013S2, in €ct/kwh

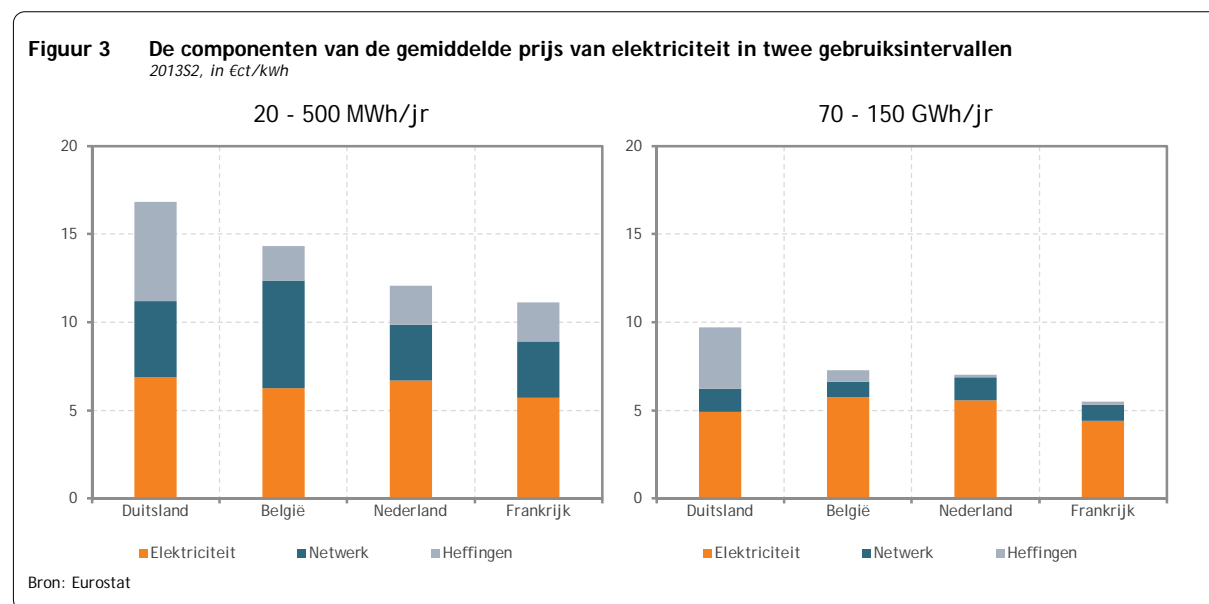
gwh/jr:	<0,02	0,02 - 0,5	0,5 - 2	2 - 20	20 - 70	70 - 150
<i>Energiecomponent</i>						
België	7,1	6,3	6,0	5,8	5,7	5,8
Duitsland	9,9	6,9	6,1	5,6	5,2	4,9
Frankrijk	7,3	5,7	5,0	4,4	4,3	4,4
Nederland	7,7	6,7	6,0	5,7	5,5	5,6
<i>Netwerkkosten</i>						
België	8,8	6,1	3,1	2,5	1,5	0,9
Duitsland	7,9	4,3	3,0	2,4	1,8	1,3
Frankrijk	4,1	3,2	1,6	1,4	1,4	0,9
Nederland	4,1	3,1	2,3	1,8	1,6	1,3
<i>Heffingen</i>						
België	1,9	1,9	1,8	1,7	1,2	0,7
Duitsland	6,8	5,6	5,4	4,8	4,2	3,5
Frankrijk	2,6	2,2	1,9	1,6	1,2	0,2
Nederland	0,1	2,2	1,1	0,9	0,3	0,1

Bron: Eurostat

De *energiecomponent* van de elektriciteit is het minst degressief. Voor de kleinste gebruikers is ze nog relatief hoog. Tussen de andere intervallen bestaat weinig verschil. Dat is plausibel omdat de productiekosten van de elektriciteit niet afhankelijk zijn van wie de elektriciteit verbruikt. De degressiviteit reflecteert veeleer de onderhandelingsmacht van relatief kleine versus die van relatief grote gebruikers. Over het algemeen zijn de energiecomponenten in België, Duitsland en Nederland ongeveer aan elkaar gelijk. Dat is vooral zo in de vier middelste intervallen. De component is in Frankrijk lager, wat het gevolg is van de daar toegepaste prijsregulering.

De *netwerkkosten* zijn sterk degressief. Dat reflecteert het cascadeprincipe, waarbij een bedrijf alleen de kosten betaalt van het spanningsniveau waar het op aangesloten is en in voorkomende gevallen de hogere. Voor de kleinste gebruikers liggen de netwerkkosten tussen 4 en 9 €ct/kwh, terwijl ze voor de grootste gebruikers rond 1 €ct liggen. De degressiviteit is het sterkst in België. In de intervallen tot 0,5 gwh/jr zijn ze duidelijk het hoogst. Dat is het gevolg van de in 2011 sterk toegenomen doorrekening van de kosten van openbaardienstverplichtingen (ODV) in de Vlaamse distributienettarieven. Vanwege het cascadeprincipe ondervinden de grotere gebruikers daar weinig of geen hinder van. Voor de middelste twee intervallen zijn de netwerkkosten ook nog relatief hoog, maar al wel vrijwel gelijk aan die in Duitsland. Voor de grootste gebruikers zijn de netwerkkosten relatief laag, maar zijn ook de verschillen tussen de vier landen klein.

Ook de *heffingen* zijn degressief. In Duitsland zijn ze veruit het hoogst en daarmee de belangrijkste oorzaak van de hoge prijzen in dat land. Daarin speelt de steun voor hernieuwbare energie een belangrijke rol, maar ook de energiebelasting en heffing op het gebruik van de openbare ruimte zijn er hoog. De Nederlandse heffingen zijn in de meeste intervallen de laagste. De Belgische en Franse heffingen zitten tussen beide niveaus in, maar liggen wel dichterbij de Nederlandse dan bij de Duitse. Opmerkelijk is dat in Nederland de heffingen voor de kleinste gebruikers erg laag zijn. In de data van Eurostat vertonen die een nogal eigenaardig verloop. Tussen 2007 en 2010 was de evolutie grillig, met een piek van 4,2 €ct/kwh in 2010. Dat was toen ongeveer zo hoog als in Duitsland. Daarna namen de heffingen gestaag af tot minder dan 0,1 €ct/kwh in 2013 (zie ook figuur 14 in de Bijlage).



In figuur 3 wordt het patroon samengevat voor dezelfde twee gebruiksintervallen als in figuur 1 en figuur 2. In België was in 2013S2 de prijs nog de op één na hoogste. Voor de relatief kleine gebruikers kwam dat vooral door de hoge netwerktarieven. Op beide andere componenten scoorde België middelmatig. In Duitsland zijn de heffingen erg hoog en de andere componenten middelmatig. In Nederland zijn alle componenten middelmatig. In Frankrijk is de energiecomponent laag en zijn de andere componenten eerder middelmatig. De belangrijkste verschillen voor de grootste Belgische gebruikers waren de relatief hoge energiecomponent en lage netwerkcosten. In Frankrijk en Nederland zijn in dat interval de heffingen erg laag. Hoe in deze twee intervallen de componenten bij hebben gedragen aan de prijsveranderingen staat in tabel 4. Het overzicht van de andere vier intervallen staat in tabel 11 in de Bijlage.

In België is tussen 2010 en 2012 in alle intervallen de energiecomponent relatief stabiel geweest. De dalingen die in tabel 4 staan hebben grotendeels in 2013 plaatsgevonden (zie ook figuur 12 in de Bijlage). Die afnames zijn echter gecompenseerd door toenemende netwerkcosten. Voor de relatief kleine gebruikers zijn ze meer dan gecompenseerd, terwijl bovendien de heffingen toenamen. Dat laatste was vooral het geval in Wallonië, waar de heffing voor de gegarandeerde aankoop van groenestroomcertificaten (gsc) sterk verhoogd werd.

Tabel 4 De componenten van de gemiddelde prijs van elektriciteit in twee gebruiksintervallen
Verandering 2010s2 - 2013s2, in €ct/kwh

	België	Duitsland	Frankrijk	Nederland
<i>20 - 500 mwh/jr</i>				
Energiecomponent	-0,7	-0,7		-0,6
Netwerkkosten	1,4	0,8	1,0	0,6
Heffingen	0,5	2,8	1,2	0,2
Totaal	1,2	2,9	2,2	0,2
% toename t.o.v. 2010s2	9%	21%	16%	2%
<i>70 - 150 gwh/jr</i>				
Energiecomponent	-0,4	-0,8		-0,3
Netwerkkosten	0,3	-0,1	0,3	0,3
Heffingen	-0,1	1,6	-0,3	0,1
Totaal	-0,2	0,7	0,0	0,1
% toename t.o.v. 2010s2	-3%	8%	1%	1%

Bron: Eurostat

In Duitsland nam in vijf van de zes intervallen (uitgezonderd dat van de kleinste gebruikers, <20 mwh/jr) de energiecomponent af. Dat werd echter meer dan gecompenseerd door de sterk toenemende heffingen (zie figuur 14 in de Bijlage). De netwerkkosten waren tot 2013 stabiel, maar kenden in dat jaar in de meeste intervallen een toename. Voor Frankrijk zijn in de databank van Eurostat de componenten maar beperkt beschikbaar. In dat land lijken in de meeste intervallen de heffingen sterker aan de prijsstijging te hebben bijgedragen dan de twee andere componenten (zie ook tabel 11 in de Bijlage). In Nederland compenseerden – min of meer zoals in België – een afnemende energiecomponent en toenemende netwerkkosten elkaar. De heffingen waren relatief stabiel. In het interval van de kleinste gebruikers was het verloop van alledrie de componenten erg grillig (zie figuur 12 t/m figuur 14 in de Bijlage).

4.2. Nuancering van de gemiddelde prijzen

In §3.2 en §3.3 zijn enkele andere databronnen van elektriciteitsprijzen voor ondernemingen besproken. Dat waren de CREG, Deloitte en Frontier Economics. Qua methode zijn die bronnen fundamenteel verschillend van die van Eurostat. De data van Eurostat zijn gemiddelde prijzen over een heel gebruiksinterval. Impliciet zijn het dus de gewogen gemiddelden van de prijzen van alle gebruikers in het interval. De drie andere bronnen maken simulaties van de prijs voor een bepaald gebruiksprofiel. Ze maken daarvoor gebruik van de tariefbladen, beursnoteringen, netwerktarieven en heffingsstelsels om voor dat profiel de prijs en de componenten te simuleren.

Het voordeel van de data van Eurostat is dat ze een zo representatief mogelijke dekking van de markt geven. Het voordeel van de andere bronnen is dat men binnen de intervallen/profielen een diepere dimensie aan de gemiddelde prijs kan geven. Binnen een interval/profiel kunnen er prijsverschillen tussen bepaalde typen gebruikers zijn. Bovendien geven de andere bronnen in een aantal gevallen recentere data dan Eurostat doet.

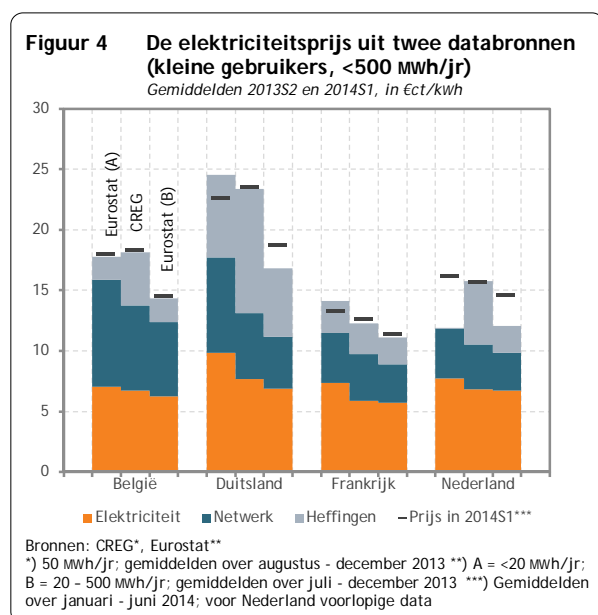
De data van de CREG hebben betrekking op relatief kleine gebruikers. Die gebruikers passen in het tweede interval van Eurostat (20 – 500 mwh/jr). De data van Deloitte hebben betrekking op grote

gebruikers, oplopend in profielen van 100 tot 1 000 gwh/jr. Het kleinste profiel van Deloitte (100 gwh) situeert zich in het grootste van Eurostat (70 – 150 gwh).²² Frontier Economics onderzocht een breed palet aan gebruikers: vier profielen uiteenlopend van 160 mwh tot 250 gwh/jr. Dat was echter een eenmalige studie met data van november 2010. Die studie is intussen enigszins verouderd en wordt in deze paragraaf verder buiten beschouwing gelaten. In deze paragraaf komen achtereenvolgens de data van de CREG (§4.2.1) en van Deloitte (§4.2.2) aan de orde. In het bijzonder die laatste zijn van belang voor het concurrentievermogen. Hoewel de aanpak van Deloitte hier en daar vragen oproept, laat ze zien dat er voor energie-intensieve industrie belangrijke kortingen en vrijstellingen op netwerktarieven en heffingen bestaan.

