



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel.: 02/289.76.11
Fax: 02/289.76.09

COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

STUDIE

(F)120131-CDC-1134

over

*‘de hoogte en de evolutie van de
energieprijzen’*

gemaakt met toepassing van artikel 23, §2, 2°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, en met toepassing van artikel 15/14, §2, 2° van de wet betreffende het vervoer van gasachtige produkten en andere door middel van leidingen van 12 april 1965

31 januari 2012

INHOUD

INHOUD	2
EXECUTIVE SUMMARY	6
INLEIDING	13
DEEL 1 : ANALYSE 2009 – 2011	17
I. Methodologie	17
I.1 Werkkader.....	17
I.2 Bepaling typeklanten.....	19
I.2.1 Particulieren.....	20
I.2.2 Bedrijven.....	21
I.2.3 Overzicht.....	23
II. België	23
II.1 Particulieren.....	24
II.1.1 Elektriciteit.....	24
II.1.1.1 Overzicht.....	27
II.1.1.2 Energie en CO ₂	29
II.1.1.3 Transmissie.....	37
II.1.1.4 Distributie.....	45
II.1.1.5 Heffingen, toeslagen en belastingen.....	54
II.1.2 Gas.....	56
II.1.2.1 Overzicht.....	57
II.1.2.2 Energie.....	59
II.1.2.3 Transmissie.....	68
II.1.2.4 Distributie.....	71
II.1.2.5 Heffingen, toeslagen en belastingen.....	75
II.1.3 Besluit.....	77
II.2 Bedrijven.....	78
II.2.1 KMO.....	79
II.2.1.1 Elektriciteit.....	79
II.2.1.2 Gas.....	87
II.2.2 Industrie.....	92
II.2.2.1 Elektriciteit.....	92
II.2.2.2 Gas.....	97
II.2.3 Besluit.....	100

III. Buurlanden	101
III.1 Elektriciteit.....	102
III.1.1 Algemene aspecten	102
III.1.1.1 Productiepark.....	102
III.1.1.2 Convergentie elektriciteitsprijzen.....	103
III.1.2 Relatie tussen groothandelsprijzen en investeringen	107
III.1.3 Particulieren.....	107
III.1.4 Bedrijven.....	111
III.1.4.1 KMO	111
III.1.4.2 Grote industriële klanten	113
III.2 Gas	116
III.2.1 Particulieren.....	116
III.2.2 Bedrijven.....	118
III.2.2.1 KMO	118
III.2.2.2 Industrie.....	120
III.3 Transmissie.....	121
III.3.1 Elektriciteit	121
III.3.2 Gas.....	122
III.4 Besluit	122
DEEL 2: EVALUATIE	124
IV. Marges in de supply chain.....	124
IV.1 Elektriciteit.....	124
IV.1.1 Producenten	124
IV.1.2 Leveranciers	126
IV.2 Gas	132
IV.2.1 Verkoopprijzen per segment van de <i>supply chain</i>	132
IV.2.2 Marges in de <i>supply chain</i>	136
V. Marges bij de netwerkbeheerders.....	138
V.1 Transmissie.....	138
V.1.1 Elektriciteit	138
V.1.2 Gas.....	139
V.2 Distributie	139
V.2.1 Elektriciteit	139
V.2.2 Gas.....	144
V.2.3 Noodzakelijke wijzigingen	147

DEEL 3 : PRIJSMATREGELEN MET GUNSTIGE IMPACT OP DE PRIJS.....	150
VI. Maximumprijzen	150
VI.1 Economische verantwoording	151
VI.1.1 Elektriciteit	151
VI.1.2 Gas.....	153
VI.2 Juridische beschouwingen	155
VI.2.1 Belgische prijzenwetgeving.....	155
VI.2.2 Europees recht	162
VII. Vangnetregulering.....	168
VII.1 Kritieken op huidige wetsbepalingen	168
VII.2 Voorstel tot verbetering	169
VIII. Groepsaankopen.....	171
IX. Nucleaire rente	176
X. Ondersteuning hernieuwbare energie (HE).....	179
X.1 Huidige wetgeving.....	179
X.1.1 Federaal vlak	179
X.1.2 Vlaams Gewest.....	181
X.1.3 Waals Gewest	183
X.1.4 Brussels Gewest.....	184
X.2 Doorrekening van de kosten van hernieuwbare energie aan de consument....	185
X.2.1 Bijdrage “hernieuwbare energie en WKK”	186
X.2.2 Distributienettarieven	186
X.2.3 Heffing in de transmissienettarieven	187
X.3 Voorstel tot verbetering	187
X.3.1 Bevoegdheidsoverschrijding tussen het federaal niveau en de gewesten in het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002.....	188
X.3.2 Impact van de vergroening van de productie op de energieprijis	189
X.3.3 Hoogte van de ondersteuning voor hernieuwbare energiebronnen	190
X.3.4 Doorrekening van de kosten	191
XI. DIVERSEN.....	194
XI.1 Unbundling producent/leverancier	194
XI.2 Fonds beschermde klanten	194
XI.3 Opstalrecht.....	195
DEEL 4 : CONCLUSIE.....	199