4.2.1. Kleine industriële gebruikers (tot 500 mwh/jr)

a. Vergelijking met de buurlanden

De data die de CREG maandelijks publiceert zijn recenter dan die van Eurostat. Ze worden gedurende de lopende maand gepubliceerd, terwijl de prijzen van Eurostat pas drie maanden na afloop van het halfjaar beschikbaar komen. Bovendien worden bij elke publicatie de componenten gegeven. Het profiel is van een bedrijf dat jaarlijks 50 mwh verbruikt onder een enkelvoudig tarief (alleen dagtarief). De CREG vermeldt niet op welke netspanning de verbruiker is aangesloten, maar de data doen vermoeden dat het laagspanning (Ls) is. Het profiel valt in het Eurostat interval van 20 – 500 mwh, maar wel dicht bij de grens met het interval van <20 mwh. De simulatiemethode van Frontier Economics (2011) wordt toegepast. Dat betekent dat gemiddelden berekend worden van drie representatieve tariefformules en een representatief gemiddelde van de distributietarieven. De heffingen worden zeer zorgvuldig berekend, en waar relevant afgezonderd van de leveranciers- en netwerktarieven. Deze data zijn daardoor inzichtelijker voor het onderscheid tussen leverancierstarieven, netwerktarieven en heffingen



Figuur 4 geeft een vergelijking met de twee Eurostat intervallen van het kleinste verbruik. In principe betreft het de data van 2013S2, omdat dat de meest recente zijn waar Eurostat de componenten van geeft. Ter vergelijking zijn ook de prijzen van 2014S1 ingetekend. Vanwege de verschillen in definities en methode is de vergelijkbaarheid van beide bronnen moeilijk. Toch is er een zekere tendens uit de vergelijking te halen.

In België en Duitsland liggen de prijzen van de CREG (50 mwh/jr) en van de kleinste gebruikers in de data van Eurostat (<20 mwh) dicht bij elkaar. In Frankrijk en Nederland liggen de prijzen van de

²² Het facultatieve profiel >150 gwh/jr niet meegerekend.

CREG tussen die van beide Eurostat intervallen in, in elk geval in 2014S1.²³ Beide situaties zijn plausibel. De situatie van Frankrijk en Nederland is plausibel omdat het profiel van de CREG dicht bij de boven- respectievelijk ondergrens van beide intervallen van Eurostat ligt. Ook de situatie van België en Duitsland is plausibel, maar dat is niet zonder meer te verifiëren. Noch Eurostat, noch de CREG geven aan of de gebruikers aangesloten zijn op laag- dan wel middenspanning (LS respectievelijk MS). De data van Eurostat zouden het gemiddelde moeten geven, maar er is geen informatie over de gewichten van beide typen aansluitingen. De data van de CREG geven alleszins het vermoeden dat het om aansluitingen op LS gaat. Het is aannemelijk dat in het interval van de kleinste gebruikers het gewicht van de aansluitingen op LS groter is dan in het daaropvolgende interval. Dat zou kunnen verklaren dat de prijzen van de CREG dicht bij die van het interval van de kleinste gebruikers liggen. Uitgaande van deze vaststelling zijn in de data van de CREG de Belgische en Duitse heffingen hoger – en de energiecomponent en netwerkkosten lager – dan in de data van Eurostat. Ook dat is plausibel omdat de methode die aangereikt is door Frontier Economics (2011) voorziet in een afsplitsing van heffingen uit groothandels- en netwerktarieven.

De componenten van Eurostat zijn slechts beschikbaar tot en met 2013S2.²⁴ Aan de hand van de data van de CREG kan nagegaan worden hoe ze gedurende 2014 geëvolueerd zijn. De energiecomponent nam in België eerst nog af, met een dieptepunt van 6,3 €ct/kwh in mei. Dat was 6% lager dan gemiddeld over 2013S2. Sindsdien is de prijs toegenomen tot 6,9 €ct in oktober, 2% hoger dan dat gemiddelde. De energiecomponenten in de buurlanden hadden een minder fluctuerend verloop. In Duitsland en Nederland zijn ze met respectievelijk 8 en 4% afgenomen, in Frankrijk nam ze met 4% toe. De gereguleerde prijs in Frankrijk is nog maar nauwelijks lager dan de prijs in de drie andere landen. De netwerkkosten bleven in de vier landen vrijwel stabiel. De heffingen namen in januari 2014 in alle vier de landen toe: 4% in Nederland, 6% in België, 8% in Duitsland en 13% in Frankrijk.

b. Gedesaggregeerde prijzidata voor België

De data die de CREG jaarlijks publiceert zijn meestal ouder dan die van Eurostat. De meest recente publicatie (CREG, 2013) is afgesloten per april 2013. Er worden geen simulaties gemaakt, maar de prijzen en componenten worden apart gegeven voor vijf leveranciers en zes intercommunales. Daardoor zijn er ook aparte gegevens voor de drie gewesten. Er worden geen data gegeven, maar grafieken met maandelijkse waarnemingen. Die zijn voor een jaarlijks verbruik van 160 MWh, verdeeld over piek- en dalperiodes. Er zijn aparte data voor aansluitingen op LS en MS. Net als in de maandelijkse publicaties valt deze gebruiker binnen het tweede interval van Eurostat, maar duidelijk verder van de ondergrens. Er zijn geen data voor de buurlanden. Voor België geven deze publicaties dus gedesaggregeerde gegevens voor de prijzen en componenten, die bij Eurostat alleen als gemiddelde beschikbaar zijn.

Er zijn grote prijsverschillen tussen leveranciers en intercommunales. Wat de verschillen tussen leveranciers betreft ligt de uitdaging bij de ondernemers om steeds op het beste aanbod in te gaan. Wat de intercommunales betreft is men – behoudens relocatie – aan de prijs gebonden, en kan het

²³ Voor Nederland is dat vooral te zien aan de data van 2014S1. Van de in 2013S2 opvallend lage heffingen op de kleinste gebruikers is eerder in deze studie al melding gemaakt.

²⁴ De componenten van 2014S2 worden in maart 2015 verwacht.

voorkomen dat een bedrijf bij een bepaalde intercommunale tot 3 €ct (MS) of zelfs 6 €ct/kwh (LS) meer betaalt dan een bedrijf bij een andere intercommunale.

In het merendeel van gevallen lag in de eerste vier maanden van 2013 de prijs voor aansluitingen op LS globaal tussen 18 en 20 €ct/kwh. Voor aansluitingen op MS waren de prijzen lager. In Vlaanderen en Brussel waren die gemiddeld zo'n 13 – 14 €ct/kwh, in Wallonië lag ze rond 16 €ct/kwh. Worden deze prijzen vergeleken met de waarneming van Eurostat, dan zit de laatste met 14,5 €ct/kwh voor 2013S1 in het interval van de prijzen onder MS. Ook in 2010 – 2012 was dat het geval. Dat zou betekenen dat in het gegeven interval (20 – 500 MWh) de aansluitingen op MS een hoog gewicht hebben ten opzichte van die op LS.

Voor aansluitingen op LS is de belangrijkste oorzaak van de verschillen tussen de distributietarieven de drastische verhoging van de bijdragen voor ODV in Vlaanderen per april 2011. De tarieven van de zes door de CREG (2013) besproken intercommunales lopen uiteen van ±6 tot ±10 €ct/kwh. Door het cascade-effect zijn de tarieven onder MS veel lager (±3 – ±4 €ct/kwh), de ook lagere bijdragen voor ODV inbegrepen. In Vlaanderen is door de regering en de intercommunales de intentie uitgesproken om tot een gewestelijk eenheidstarief te komen. In de data van Eurostat namen de netwerkkosten toe van 4,8 €ct in 2010S2 naar 6,1 €ct/kwh in 2013S2. Dat suggereert – rekening houdend met een transmissietarief van ongeveer 1 €ct/kwh – opnieuw een groot gewicht van aansluitingen op MS in het interval van 20 – 500 MWh/jr.

Behalve verschillen in distributietarieven zijn er tussen de gewesten verschillen in de heffingen (voor zover die niet in de netwerktarieven verrekend zijn). Voor 2012 bestonden die verschillen al, maar in dat jaar zijn ze vergroot door een drastische toename van de Toeslag voor de Financiering van Steunmaatregelen voor Hernieuwbare Energie in Wallonië. De heffingen voor aansluitingen op MS zijn maar iets lager dan die voor aansluitingen op LS. In 2013S1 waren de heffingen in Vlaanderen ±0,5, in Brussel ±1,5 en in Wallonië ±2,5 €ct/kwh. In de data van Eurostat waren de heffingen in 2013S2 gemiddeld 1,9 €ct/kwh over heel België.

4.2.2. Grote industriële gebruikers (vanaf 70 GWh/jr)

In de data die Deloitte (2013, 2014) publiceerde worden alleen prijzen voor energie-intensieve industrie gesimuleerd. Zoals gemeld is het kleinste profiel van Deloitte (100 GWh/jr) equivalent aan het grootste interval van Eurostat (70 – 150 GWh). De energiecomponent wordt gesimuleerd met beursnoteringen. De transmissietarieven worden toegepast. Beide worden voor basis- en piekbelasting apart gegeven. De heffingen en de degressiviteit daarin worden gedetailleerd berekend en volledig gespecificeerd.

De rangorde onder de vier landen is in deze data volledig anders dan bij Eurostat. Bij Eurostat was in 2014S1 de prijs in Duitsland het hoogst en in België en Frankrijk het laagst. Bij Deloitte is de prijs in België juist het hoogst en in Duitsland het laagst (zie tabel 5). In het bijzonder voor Wallonië simuleert men hoge prijzen. Voor zowel basis- als piekbelasting is de prijs hoger dan het Eurostat gemiddelde voor heel België, en ±1½ €ct hoger dan in Vlaanderen. Ook in Vlaanderen is in de data van Deloitte de prijs hoger dan in de buurlanden. Voor Duitsland en Nederland berekende Deloitte voor zowel basis- als piekbelasting een veel lagere prijs dan Eurostat deed. Alleen voor Frankrijk liggen de prijzen van beide bronnen in dezelfde grootte-orde.

Tabel 5 De elektriciteitsprijs uit twee databronnen (grote gebruikers, 70 - 150 gwh/jr)
In €ct/kwh

Bron		Wallonië	Vlaanderen	Duitsland	Frankrijk	Nederland
Eurostat (70 - 150 gwh/jr)	2013S2		7,3	9,7	5,5	7,0
	2014S1		6,8	10,6	6,8	7,8*
Deloitte (100 gwh/jr; 2014)	basisbelasting	±7½	±6	±4¼	±5¾	±5¼
	piekbelasting	±9¼	±7¾	±7	±7½	±7

Bronnen: Deloitte**, Eurostat***

*) Voorlopig cijfer **) Simulatie voor energie-intensieve industrie met het gegeven gebruiksprofiel; de breuken geven aan dat de prijzen niet exact zijn, ze zijn afgelezen uit de grafieken in Deloitte (2014) ***) Gemiddelden van alle gebruikers in het interval

De belangrijkste oorzaak voor het verschil in de Belgische prijzen zit in de heffingen (zie tabel 6). Deloitte simuleert de in Wallonië tot ±2½ €ct/kwh toegenomen heffingen op alle verbruik tot 200 gwh/jr. Eurostat komt niet hoger dan ±0,7 €ct. Ook voor Duitsland zit het belangrijkste verschil in de heffingen. Waar Eurostat gemiddeld over het hele interval 3,5 €ct/kwh berekende, komt Deloitte voor de energie-intensieve industrie op slechts ±¼ €ct. Voor verbruik onder basisbelasting simuleert Deloitte bovendien netwerkkosten die quasi nihil zijn. Dat laatste wordt bevestigd door Oriol et al. (2013). Voor Nederland zijn de verschillen minder groot. Daar zijn de componenten onder basisbelasting duidelijk lager dan de gemiddelden van Eurostat.

Tabel 6 De componenten van de elektriciteitsprijs uit twee databronnen (grote gebruikers, 70 - 150 gwh/jr)
In €ct/kwh

Bron	Periode		Wallonië	Vlaanderen	Duitsland	Frankrijk	Nederland
<i>Energiecomponent</i>							
Eurostat	2013S2			5,8	4,9	4,4	5,6
Deloitte	2014S1	basisbelasting		±4½	±4	±4¼	±4¾
		piekbelasting		±5¾	±5	±5½	±5½
<i>Netwerkkosten</i>							
Eurostat	2013S2			0,9	1,3	0,9	1,3
Deloitte	2014S1	basisbelasting		±½	±0	±1	±½
		piekbelasting		±1	±1¾	±1½	±1¼
<i>Heffingen</i>							
Eurostat	2013S2			0,7	3,5	0,2	0,1
Deloitte	2014S1		±2½	±1	±¼	±½	±¼

Bronnen: Deloitte*, Eurostat**

*) Simulatie voor energie-intensieve industrie met een verbruik van 100 gwh/jr; de breuken geven aan dat de prijzen niet exact zijn, ze zijn afgelezen uit de grafieken in Deloitte (2014) **) Gemiddelden van alle gebruikers in het interval

Behalve voor Frankrijk zijn er dus grote verschillen tussen de prijzen gepubliceerd door Eurostat en de prijzen die Deloitte (2013, 2014) simuleerde. Eén van de oorzaken van die verschillen is de nadruk op de energie-intensieve industrie. Aangezien dat van belang is voor het concurrentievermogen wordt hier wat dieper op de verschillen in gegaan.²⁵ Ze spitsen zich toe op Duitsland en België en op de netwerkkosten en heffingen. In Duitsland zijn er belangrijke kortingen en vrijstellingen voor energie-intensieve industrie.

Tabel 7 schetst het belang van energie-intensieve productie in de export van de vier landen. Dat gebeurt aan de hand van het aandeel in de export van vier productgroepen uit de Standard

²⁵ De bespreking is gebaseerd op Frontier Economics (2011), CREG (2013), Oriol et al. (2013) en Deloitte (2013, 2014). Ook Wikipedia en waar nodig de relevante wetgeving zijn geraadpleegd.

International Trade Classification (SITC) waar energie-intensieve productie voorkomt. Dat aandeel is in België ongeveer dubbel zo groot als in de buurlanden. Vooral de chemische en niet-metaalhoudende minerale producten dragen daaraan bij. In België bedroegen die gemiddeld over 2008 – 2013 bijna 35% van de export. In de buurlanden lag dat aandeel tussen 16 en 19%. Over de periode 2008 – 2013 zijn deze percentages stabiel geweest.

Tabel 7 Export van productie uit energie-intensieve processen
% van de totale export, gewogen gemiddelden over 2008 - 2013

	Chemische en daaraan verwante producten	Niet-metaalhoudende minerale producten	IJzer en staal	Non-ferro metalen	Totaal
België	29,8%	4,9%	4,4%	2,3%	41,4%
Duitsland	15,1%	1,1%	2,6%	2,0%	21,3%
Frankrijk	18,3%	1,1%	6,3%	1,2%	23,9%
Nederland	15,0%	0,4%	2,3%	2,3%	19,9%

Bron: Eurostat

In Duitsland worden de netwerktarieven bepaald op basis van de Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Grootverbruikers (>10 GWh/jr) kunnen grote kortingen krijgen als zij gedurende meer dan 7 000 uur per jaar stroom afnemen. Dat is ± 19 uur gemiddeld per dag. De korting bedraagt dan 80%. Ze loopt op tot 90% bij een stroomafname van meer dan 8 000 uur (± 22 u/dag). De zo door de netbeheerders gederfde inkomsten worden omgeslagen op de andere gebruikers. Tot vorig jaar hadden zij zelfs een volledige vrijstelling, maar die was omstreden. Ze is in maart 2013 door het Oberlandesgericht Düsseldorf nietig verklaard wegens het discriminerende karakter. Tegelijkertijd heeft de Europese Commissie een staatssteunonderzoek geopend naar een eventueel concurrentieverstorend karakter voor de interne markt.

In zowel Duitsland als België zijn er meerdere heffingen op elektriciteit. In §2.3 is voor België een korte bespreking gegeven. In Duitsland zijn er vier voor elektriciteit specifieke heffingen. Drie daarvan hebben een zeer hoog basistarief (tussen 2 en 5 €ct/kWh). Dat zijn de EEG-Umlage, de Konzessionsabgabe en de Stromsteuer. Dat hoge tarief geldt steeds voor huishoudelijk verbruik. Voor professioneel verbruik bestaan er kortingen en vrijstellingen.

- De EEG-Umlage is voor de dekking van verliezen op hernieuwbare energie waarvan de productiekosten hoger zijn dan de marktprijs. Door het succes van die energie neemt het basistarief jaar op jaar toe. Momenteel bedraagt het 6,24 €ct/kWh. Voor bedrijven waarvan de elektriciteitsfactuur t.o.v. de bruto toegevoegde waarde (TW) meer dan 14% bedraagt is er een schijventarief, dat afneemt tot 0,05 €ct voor elk verbruik hoger dan 100 GWh/jr. Is de factuur 20% t.o.v. de TW en verbruikt men meer dan 100 GWh, dan geldt 0,05 €ct voor alle verbruik. Ook industrie die is blootgesteld aan internationale concurrentie krijgt na toelating door het Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) vrijstelling. Deze degressiviteit en vrijstellingen kunnen op de interne markt een concurrentievoordeel geven. Om die reden heeft er gedurende 2014 een Europees staatssteunonderzoek gelopen. Dat heeft geleid tot de conclusie dat de regeling weliswaar verenigbaar is met de Europese regels voor staatsteun, maar het bedrag aan toegekende kortingen te hoog was. Een deel moet terugbetaald worden aan de Duitse staat.

- De Konzessionsabgabe is een gemeentelijke heffing voor het gebruik van de openbare wegen. Het basistarief is door elke gemeente vrij te bepalen, maar wel aan een maximum gebonden. Dat maximum loopt van 1,32 €/kwh voor gemeenten van minder dan 25 000 inwoners tot 2,39 €ct voor gemeenten van meer dan 500 000 inwoners. In 2010 zou het gemiddelde 1,52 €ct geweest zijn (BNetzA, 2010). Bedrijven die meer dan 30 mwh/jr verbruiken en regelmatig een vermogen van meer dan 30 kw afnemen betalen maar 0,11 €ct. Als de gemiddelde elektriciteitsprijs voor zo'n bedrijf beneden de zgn. Grenzpreis ligt (momenteel 11,89 €ct/kwh), is het zelfs helemaal vrijgesteld. Ook hier zijn dus grote kortingen voor grootverbruikers.
- De Stromsteuer is ingevoerd om fiscale lasten te verschuiven van arbeid naar energie, en zo de werkgelegenheid te stimuleren en het milieu te ontlasten. Het basistarief bedraagt al meer dan tien jaar 2,05 €ct/kwh. Het stelsel is degressief en loopt voor landbouw en industrie via 1,54 naar 0,15 €ct/kwh. Bepaalde energie-intensieve processen zijn op grond van Europese Richtlijn 2003/96 niet onderworpen aan heffingen als deze. Dat zijn elektrolyse, metallurgische processen en chemische reductie. Ook processen in de niet-metaalhoudende mineraalindustrie zijn vrijgesteld (d.i. cement, glas en keramiek).²⁶ In 2012 oordeelde de Europese Commissie dat het degressief tarief ongeoorloofde staatssteun inhield. Daarom mag het sinds januari 2013 alleen nog maar geheven worden van industrie die aan bepaalde voorwaarden van energie-efficiëntie voldoet.

Zo blijft voor industrie die alle kortingen en vrijstellingen krijgt nog geen 0,1 €ct/kwh over van het totaal aan basistarieven van 9,9 €ct/kwh. Daarbij is de kleine kWK-Umlage inbegrepen (basistarief 0,13 €ct/kwh). Dat bevestigt de bevindingen van Deloitte (2013, 2014) en Oriol et al. (2013) dat de Duitse energie-intensieve industrie nauwelijks heffingen betaalt. Bedrijven die echter niet aan de criteria van energie-intensiteit voldoen – en door Deloitte buiten beschouwing gelaten worden – betalen wel heffingen, en die kunnen hoog zijn. Zo lijkt het door Eurostat voor 2013S2 gepubliceerde bedrag van 3,5 €ct voor het interval 70 – 150 gwh een realistisch gemiddelde.²⁷ Bovendien zijn er al drie keer Europese bezwaren van ongeoorloofde staatssteun geweest. In twee daarvan heeft het inmiddels tot een uitspraak geleid en moest de regelgeving aangepast worden.

De Franse en Nederlandse heffingen zijn van minder belang voor de verklaring van de verschillen tussen de data van Eurostat en Deloitte. Wel zijn ze van belang voor het concurrentievermogen. In de data van Deloitte zijn de heffingen in beide landen ongeveer even laag als in Duitsland (zie tabel 6). Eurostat komt voor het hele interval tot heffingen die vergelijkbaar zijn met die van Deloitte. Ze zijn zelfs iets lager. Net als in Duitsland zijn er belangrijke verminderingen voor de energie-intensieve industrie.

In Frankrijk zijn er twee heffingen waarvan het basistarief hoger is dan 0,3 €ct/kwh, en een daaraan gerelateerde derde.

- De eerste is de Contribution au Service public de l'Electricité (CSPE), bestemd voor de financiering van ODV. Het basistarief is 1,65 €ct/kwh, maar de afdracht is gelimiteerd tot

²⁶ De gedetailleerde opsomming staat in Art.9a van de Stromsteuergesetz.

²⁷ Ter vergelijking, voor het in §4.2.1 besproken interval van 20 – 500 MWh is het 5,6, en voor gezinnen 9,7 €ct.

€598 000 per jaar. Dat wordt bereikt bij een verbruik van 36 GWh. Bovendien betaalt een bedrijf met een verbruik hoger dan 7 GWh/jr niet meer dan het equivalent van 0,5% van zijn TW.

- De tweede is de Taxe sur la Consommation finale d'Electricité (TCFE), een heffing voor de lokale en departementale overheden. Die overheden bepalen zelf het tarief, maar het mag niet hoger zijn dan 0,932 €ct/kWh. Voor bedrijven met een aansluiting hoger dan 36 kVA is het maximum daar een derde van, ofwel 0,311 €ct. Bedrijven met een aansluiting hoger dan 250 kVA vallen onder een andere heffing.
- Die andere heffing is de Taxe intérieure sur la Consommation finale d'Electricité (TICFE). Net als de Duitse Stromsteuer valt deze heffing onder Richtlijn 2003/96. Daarvan worden in Frankrijk de minimum normen toegepast: (1) tarief van 0,05 €ct/kWh; (2) vrijstelling voor bedrijven waarvan de aan belasting onderhavige energiekosten hoger zijn dan 3% van de omzet of de interne energiebelastingen hoger dan het equivalent van 0,5% van de TW; (3) geen toepassing op bepaalde energie-intensieve processen (zie bij Duitsland).

In Nederland is er maar één significante heffing op energie, de Regulerende Energiebelasting (REB). Ze is ingevoerd om fiscale lasten te verschuiven van arbeid naar energie. Het basistarief is met 11,85 €ct/kWh erg hoog. Op de totale heffing is er een vrijstelling van €318,62, wat vooral voor huishoudelijke gebruikers van belang is. Voor bedrijven is er een schijventarief, dat afloopt tot 0,05 €ct/kWh voor elk verbruik hoger dan 10 GWh/jr. Dat is het minimum volgens Richtlijn 2003/96. Op basis van diezelfde Richtlijn zijn dezelfde industriële processen als in Duitsland en Frankrijk vrijgesteld, met uitzondering van de mineralogische.

Door het toepassen van alle mogelijke kortingen en vrijstellingen simuleert Deloitte voor de drie landen heffingen van $\pm\frac{1}{4}$ tot $\frac{1}{2}$ €ct/kWh. De voor België gesimuleerde heffingen zijn ± 1 en $\pm 2\frac{1}{2}$ €ct voor respectievelijk Vlaanderen en Wallonië. Het grootste deel daarvan wordt gevormd door vier heffingen:

- De Federale Bijdrage is op zich geen hoge heffing. Het basistarief bedraagt maar 0,3 €ct/kWh. Het tarief is degressief en er is een maximum bedrag (zie §2.3). Het probleem is dat die degressiviteit niet sterk is. Het gemiddelde tarief voor een bedrijf met een verbruik van 100 GWh/jr ligt zodoende niet ver onder het basistarief.
- Voor de Toeslag voor GSC van Windparken op Zee geldt hetzelfde. Het basistarief is maar 0,2 €ct/kWh en de degressiviteit van de Federale Bijdrage wordt toegepast. In de simulatie van Deloitte zijn voor het profiel van 100 GWh beide heffingen samen al ongeveer even hoog als het totaal der heffingen in de drie buurlanden.
- Van de Bijdragen voor HE (Brussel en Wallonië) en HE-WKK (Vlaanderen) worden de tarieven door de leveranciers bepaald. Ze nemen jaarlijks toe. In 2013 lagen ze in Vlaanderen en Wallonië voor consumenten rond $1\frac{1}{2}$ €ct/kWh. Voor bedrijven maakt de bijdrage deel uit van de onderhandelingen over de leveranciersprijs (CREG, 2012). Uit Deloitte (2014) kan afgeleid worden dat ze voor industrie die 100 GWh/jr verbruikt ongeveer de helft van die van de

consumenten zou zijn, $\pm 3/4$ €ct/kwh. Voor industrie die 1 000 gwh verbruikt zou de bijdrage $\pm 1/4$ €ct zijn.²⁸

- De vierde heffing bestaat alleen in Wallonië. Het is de Toeslag voor de Financiering van Steunmaatregelen aan HE. In 2012 en 2013 is het basistarief verhoogd van 0,11 naar 1,38 €ct/kwh. Gebruikers uit de industrie (alle producten), veeteelt, onderwijs en gezondheidszorg, die meer dan 1 Gwh/jr verbruiken kunnen op aanvraag bij de Commission wallone pour l'Energie (CWAPE) een korting van 50% op de zgn. Eerste term krijgen.²⁹ Voor gebruikers onder een Sectorovereenkomst is dat 85%. Gebruikers aangesloten op een spanning hoger dan 70 kv zijn vrijgesteld. De Vlaamse tegenhanger van deze heffing is onderdeel van de kosten voor ODV, die weliswaar erg hoog zijn maar alleen in de distributienettarieven geheven worden.