LIJST VAN FIGUREN	206
LIJST VAN TABELLEN	208
BIBLIOGRAFIE.....	209
BIJLAGE 1 : OPDRACHT	218
BIJLAGE 2 : ELECTRABEL ENERGYPLUS ELEK	219
BIJLAGE 3: HEFFINGEN, TOESLAGEN EN BELASTINGEN BIJ ELEKTRICITEIT EN GAS 221	
BIJLAGE 4 : ELECTRABEL ENERGYPLUS GAS	261
BIJLAGE 5: WETSONTWERP VANGNET	262
BIJLAGE 6 : CONCEPT MIJNENERGIE.BE	278

EXECUTIVE SUMMARY

De Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) heeft onderhavige studie gemaakt als antwoord op de gezamenlijke vraag dd 19 december 2011 van de Minister van Economie, Consumentenzaken en de Noordzee, en de Staatssecretaris voor Leefmilieu, Energie, Mobiliteit en Staatshervorming. De beleidsmakers wensen een rapport dat de hoogte en de evolutie van de energieprijzen (zowel voor elektriciteit als aardgas) onderzoekt. Op basis van de bevindingen zal de regering overgaan tot het nemen van maatregelen, desgevallend het opleggen van maximumprijzen aan de leveranciers die operationeel zijn op de Belgische energiemarkt.

De studie beschouwt de energieprijzen voor de periode 2009-2011. Het uitgangspunt van de studie wordt bepaald door de keuze van de typeklanten. Voor een residentiële verbruiker betreft het een Dc voor elektriciteit en een T2 voor gas. Voor een professionele afnemer respectievelijk een Ic1 en een T4. Op basis van die profielen wordt de analyse gemaakt. De situatie van de grote industriële klanten, meestal aangesloten op het net van Elia en Fluxys, is zodanig divers dat best een analyse geval per geval wordt gemaakt. Met dit onderscheid wenst de CREG meteen aan te geven dat de nodige nuancering aan de dag moet gelegd worden wanneer de conclusies van deze studie worden gelezen. Dé prijs voor dé eindverbruiker bestaat niet.

Het gebruik van typeklanten heeft verder als voordeel dat een vergelijking met de buurlanden, binnen éénzelfde werkkader, kan plaatsvinden. Onder buurlanden wordt in deze studie Nederland, Duitsland, Frankrijk en Groot-Brittannië verstaan. De studies van *Frontier Economics*, die werden gemaakt in opdracht van de Algemene Raad van de CREG en werden gevalideerd door de regulatoren in de buurlanden, vormen hiervoor een sterke basis.

Voorliggende studie bekijkt ook de verschillende componenten die de uiteindelijke totaalfactuur bepalen. Er wordt een onderscheid gemaakt tussen de componenten energie (*commodity*), transmissie, distributie en ten slotte, heffingen, toeslagen en belastingen.

De *totaalprijs* (alle componenten samengeteld) die de residentiële verbruiker (typeklant Dc) betaalt voor zijn elektriciteit is veel hoger dan de prijs die in Nederland, Groot-Brittannië en Frankrijk wordt betaald. Gemiddeld betaalde een gezin met standaard elektriciteitsvoorzieningen in november 2010 in België 216 EUR/MWh, of 756 EUR/jaar

(verbruik van 3,5 MWh). In Nederland was dat 607 EUR/jaar, in Groot-Brittannië 505 EUR/jaar en in Frankrijk 468 EUR/jaar. Enkel Duitsland scoorde slechter: 799 EUR/jaar.

De hoge prijzen in België worden verklaard door drie componenten: de *commodity*, de distributienettarieven en de vele toeslagen en heffingen.