Zodoende simuleert Deloitte dat de heffingen in Vlaanderen hoger en in Wallonië veel hoger zijn dan in de buurlanden. Voor dat laatste maakt men twee cruciale veronderstellingen. Ten eerste associeert men een verbruik tot 200 gwh/jr met een aansluiting op een spanning <70 kv. Bedrijven met zo'n verbruik zouden dus geen vrijstelling van de Toeslag voor de Financiering van Steunmaatregelen aan HE kunnen krijgen. Ten tweede – en mogelijk is dat echt vertekenend – veronderstelt men dat de kortingen van 50 resp. 85% op die toeslag niet gegeven worden, terwijl de hele industrie ervoor in aanmerking komt.

De verschillen tussen de data van Eurostat en die van Deloitte zouden dus in eerste instantie het gevolg zijn van de gehanteerde gebruikersprofielen. De studies van Deloitte (2013, 2014) gaan alleen over de prijzen voor energie-intensieve industrie, Eurostat geeft gemiddelden over alle industrie. Toch lijkt Deloitte met twee maten te meten. Voor de buurlanden worden de maximale kortingen en vrijstellingen toegepast (alleen voor de Duitse Stromsteuer rekent men met het laagste tarief en niet met de vrijstelling). Voor België lijkt men dat niet te doen. Het duidelijkst is dat te zien bij de Waalse toeslag voor steun aan HE. Daar past men het volle tarief van 1,38 €ct/kwh toe op industrie met een verbruik tot 200 gwh/jr, terwijl de gewestelijke wetgeving daar kortingen van 50% of meer toelaat.

²⁸ In Brussel – dat niet in de studies van Deloitte is opgenomen – zijn de bijdragen voor consumenten al erg laag, $\pm 0,3$ €ct/kwh.

²⁹ Dat zijn de kosten van de gegarandeerde aankoop van GSC. De Tweede term dekt de kosten van het in reserve houden van GSC. Daar is geen korting op mogelijk.

5. Prijzen van aardgas in België en drie buurlanden

Er zijn minder data beschikbaar van aardgasprijzen dan van elektriciteitsprijzen. Ten eerste geeft Eurostat geen onderscheid naar componenten. Slechts de heffingen kunnen impliciet uit de data afgeleid worden. Ten tweede bestudeerde Deloitte (2013, 2014) alleen de prijzen van elektriciteit, niet die van aardgas. Wat ten opzichte van het vorige hoofdstuk resteert zijn de Eurostat tijdreeksen van prijzen per gebruiksinterval (§5.1), en de data die de CREG verzamelt over de prijzen voor relatief kleine gebruikers (§5.2). Ten opzichte van Eurostat zijn de data van de CREG recenter en geven ze een zorgvuldige berekening van de componenten.

5.1. Gemiddelde prijzen per verbruikersprofiel

In de databank van aardgasprijzen voor ondernemingen hanteert Eurostat zes gebruiksintervallen. Die intervallen lopen uiteen van minder dan 0,3 tot meer van 1 111 Gwh/jr.³⁰ Van vijf van de zes zijn de lidstaten verplicht halfjaarlijks de gemiddelde prijzen aan te leveren. Het zesde – dat van de grootste gebruikers (>1 111 Gwh/jr) – is facultatief omdat bepaalde data daar confidencieel kunnen zijn. Ze zijn maar beperkt beschikbaar voor de in deze studie onderzochte lidstaten.³¹ Tabel 8 geeft de gemiddelde prijzen van het eerste halfjaar van 2014. Als vergelijkingsmaatstaf zijn daarin ook die van de consumenten (interval 6 – 56 Mwh/jr) opgenomen. De prijzen zijn duidelijk degressief. In België, Frankrijk en Nederland is de prijs in het vijfde interval ongeveer de helft van die in het eerste. In Duitsland is de degressiviteit iets minder (verhouding 62%). Bovendien is de prijs voor de kleinste gebruikers 21 tot 26% lager dan die voor de huishoudelijke gebruikers. Het grootste deel daarvan wordt verklaard door de btw, maar ook zonder btw liggen de verschillen tussen de prijs voor de huishoudens en kleinste industriële gebruikers tussen 6 en 15%.

Tabel 8 De gemiddelde prijs van aardgas per gebruiksinterval
2014S1, in €ct/kwh

	Huishoudelijk*	Gwh/jr:	<0,3	0,3 - 2,8	2,8 - 28	28 - 278	278 - 1 111	>1 111
België	6,6		5,1	4,0	3,2	2,8	2,6	2,4
Duitsland	6,8		5,0	4,9	4,5	3,5	3,1	3,0
Frankrijk	7,0		5,6	4,9	3,9	3,1	3,0	:
Nederland**	7,8		6,2	5,8	4,3	3,4	2,9	:

Bron: Eurostat

*) Interval 6 - 56 Mwh/jr, btw inbegrepen **) Voorlopige data

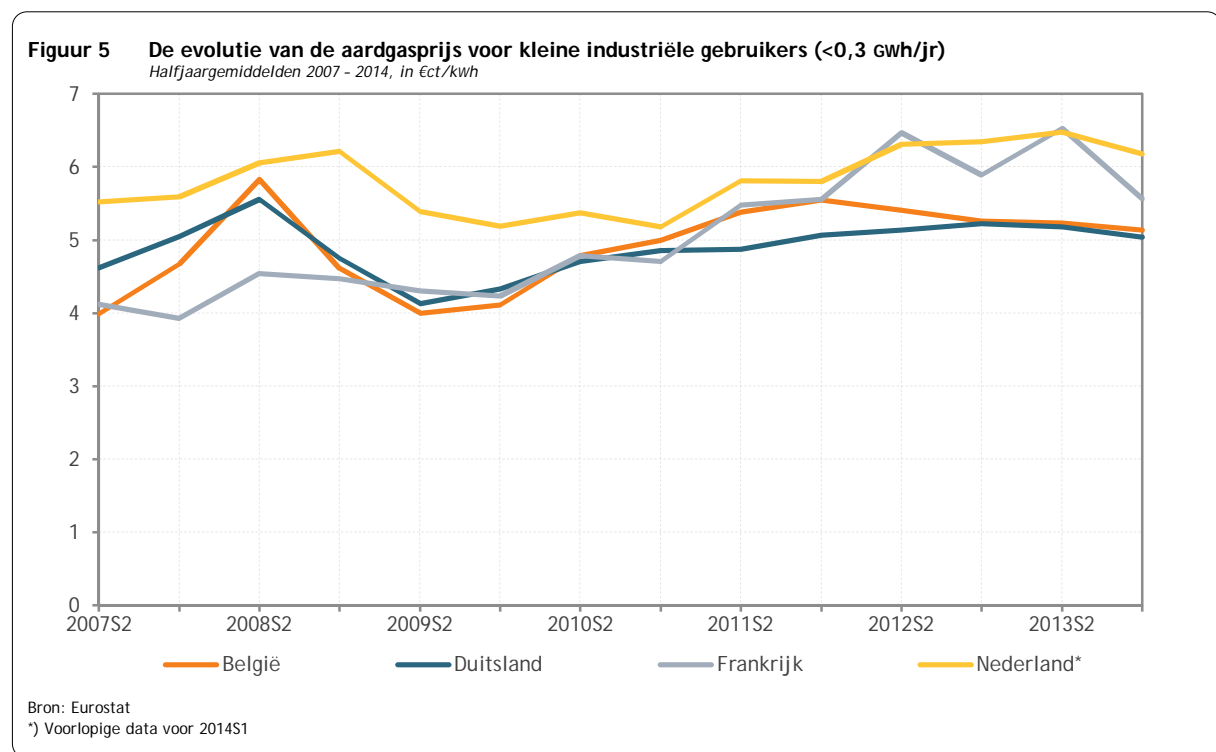
In bijna alle intervallen is de gemiddelde prijs in België het laagst. Alleen voor de kleinste gebruikers is in Duitsland de prijs net iets lager. De prijzen in Nederland zijn hoog, ondanks dat dat land zelf aardgasproducent is. Uit de data van Eurostat is af te leiden dat de energiecomponent en netwerkkosten er inderdaad niet hoog zijn, maar dat de heffingen erg hoog zijn, vooral voor de relatief

³⁰ Feitelijk zijn de intervallen gedefinieerd in termen van gigajoule (GJ). Ze lopen van minder dan 1 000 tot meer dan 4 miljoen GJ. Voor dit hoofdstuk zijn de intervallen omgerekend naar Gwh omdat die eenheid ook voor elektriciteit gebruikt is. In de databank zijn de prijzen beschikbaar in termen van beide eenheden (€/GJ en €/kwh). De omrekeningsfactor is 1 Mwh = 3,6 GJ.

³¹ Alleen voor Duitsland is er een tijdreeks. Voor België zijn er twee waarnemingen: 2013S1 en 2014S1. Verder is het interval als tijdreeks beschikbaar voor Spanje, Italië, Roemenië en Hongarije. Incidentele waarnemingen zijn er voor Polen, Litouwen en Letland, maar die zijn van 2010S2 en ouder.

kleine gebruikers. Voor gebruikers tot 2,8 gwh/jr is de Nederlandse prijs de hoogste van de vier landen. Voor de gebruikers vanaf 2,8 gwh/jr is in Duitsland de prijs net iets hoger. Dat illustreert tevens de minder sterke degressiviteit in Duitsland. Waar dat land voor de kleinste gebruikers het goedkoopst is, is ze voor de grootste gebruikers het duurst. De prijs in Frankrijk zit in de meeste intervallen tussen de hoogste en de laagste in.

Ook in de afgelopen jaren waren in Nederland (kleine gebruikers) en Duitsland (grote gebruikers) de prijzen het hoogst, en hoorden die in België bij de laagsten. In de drie middelste intervallen is de Belgische prijs al sinds 2009 - 2010 onafgebroken de laagste. In het interval van de kleinste gebruikers waren Duitsland en/of Frankrijk meestal iets goedkoper. In het interval van de grootste gebruikers wisselt België de positie van de goedkoopste af met Nederland. Figuur 5 en figuur 6 geven de evolutie van de prijzen voor respectievelijk de kleinste en de grootste gebruikers. De grafieken voor de drie middelste intervallen staan in figuur 15 t/m figuur 17 in de Bijlage.

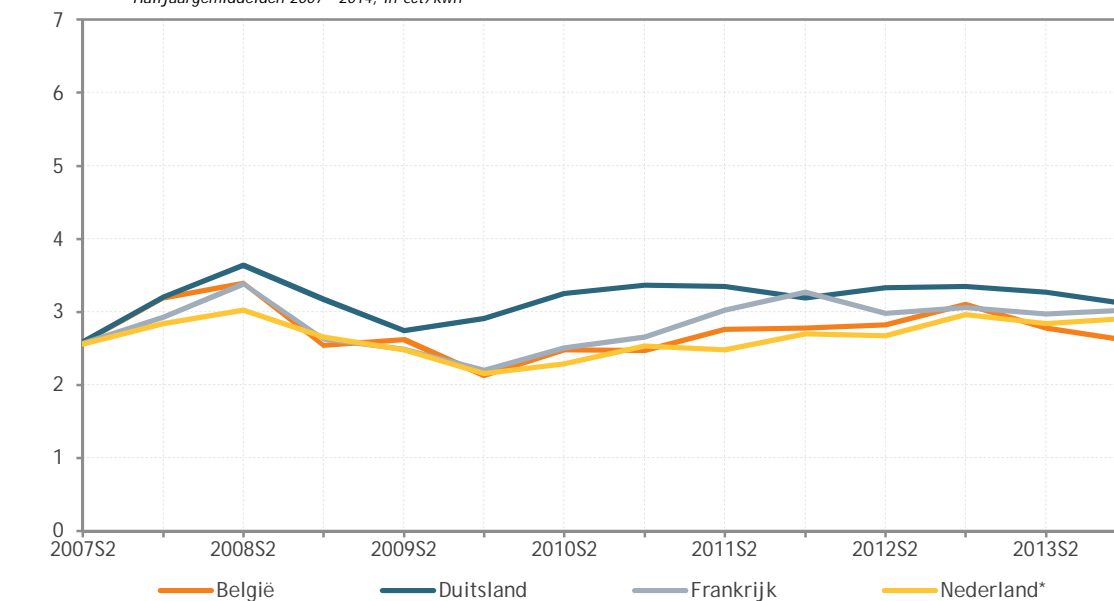


In het interval van het kleinste verbruik bewoog de Belgische prijs zich zowel in 2009 als 2012 van een middelmatige naar een lage positie. De Duitse prijs is vanaf 2009 laag geweest. De Franse prijs bewoog zich ongunstig: van de laagste in 2008 tot – samen met de Nederlandse – de hoogste in recente jaren. Het tweede interval (0,3 – 2,8 gwh/jr, zie figuur 15 in de Bijlage) kende een vergelijkbare evolutie. Het belangrijkste verschil is dat de prijs in Duitsland door een sterke stijging in 2013S1 op het niveau van de Franse prijs is gekomen. België is daar – ondanks ook een stijging in dat semester – het goedkoopste land geworden. Vanaf het derde interval manifesteert Duitsland zich als het duurste land. In dat derde interval (2,8 – 28 gwh/jr, figuur 16) is België als sinds 2009S1 de goedkoopste en zijn de Franse en Nederlandse prijzen middelmatig. In het vierde interval (28 – 278 gwh/jr, figuur 17) zijn de Belgische, Franse en Nederlandse prijzen lange tijd ongeveer gelijk geweest – en duidelijk lager dan die in Duitsland. Sinds 2013 zijn de drie echter uit elkaar aan het groeien en manifesteert België zich als de

goedkoopste van de drie. De evolutie in het vijfde interval (figuur 6) is vergelijkbaar met die in het vierde. Het belangrijkste verschil is dat de Duitse prijs dichterbij die van de andere landen ligt. In alle intervallen behalve het eerste is sinds 2013 de prijs in België gunstiger geëvolueerd dan in minimaal één van de buurlanden.

Figuur 6 De evolutie van de aardgasprijs voor grote industriële gebruikers (278 - 1 111 gwh/jr)

Halfjaargemiddelden 2007 - 2014, in €ct/kwh



Bron: Eurostat

*) Voorlopige data voor 2014S1

Net als voor elektriciteit was gemiddeld over 2007S2 - 2014S1 de prijsstijging over het algemeen minder naarmate het jaarlijks verbruik hoger was. De ongewogen gemiddelde jaarlijkse prijsstijging over de vier landen nam af van 3,0 en 3,1% in respectievelijk het eerste en tweede interval, tot 1,9% in het vierde en vijfde (zie tabel 9). Gemiddeld zijn de prijsstijgingen in Frankrijk de hoogste (3,7%), maar er zijn wel grote verschillen tussen de intervallen. Vooral de kleinere gebruikers (tot 28 gwh/jr) hadden er sterke prijsstijgingen. Voor de grotere gebruikers waren de stijgingen eerder middelmatig. De Belgische prijsstijgingen waren de laagste in alle intervallen behalve de eerste. Er moet wel rekening mee gehouden worden dat de gemiddelden in Nederland gebaseerd zijn op voorlopige data voor 2014S1.

Tabel 9 Prijsstijgingen van aardgas per gebruiksinterval

Gemiddeld per jaar, 2007S2 - 2014S1

	gwh/jr:	<0,3	0,3 - 2,8	2,8 - 28	28 - 278	278 - 1 111	Gemiddeld*
België		4,0%	2,2%	1,7%	1,0%	0,2%	1,8%
Duitsland		1,3%	2,8%	2,3%	2,8%	2,9%	2,2%
Frankrijk		4,7%	5,5%	3,8%	2,0%	2,5%	3,7%
Nederland**		1,8%	2,2%	3,1%	2,8%	2,0%	2,4%
<i>Ongewogen gemiddelde</i>		3,0%	3,1%	2,7%	1,9%	1,9%	

Bron: Eurostat

*) Ongewogen gemiddelde over de vijf gebruiksintervallen **) Gebaseerd op voorlopige data voor 2014S1

5.2. De componenten voor kleine industriële gebruikers (tot 2,8 gwh/jr)

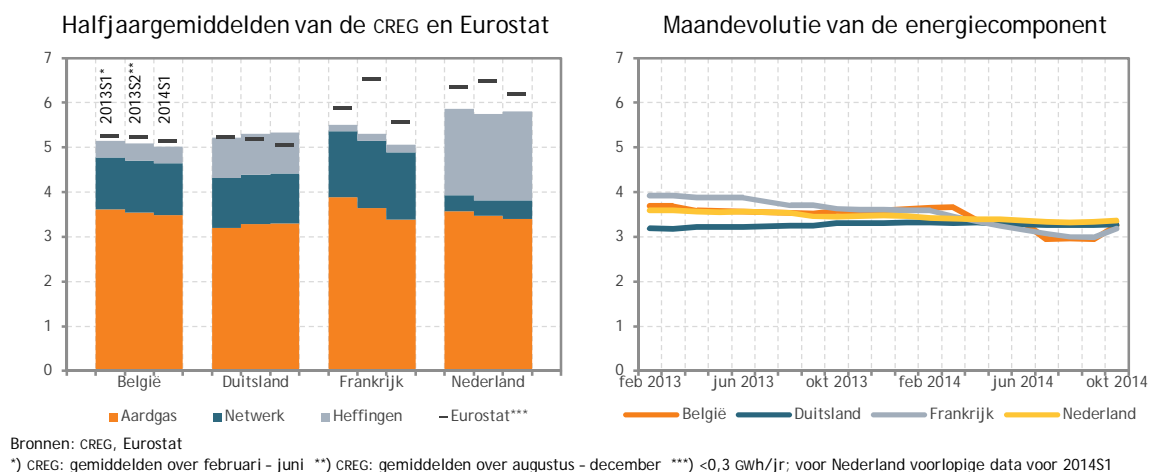
De methoden die de CREG en Frontier Economics toepassen voor hun data van aardgasprijzen zijn fundamenteel verschillend van die van Eurostat. Eurostat berekent gemiddelde prijzen over een gebruiksinterval. Beide andere bronnen maken simulaties van de prijs voor een bepaald gebruiksprofiel. Ze maken gebruik van de tariefbladen, beursnoteringen, netwerktarieven en heffingsstelsels om voor dat profiel de prijs en de componenten te simuleren.

De data van de CREG hebben betrekking op relatief kleine gebruikers. Die gebruikers passen in de eerste twee intervallen van Eurostat (<2,8 gwh/jr). Frontier Economics onderzocht drie profielen. Elk van die drie past in één van de middelste intervallen van Eurostat. Deze eenmalige studie met data van november 2010 is inmiddels enigszins verouderd en wordt in deze paragraaf verder buiten beschouwing gelaten.

a. Vergelijking met de buurlanden

De data die de CREG maandelijks publiceert zijn recenter dan die van Eurostat. Ze worden gedurende de lopende maand gepubliceerd, terwijl de prijzen van Eurostat pas drie maanden na afloop van het halfjaar beschikbaar komen. Bovendien worden de componenten gegeven. Het profiel is van een bedrijf dat jaarlijks 0,1 gwh verbruikt. Dat profiel valt in het Eurostat interval van <0,3 gwh. De simulatiemethode van Frontier Economics (2011) wordt toegepast. Dat betekent dat gemiddelden berekend worden van drie representatieve tariefformules en een representatief gemiddelde van de distributienettarieven. De heffingen worden zeer zorgvuldig berekend, en waar relevant afgezonderd van de leveranciers- en netwerkstarieven. Figuur 7 geeft de evolutie van de prijs en de componenten zoals die voorkomen in de data van de CREG. Ter vergelijking zijn ook de prijzen van Eurostat ingetekend.

Figuur 7 De componenten van de aardgasprijs voor kleine gebruikers (0,1 gwh/jr)
2013 - 2014, in €ct/kwh



Sinds begin 2013 zijn in alle vier de landen de netwerkkosten en heffingen vrijwel onveranderd gebleven. De veranderingen van de prijzen zijn dus alleen toe te schrijven aan veranderingen in de energiecomponent. In Frankrijk nam die component relatief sterk af, van 3,9 naar 3,4 €ct/kwh

gemiddeld over het eerste halfjaar van respectievelijk 2013 en 2014. In België en Nederland was de afname minder, tot respectievelijk 3,5 en 3,4 €ct. In Duitsland was er een lichte toename van 3,1 naar 3,2 €ct. Er is dus convergentie geweest. De manier waarop dat plaatsvond staat afgebeeld in het rechter paneel van figuur 7, dat de evolutie per maand vanaf februari 2013 geeft. Na afnames in België en Frankrijk was in april 2014 de component geconvergeerd tot waarden tussen 3,3 en 3,4 €ct. In beide landen daalden ze daarna nog tot iets onder 3,0 €ct. In oktober waren de vier energiecomponenten echter weer geconvergeerd tot ongeveer 3,3 €ct.

De netwerkkosten zijn in Nederland erg laag en in Frankrijk het hoogst. Die in België en Duitsland zitten er tussenin. De heffingen zijn in Nederland juist erg hoog en in België en Frankrijk laag. De Duitse zitten er – opnieuw – tussenin. Eurostat geeft van de aardgasprijs weliswaar geen componenten, maar uit het verschil tussen de prijs exclusief en die inclusief heffingen kan wel het niveau van de heffingen afgeleid worden. Voor Frankrijk en Nederland is er geen verschil tussen beide bronnen (zie tabel 10). Voor België en Duitsland is er wel verschil: de simulatie van de CREG is hoger dan het gemiddelde van Eurostat. Dat verschil zou een gevolg kunnen zijn van de verschillen tussen de methodes. De methode van de CREG voorziet in een betere filtering van de heffingen uit de andere componenten dan die van Eurostat.

Tabel 10 Belasting en heffingen op aardgas uit twee databronnen (kleine gebruikers, <0,3 GWh/jr)
2014S1, in €ct/kwh

	België	Duitsland	Frankrijk	Nederland*
Eurostat (<0,3 GWh/jr)	0,2	0,4	0,2	2,0
CREG (0,1 GWh/jr)	0,4	0,9	0,2	2,0

Bronnen: CREG, Eurostat

*) Eurostat: voorlopige prijzen

De aardgasprijzen die gesimuleerd worden door de optelling van de componenten komen vrij goed overeen met de prijzen in de databank van Eurostat, zie figuur 7. De vergelijkbaarheid van beide bronnen is niet optimaal vanwege de verschillen in definities en methode. Voor België en Duitsland benaderen beide bronnen elkaar niettemin heel dicht. Voor Frankrijk en Nederland is de gesimuleerde prijs van de CREG lager dan de gemiddelde prijs van Eurostat. De prijzen in Frankrijk zijn – mede door de afname van de energiecomponent – in de data van de CREG ongeveer even laag als die in België en Duitsland. De prijzen in Nederland zijn ook in de data van de CREG de hoogste, maar het verschil met de andere landen is kleiner.

b. Gedesaggregeerde prijzenda voor België

De data die de CREG jaarlijks publiceert zijn meestal ouder dan die van Eurostat. De meest recente publicatie (CREG, 2013) is afgesloten per april 2013. Er worden geen simulaties gemaakt, maar de prijzen en componenten worden apart gegeven voor vijf leveranciers en zes intercommunales. Daardoor zijn er ook aparte gegevens voor de drie gewesten. Er worden geen data gegeven, maar grafieken met maandelijks waarnemingen. Die zijn voor een jaarlijks verbruik van 2,3 GWh. Dat verbruik valt in het tweede interval van Eurostat (0,3 – 2,8 GWh/jr), en daarin redelijk dicht bij de bovengrens. Er zijn geen data voor de buurlanden. Voor België geven deze publicaties dus gedesaggregeerde gegevens voor de prijzen en componenten, die bij Eurostat alleen als gemiddelde beschikbaar zijn.

Net als het geval was bij elektriciteit zijn er prijsverschillen tussen leveranciers en intercommunales. De distributietarieven voor het gegeven profiel zijn echter laag. Bij de zes in de studie onderzochte intercommunales liggen ze tussen 0,3 en 0,4 €/kwh. Die verschillen zijn nauwelijks zichtbaar in de eindprijs. Voor de verschillen tussen de leveranciers ligt dat anders. Daar lag in de eerste maanden van 2013 de energiecomponent tussen ongeveer 3,0 en 4,5 €/kwh. Net als bij elektriciteit ligt er dus een uitdaging bij de ondernemers om steeds op het beste aanbod in te gaan.

In de eerste vier maanden van 2013 lag de eindprijs globaal tussen 3,5 en 5,5 €/kwh. Dat is maar tussen 0,5 en 1,0 €ct boven de energiecomponent, en illustreert nog eens het relatief kleine belang van netwerkkosten en heffingen voor dit profiel (en in het kielzog daarvan ook voor de grotere profielen). In de data van Eurostat was in 2013S1 de prijs in het gegeven interval 4,7 €ct/kwh. Eén interval hoger (2,8 – 28 Gwh/jr) was de prijs 4,0 €ct. Over de vijf leveranciers uit CREG (2013) kan een gewogen gemiddelde prijs van rond 4,3 €ct/kwh afgeleid worden. Die ligt tussen beide waarnemingen van Eurostat in. Dat is plausibel omdat het profiel uit de studie van de CREG (2,3 Gwh) dicht bij de grens tussen beide Eurostat intervallen ligt (2,8 Gwh).

Voor de heffingen, ten slotte, zijn er verschillen tussen de gewesten. Net als bij de netwerktarieven zijn die door hun relatief kleine belang echter nauwelijks zichtbaar in de eindprijs. In 2013S1 waren ze in Vlaanderen en Wallonië afgerond 0,1 en in Brussel 0,2 €ct/kwh.³² Uit de data van Eurostat kan afgeleid worden dat de heffingen in 2013S1 gemiddeld over heel België inderdaad 0,1 €ct/kwh waren.