De prijs die in België door de residentiële verbruiker voor elektriciteit (*commodity*) wordt betaald, is ongeveer 9 EUR/MWh (31,5 EUR/jaar) hoger dan die in Nederland en Duitsland. Dit is een verrassende conclusie aangezien de spotprijzen op de *day ahead market* (DAM) een convergerende trend vertonen wanneer de Belgische markt vergeleken wordt met Nederland, Duitsland en Frankrijk. Deze landen zijn voor wat betreft de spotmarkt (korte termijn, *day ahead*) met elkaar verbonden via het systeem van de *Central Western European Market Coupling*. Ook de *futures* (langetermijnmarkt, *quarter ahead*, *year ahead*) vertonen een grote convergentie. Anders gesteld, de prijs waaraan de leveranciers zich dienen te bevoorraden op de groothandelsmarkt is niet substantieel verschillend in vergelijking met de buurlanden. Echter, de eindprijs voor de commodity ligt voor de residentiële verbruiker in België wel substantieel hoger.

Het feit dat de groothandelsprijs in beperkte mate verschilt met de buurlanden impliceert niet dat de werking van deze markten perfect verloopt. Integendeel, de liquiditeit van de langetermijnbeurs voor elektriciteit voor levering in België is beperkt. Dit heeft als gevolg dat leveranciers die over weinig of geen eigen productiecapaciteit beschikken zich enkel kunnen indekken in de OTC-markt (*over the counter*). Deze markt is veel minder transparant en anoniem wat voor de kleine spelers een groot nadeel is.

Een opvallende vaststelling is verder dat de energieprijis (*commodity*) die de professionele afnemer betaalt (Ic1-klant) goed scoort in de internationale vergelijking; enkel Frankrijk is goedkoper. Dit zou er kunnen op wijzen dat de leveranciers in België vooral hun marges realiseren op het residentiële segment. De totaalprijs die een Ic1-klant betaalt, is net zoals die van een residentiële verbruiker de tweede hoogste, enkel Duitsland scoort minder goed, dit als gevolg van het grote aandeel aan heffingen in Duitsland.

Voor wat de gasprijzen betreft, stelt de CREG vast dat een residentiële verbruiker (typeklant T2) enkel in Nederland een hogere eindprijs betaalt. In november 2010 werd in België 60,1 EUR/MWh betaald of 1.398 EUR/jaar (een T2 klant heeft een verbruik van 23,26 MWh per jaar). In Duitsland was dat 1.396 EUR/jaar, in Frankrijk 1.349 EUR/jaar, en in Groot-Brittannië 937 EUR/jaar. Enkel Nederland scoort slechter (1.500 EUR/jaar). Dit is het gevolg

van een heel zware belasting die op aardgas wordt geheven in Nederland. Deze maakt bijna 45% uit van de totaalprijs voor de residentiële verbruiker. De totaalfactuur van een professionele gasverbruiker in België (40,8 EUR/MWh) ligt in de buurt van die van Nederland (40,9 EUR/MWh), Duitsland (39 EUR/MWh) en Frankrijk (38,9 EUR/MWh). Echter, er wordt opnieuw vastgesteld dat de *commodity* (de molecule) in België duurder wordt betaald dan in de buurlanden. Het verschil met Nederland en Groot-Brittannië, landen met een eigen gasproductie, bedraagt +/- 9 EUR/MWh. Het verschil met Frankrijk en Duitsland tussen de 5 EUR/MWh en 5,5 EUR/MWh.

Een verschil met elektriciteit is daarenboven dat de prijs van de *commodity* voor aardgas in België heel zwaar doorweegt in de totaalfactuur van de residentiële verbruiker (>50% van de totaalfactuur) en de professionele verbruiker (> 80% van de totaalfactuur).

Dit kan te maken hebben met het gebruik van oude indexatieparameters, gelinkt met de prijs van aardolie, die niet meer relevant zijn en waarvan de CREG sterk aanbeveelt om het gebruik ervan stop te zetten. Dit kan, net zoals voor elektriciteit, in het kader van de vangnetregulering. Nieuwe spelers op de markt bewijzen rendabel te zijn, met de realisatie van gelijkwaardige marges, en toch lagere eindprijzen aan de consument.

Verder dient er op gewezen te worden dat de prijzen op de Henry Hub (USA) en TTF (Nederland) ontkoppeld zijn sinds halverwege 2010. Dit heeft te maken met de ontdekking en exploitatie van *shale gas* in de USA wat het aanbod daar sterk heeft doen toenemen. Indien er voldoende liquifactiecapaciteit zou bestaan in de USA, kan het overaanbod aan gas uit USA naar Europa verscheept worden waardoor de prijzen terug gekoppeld (USA/Europa) kunnen worden maar op een lager niveau.