³² In dit rapport zijn de prijzen en componenten meestal in één cijfer achter de komma weergegeven, dus afgerond op tienden van een eurocent. Zou daar bij deze heffingen van afgeweken worden dan blijken de heffingen in Wallonië dubbel zo hoog te zijn als in Vlaanderen, respectievelijk 0,12 en 0,06 €ct/kwh, en Brussel 0,18 (zie CREG, 2013, blz.104). Echter, zoals gemeld, in alle drie de gewesten zijn de heffingen maar een zeer klein bestanddeel van de prijs.

6. Conclusie

Sinds de vrijmaking van de markt zijn in België de prijzen van elektriciteit voor ondernemingen minder sterk toegenomen dan in Duitsland en Frankrijk. Ook in Nederland was dat het geval. Tot en met 2009 waren de prijzen in België, Duitsland en Nederland ongeveer even hoog, en die in Frankrijk ongeveer 30 – 40% lager. Inmiddels zijn de prijzen in Frankrijk – vooral voor de grotere gebruikers – geconvergeerd naar die in België en Nederland, en zijn ze in Duitsland 40 – 50% hoger. Niettemin geniet bepaalde (energie-intensieve) industrie in Duitsland van zeer lage prijzen. Voor aardgas is de Belgische positie nog gunstiger. Daar is voor het merendeel van de gebruikers de gemiddelde prijs de laagste. Dat is al enkele jaren het geval. Alleen voor de kleinste en de grootste gebruikers is de positie iets minder gunstig. Voor die categorieën zijn in Duitsland respectievelijk Nederland de prijzen net iets lager dan in België. Het lijkt dus dat de in 2012 door de federale regering genomen maatregelen ter beheersing van de prijs effect gehad hebben. Die maatregelen zijn vooral van belang voor relatief kleine gebruikers. Het waren een prijsbevrozing gevolgd door nieuwe indexeringsregels, bevrozing van de distributietarieven en sensibilisering om een voordelig aanbod te zoeken. Ondanks de middelmatige elektriciteitsprijs worden die kleine gebruikers wel geconfronteerd met hoge netwerkkosten. Dat wordt echter gecompenseerd door relatief lage heffingen. De energiecomponenten van de elektriciteit en het gas ontwikkelden zich gunstig. In de buurlanden was dat echter ook het geval, met uitzondering van de elektriciteit in Frankrijk.

Elektriciteit

Ten opzichte van de drie buurlanden zijn voor relatief kleine gebruikers de gemiddelde prijzen samen met die in Nederland de middelste. Ook de prijzen voor de middelgrote gebruikers zitten in beide landen in de middenpositie, maar qua niveau wel vrij dicht tegen de lage Franse prijzen aan. Voor de grootste gebruikers zijn de prijzen in België samen met die in Frankrijk de laagste. De prijzen in Nederland liggen daar gemiddeld 10% boven, die in Duitsland ruim 50%. In werkelijkheid is er geen sprake van één prijs voor alle gebruikers. Uit data van de CREG blijkt dat er voor de relatief kleine gebruikers een grote heterogeniteit tussen leveranciers, intercommunales en gewesten is. Door de grote gebruikers wordt de prijs vaak bilateraal met de leveranciers onderhandeld. Hoe groter het verbruik, hoe lager de prijs die men kan bedingen. Bovendien bestaan er voor de energie-intensieve industrie belangrijke kortingen op de netwerkkosten en (fiscale) heffingen. De kleine gebruikers hebben wel kunnen profiteren van de maatregelen die de federale regering in 2012 trof om de energieprijzen te beheersen. Ze zijn gepaard gegaan met een lichte afname van de prijs, terwijl de prijzen in de buurlanden bleven toenemen.

De belangrijkste reden dat de prijzen voor de kleine gebruikers niet bij de laagsten horen, is dat de netwerkkosten hoog zijn. De feitelijke exploitatiekosten van de netwerken verschillen niet veel van die in de buurlanden. Op de Vlaamse laagspanningsnetten (LS) zijn de tarieven echter veel hoger dan de exploitatiekosten omdat er hoge openbardienstverplichtingen (ODV) in opgenomen zijn. Dat is een gevolg van de tot 2009 hoge subsidiëring van investeringen in duurzame energie, wat goed zichtbaar is in de gemiddelde netwerkkosten over het hele land. Grotere gebruikers zijn doorgaans niet aangesloten op een LS net, en betalen geen uitzonderlijk hoge netwerkkosten. Ten opzichte van de

buurlanden is de energiecomponent voor de kleine gebruikers middelmatig. Voor de grote gebruikers is ze het hoogst, maar het verschil met Duitsland en Nederland is klein. De component is pas in 2013 gaan afnemen. Dat gold vooral voor de relatief kleine gebruikers, die konden profiteren van de prijsbeheersingsmaatregelen. In de buurlanden was er al enkele jaren een licht dalende trend. De gemiddelde heffingen op elektriciteit zijn middelmatig. Op gewestelijk niveau – vooral in Wallonië – zijn ze echter wel sterk toegenomen. Zo zijn de afnames van de kostprijs gedeeltelijk teniet gedaan door toenames van de netwerkkosten en de heffingen.

De elektriciteit is al langere tijd het duurst in Duitsland. Dat is vooral het gevolg van uitzonderlijk hoge heffingen. In Frankrijk is de elektriciteit het goedkoopst. Dat is vooral een gevolg van de regulering van de kostprijs, die daardoor lager is dan in de andere landen. De verschillen tussen beide landen zijn zo groot dat in Duitsland de gemiddelde prijs zo'n 60% hoger is dan die in Frankrijk. In Nederland zijn zowel de prijs als de componenten middelmatig.

Deze conclusies zijn hoofdzakelijk gebaseerd op data uit de energieprijzenstatistiek van Eurostat. Die statistiek geeft representatieve gemiddelde prijzen voor zeven niveaus van verbruik, uiteenlopend van <20 MWh/jr tot >150 GWh/jr. Aan de hand van enkele andere bronnen kan aan die gemiddelden een diepere dimensie gegeven worden. De CREG geeft zo een gedifferentieerd beeld van de prijzen voor kleine gebruikers (tot 160 MWh/jr). Daar kan nog aan toegevoegd worden dat in die data de heffingen zeer zorgvuldig uit de energie- en netwerkcomponenten afgezonderd worden. Eurostat doet dat niet en geeft alleen die heffingen die expliciet op de factuur staan. Zo is in de data van de CREG te zien dat in enkele landen de heffingen hoger zijn dan de data van Eurostat doen vermoeden, en de andere componenten lager.

Voor grote gebruikers (vanaf 100 GWh/jr) wordt in enkele studies van Deloitte een gedifferentieerd beeld gegeven. Die simulaties spitsen zich toe op energie-intensieve gebruikers. Die gebruikers kunnen belangrijke kortingen en vrijstellingen op de heffingen krijgen. Vooral in Duitsland wordt men zo goed als gevrijwaard van de hoge heffingen waar de andere gebruikers mee geconfronteerd worden. Bovendien is men gevrijwaard van een groot deel van de netwerkkosten. Zodoende staat in de data van Deloitte voor de Duitse energie-intensieve gebruikers een prijs die veel lager is dan in de andere drie landen, en dan in de data van Eurostat. Ook voor Frankrijk en Nederland past Deloitte de geldende kortingen op de heffingen toe. Voor België doet men dat echter niet, hoewel daar ook kortingen mogelijk zijn. Dientengevolge is in de data van Deloitte de prijs in België de hoogste van de vier landen.

Aardgas

Ten opzichte van de drie buurlanden is de gemiddelde prijs voor de meeste gebruikers de laagste, en dat is al enkele jaren het geval. Alleen voor de kleinste gebruikers (<0,3 GWh/jr) is de prijs in Duitsland net iets lager, maar is wel een effect van de federale prijsbeheersingsmaatregelen zichtbaar. De prijs in België nam af, waar die in de buurlanden stabiel bleef of toenam. Voor de grootste gebruikers (>278 GWh/jr) was de prijs in België en Nederland afwisselend de laagste. Over het algemeen werd de gunstige positie van België gedurende 2013 nog versterkt. Data van de CREG tonen ook hier een heterogeniteit tussen leveranciers, intercommunales en gewesten. Die is echter minder sterk dan voor elektriciteit.

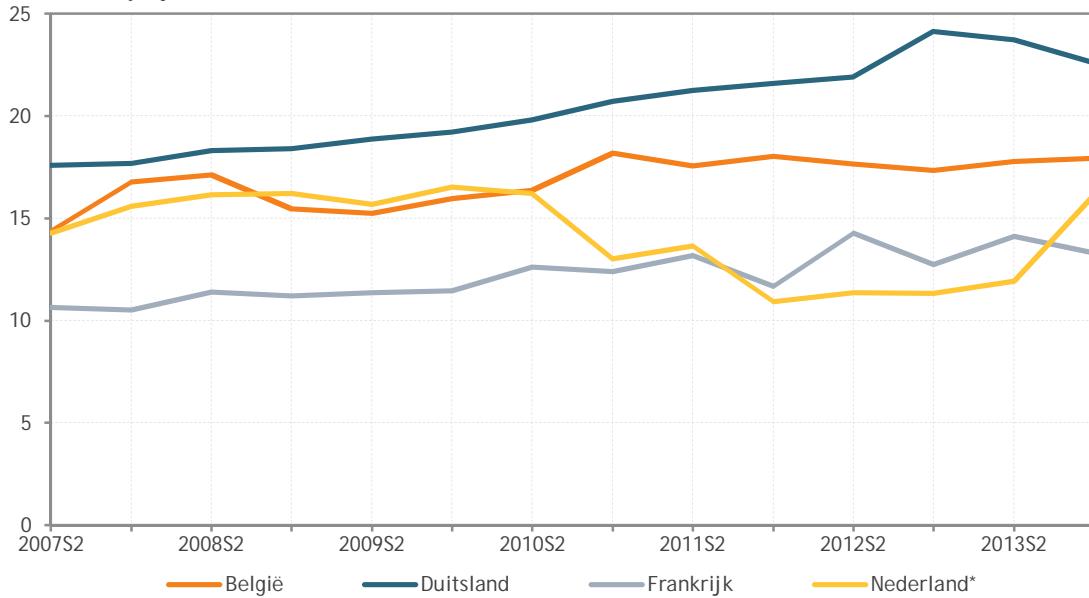
Van de vier besproken landen heeft Nederland een significante eigen gasproductie, waardoor het eigen bedrijfsleven van relatief lage prijzen zou kunnen genieten. Voor de kleine gebruikers is dat echter niet het geval: de prijs is daar juist de hoogste van de vier landen. De energie- en netwerkcomponenten wijken niet veel af van die in de andere landen, maar de heffingen zijn uitzonderlijk hoog. Voor de grote gebruikers zijn de heffingen niet uitzonderlijk hoog en is in Duitsland de prijs het hoogst. Afhankelijk van het gebruikersprofiel is het duurste land (Nederland respectievelijk Duitsland) gemiddeld tussen 20 en 45% duurder dan het goedkoopste land (België).

De energieprijzenstatistiek van Eurostat geeft voor aardgas geen componenten van de prijs. De CREG doet dat wel, maar alleen voor kleine gebruikers. Voor zeer kleine gebruikers (0,1 GWh/jr) maakt men sinds eind 2012 een vergelijking met de buurlanden. Gedurende die periode zijn de netwerkkosten en heffingen vrijwel constant gebleven. De prijsveranderingen zijn volledig aangestuurd door de energiecomponent, en daarin is een sterke convergentie opgetreden. Dat is vooral in het voordeel van de Franse gebruikers geweest. Voor grotere gebruikers (2,3 GWh/jr) maakt de CREG geen vergelijking met de buurlanden. De data laten wel zien dat in België netwerkkosten en heffingen zeer laag zijn en dus nauwelijks op de prijs en de prijsveranderingen doorwegen.

Tot slot zou er in het steeds interdependentere Europa een zekere convergentie van prijzen verwacht mogen worden. Aardgas en elektriciteit worden deels op internationale markten verhandeld, hoewel capaciteitsbeperkingen op interconnecties nog wel voor prijsverschillen zorgen. Overheden kunnen de heffingen gebruiken in de concurrentiestrijd tussen de lidstaten. De data suggereren echter geen convergentie van prijzen en in de meeste gevallen ook niet van de componenten. De prijzen – vooral die van elektriciteit – divergeren juist. Dat is gedeeltelijk een gevolg van de uiteenlopende evolutie van de heffingen op elektriciteit, die in Duitsland jaarlijks toenemen terwijl ze al uitzonderlijk hoog zijn. Ook in de heffingen op aardgas is er divergentie.

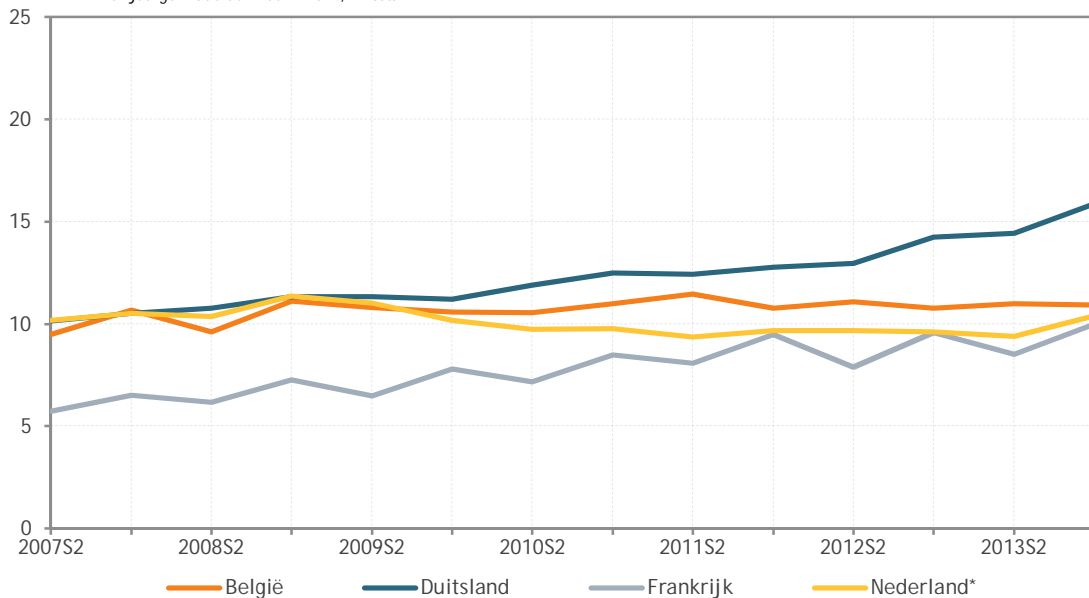
Bijlage

Figuur 8 De evolutie van de elektriciteitsprijs in het interval <20 MWh/jr
Halfjaargemiddelden 2007 - 2014, in €ct/kwh



Bron: Eurostat
 *) Voorlopige data voor 2014S1

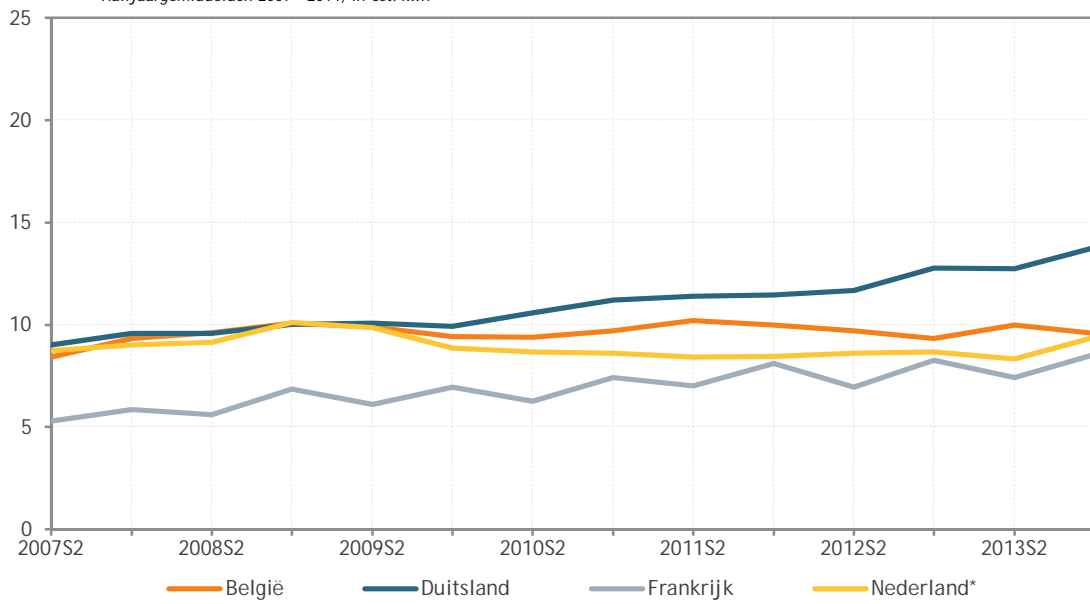
Figuur 9 De evolutie van de elektriciteitsprijs in het interval 0,5 - 2 GWh/jr
Halfjaargemiddelden 2007 - 2014, in €ct/kwh



Bron: Eurostat
 *) Voorlopige data voor 2014S1

Figuur 10 De evolutie van de elektriciteitsprijs in het interval 2 - 20 gwh/jr

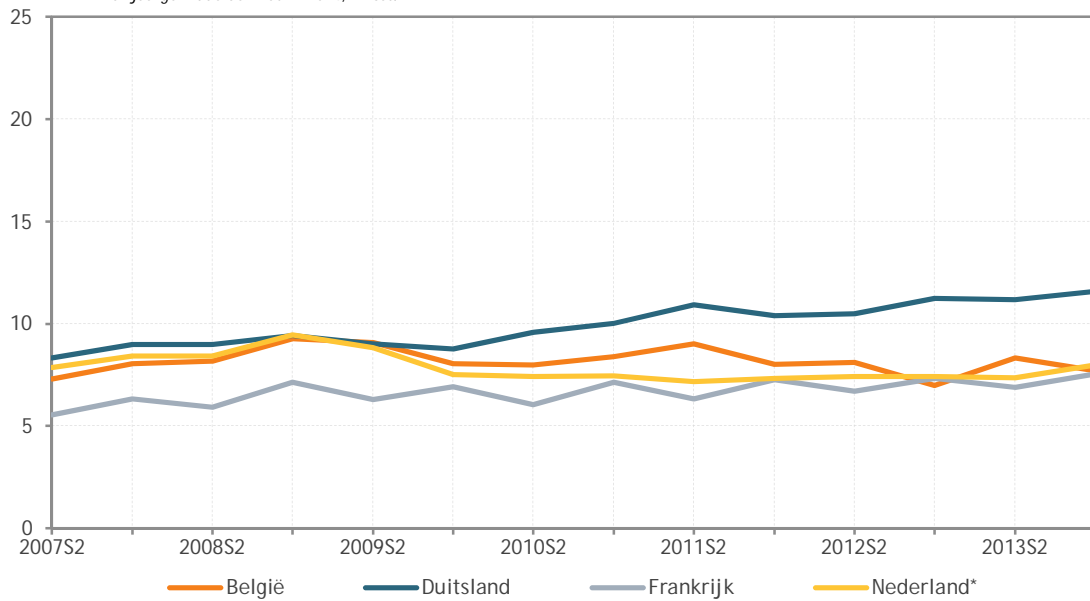
Halfjaargemiddelden 2007 - 2014, in €ct/kwh



Bron: Eurostat
 *) Voorlopige data voor 2014S1

Figuur 11 De evolutie van de elektriciteitsprijs in het interval 20 - 70 gwh/jr

Halfjaargemiddelden 2007 - 2014, in €ct/kwh



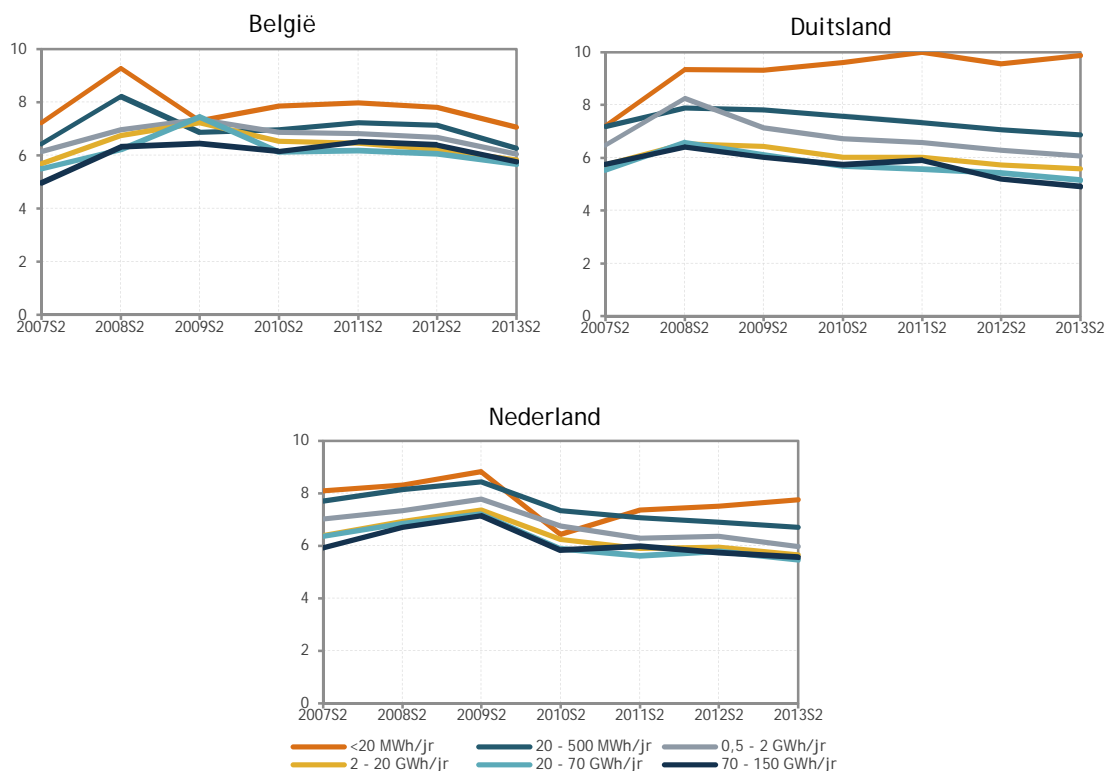
Bron: Eurostat
 *) Voorlopige data voor 2014S1

Tabel 11 De componenten van de gemiddelde prijs van elektriciteit in vier gebruiksintervallen
Verandering 2010S2 - 2013S2, in €ct/kWh

	België	Duitsland	Frankrijk	Nederland
<i><20 MWh/jr</i>				
Energiecomponent	-0,8	0,3		1,3
Netwerkkosten	2,0	1,5	0,6	-1,4
Heffingen	0,2	3,0	1,0	-4,2
Totaal	1,4	4,7	1,5	-4,3
% toename t.o.v. 2010s2	8%	24%	12%	-26%
<i>0,5 - 2 GWh/jr</i>				
Energiecomponent	-0,8	-0,7		-0,8
Netwerkkosten	0,6	0,6	0,3	0,4
Heffingen	0,6	2,6	1,0	0,0
Totaal	0,4	2,5	1,4	-0,4
% toename t.o.v. 2010s2	4%	21%	24%	-4%
<i>2 - 20 GWh/jr</i>				
Energiecomponent	-0,7	-0,4		-0,6
Netwerkkosten	0,7	0,5	0,2	0,3
Heffingen	0,7	2,1	1,0	-0,1
Totaal	0,6	2,2	1,2	-0,4
% toename t.o.v. 2010s2	6%	20%	19%	-4%
<i>20 - 70 GWh/jr</i>				
Energiecomponent	-0,4	-0,5		-0,4
Netwerkkosten	0,4	0,4	0,2	0,4
Heffingen	0,3	1,8	0,7	-0,1
Totaal	0,3	1,6	0,8	-0,1
% toename t.o.v. 2010s2	4%	17%	14%	-1%

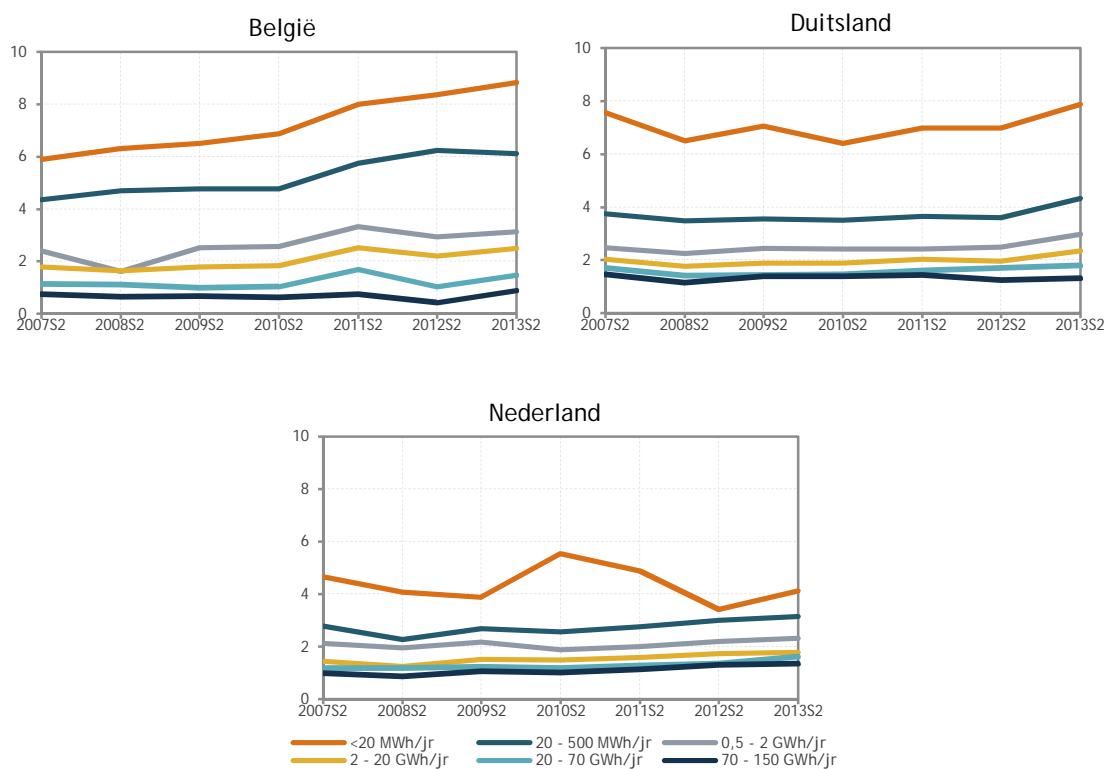
Bron: Eurostat

Figuur 12 De energiecomponent in de prijs van elektriciteit in België, Duitsland en Nederland
Halfjaargemiddelden 2007S2 - 2013S2, in €ct/kwh



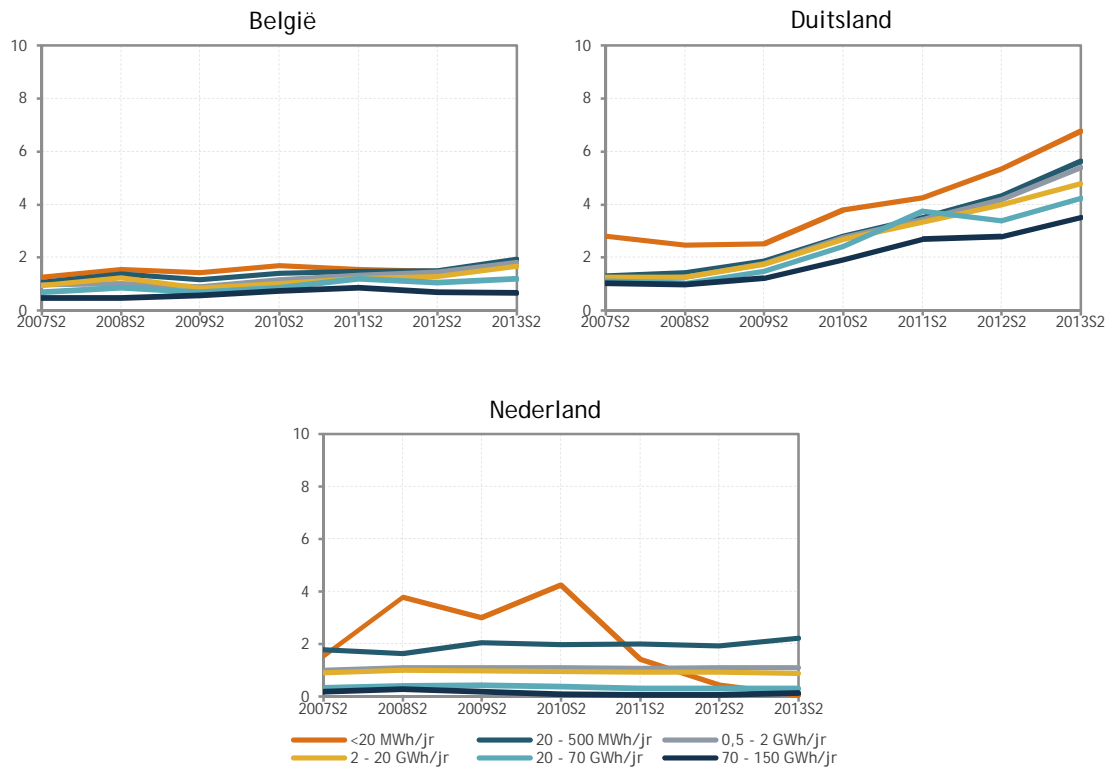
Bron: Eurostat

Figuur 13 De netwerkkosten van elektriciteit in België, Duitsland en Nederland
Halfjaargemiddelden 2007S2 - 2013S2, in €ct/kwh



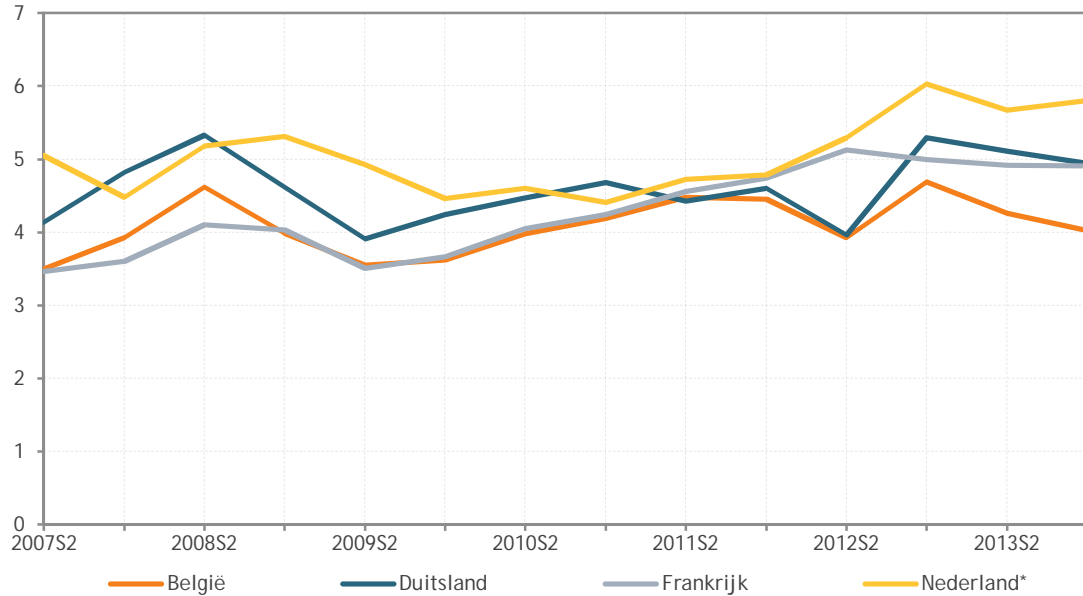
Bron: Eurostat

Figuur 14 De heffingen op elektriciteit in België, Duitsland en Nederland
 Halfjaargemiddelden 2007S2 - 2013S2, in €ct/kwh



Bron: Eurostat

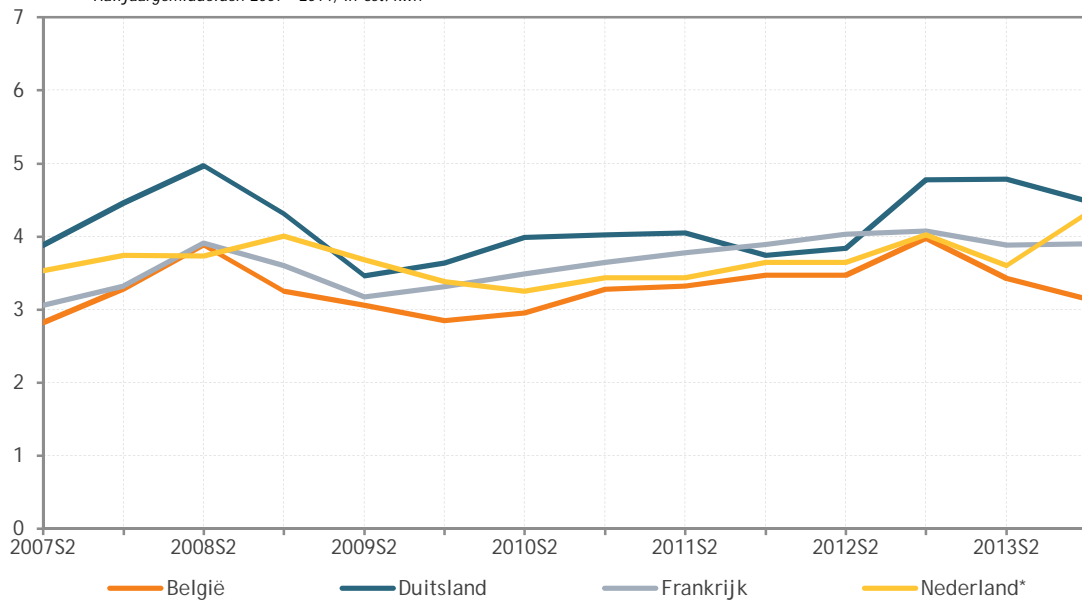
Figuur 15 De evolutie van de aardgasprijs in het interval 0,3 - 2,8 gwh/jr
 Halfjaargemiddelden 2007 - 2014, in €ct/kwh



Bron: Eurostat
 *) Voorlopige data voor 2014S1

Figuur 16 De evolutie van de aardgasprijs in het interval 2,8 - 28 cwh/jr

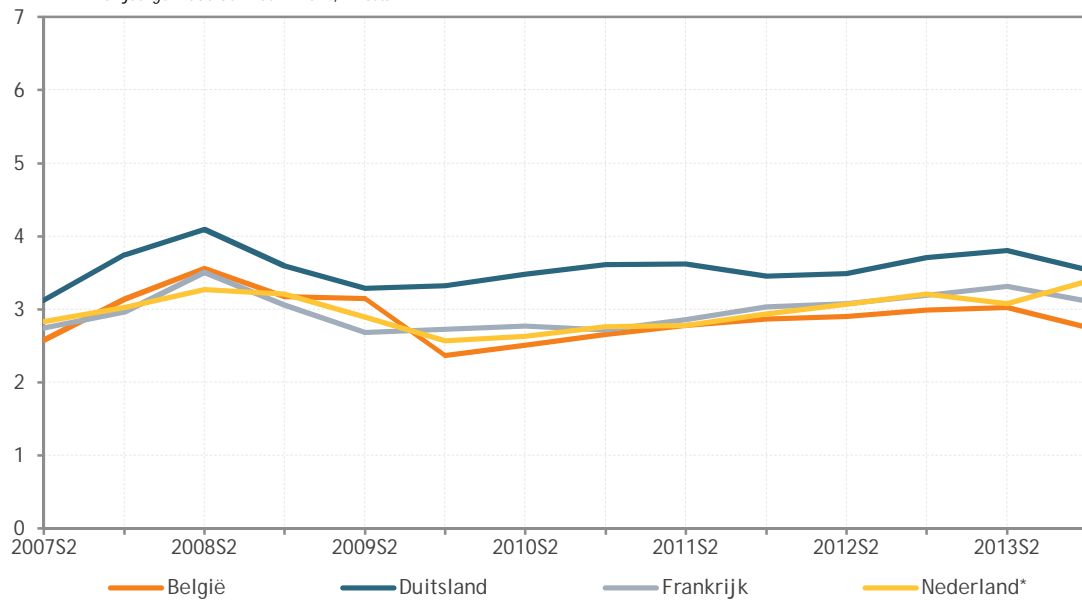
Halfjaargemiddelden 2007 - 2014, in €ct/kwh



Bron: Eurostat
 *) Voorlopige data voor 2014S1

Figuur 17 De evolutie van de aardgasprijs in het interval 28 - 278 cwh/jr

Halfjaargemiddelden 2007 - 2014, in €ct/kwh



Bron: Eurostat
 *) Voorlopige data voor 2014S1

Referenties

- BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA), Markt und Wettbewerb Energie: Kennzahlen 2010, Bonn, 2010.
- COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG), De kwaliteit van de nc parameter, Studie nr.948, Brussel, 2010.
- COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG), De kwaliteit van de parameters in de tarifiering van aardgas, Studie nr.1063, Brussel, 2011a.
- COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG), De evolutie van de elektriciteitsprijzen op de korte- en langetermijnroothandelsmarkt voor het jaar 2010, Studie nr.1092, Brussel, 2011b.
- COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG), De hoogte en de evolutie van de energieprijzen, Studie nr.1134, Brussel, 2012.
- COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG), De componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen, Studie nr.1271, Brussel, 2013.
- COPPENS, F., De toegenomen volatiliteit van de elektriciteitsprijs voor de Belgische huishoudens, Economisch Tijdschrift van de NBB, pp.89-117, september 2010.
- COPPENS, F., & D. VIVET, Liberalisering van netwerksectoren: is de elektriciteitssector een uitzondering op de regel?, Working Paper No.59, NBB, Brussel, 2004.
- COPPENS, F., & D. VIVET, The single European electricity market: A long road to convergence, Working Paper No.84, NBB, Brussel, 2006.
- DELOITTE BELGIUM, Benchmarking study of electricity prices between Belgium and neighbouring countries, Brussels, 2013.
- DELOITTE BELGIUM, Benchmarking study of electricity prices between Belgium and neighbouring countries, Brussels, 2014.
- EUROPEAN COMMISSION (EC), Energy Economic Developments in Europe, European Economy 1/2014, Brussels, 2014.
- FRONTIER ECONOMICS, International comparison of electricity and gas prices for commerce and industry: final report on a study prepared for CREG, London, 2011.
- INSTITUUT VOOR DE NATIONALE REKENINGEN (INR), Analyse van de prijzen: Jaarverslag 2010 van het Prijzenobservatorium, Brussel, 2011.
- KOŹLUK, T., Promoting competition to strengthen economic growth in Belgium, Economics Department Working Paper No.736, OECD, Paris, 2009.
- ORIOU, L., T. MEIZEL, D. PESCIA & F. LEHMANN, Comparaison des prix de l'électricité en France et en Allemagne, Document de Travail No.2013/05, DG Trésor, Paris, 2013.