Een onduidelijk element in die energieprijzen, zowel bij gas als elektriciteit, is het concept van de vaste vergoeding. Verder vereist ook de te grote verscheidenheid aan gebruikte parameters, en vooral de representativiteit ervan, in de verschillende prijsformules van de leveranciers de aandacht. De CREG, en alleen de CREG, dient daarom bevoegd te zijn voor het controleren van de prijsformules die door de leveranciers worden aangeboden aan de klanten die aangesloten zijn op het laagspanningsnet en het lagedruknet. De CREG stelt daarom voor om de prijzen aan deze klanten gedurende 9 maanden te blokkeren totdat de CREG alle prijsformules heeft kunnen onderzoeken en zijn goedkeuring heeft gegeven. Na deze 9 maanden blijft de CREG bevoegd om deze materie verder op te volgen en in te grijpen, op basis van objectieve parameters, waar zij dat nodig acht (vangnetregulering).

Een ander initiatief dat zich afspeelt aan het einde van de *supply chain* is het fenomeen van de groepsaankopen. Door zich te organiseren kunnen eindverbruikers een goedkopere prijs bij de leverancier bedingen. Deze doet dan een inspanning omdat hij met één offerte een grote groep nieuwe klanten aan zich kan binden. Groepsaankopen dienen dan ook te worden ondersteund. Dat kan door de ondersteuning van het proces als openbare dienstverplichting aan de netbeheerders op te leggen.

Een verschil met de buurlanden situeert zich bij de component distributienettarieven (met inbegrip van de openbare dienstverplichtingen (ODV's)) en de toeslagen en heffingen. Hierbij dient vermeld te worden dat de openbare dienstverplichtingen verschillen vertonen tussen de verschillende gewesten, vermits deze ODV's afhankelijk zijn van het regionale energiebeleid. Zo kan vastgesteld worden dat de distributienettarieven in Vlaanderen veruit de hoogste zijn (afhankelijk van de weerhouden distributienetbeheerder (DNB) en het moment in de tijd, 35% à 45% van de totale factuur (incl. BTW)). Dit is onder andere een gevolg van het ondersteuningsmechanisme voor PV-installaties. In het domein van de toeslagen en heffingen is ook nog heel wat ruimte tot verbetering. Tal van sociale en ecologische maatregelen worden (via de component federale bijdrage) afgewimpeld op en gefinancierd via de eindfactuur van de verbruiker.

Zo is de federale bijdrage in absolute termen over de periode 2009-2011 verdubbeld. Het systeem is aan een heroverweging toe. De kost voor onder andere de compensatie van de leveranciers voor de levering aan sociaal gerechtigden neemt explosief toe. Het huidige systeem heeft meerdere perverse effecten en is in vergelijking met Frankrijk en Groot-Brittannië heel genereus. De tegemoetkoming in België voor elektriciteit (2011) is 157 EUR/jaar, voor gas 376 EUR/jaar. In Frankrijk is dat respectievelijk 95 EUR/jaar (elektriciteit) en 20 tot 142 EUR/jaar (gas).

Opdat de CREG daadwerkelijk de distributienettarieven zou kunnen verlagen, dienen bepaalde richtsnoeren met betrekking tot de tariefmethodologie uit de wettelijke bepalingen verwijderd te worden. Deze richtsnoeren verdedigen veeleer de belangen van de distributienetbeheerders (DNB's), en hun aandeelhouders, dan die van de consumenten. Indien dit gebeurt, kan dit een impact hebben van EUR 113 miljoen op de billijke marge (elektriciteit en gas samen). De CREG zou daarenboven gefundeerde *benchmarking* methodes kunnen uitwerken en toepassen die in de praktijk kunnen leiden tot een jaarlijkse kostenreductie en tariefreductie van 3%.

Daarenboven zouden de opgebouwde positieve over te dragen saldi op de beheersbare kosten toegekend moeten worden aan de netgebruikers en niet als een bijkomende winst aan de aandeelhouders. Voor 2009 en 2010 samen kan dit een impact hebben van EUR 128 miljoen.

Echter, de problemen op de Belgische energiemarkt situeren zich niet enkel aan het einde van de *supply chain* maar des te meer aan het begin. De rentabiliteit en de onzekere toekomst van de afgeschreven nucleaire eenheden impliceren dat elke vorm van concurrentie op dat segment bijna onbestaande is. De afremmende impact van het uitblijven van een beslissing terzake, welke het ook zij, kan amper onderschat worden. De grote marges die deze centrales genereren, worden voornamelijk in hoofde van de historische operator, met name Electrabel NV, gerealiseerd. De onzekerheid omtrent het al dan niet verlengen van de levensduur van deze nucleaire eenheden, en de mogelijke bestendiging van de zonet bedoelde marges in de tijd, zorgen ervoor dat potentiële investeerders liever in andere landen hun activiteiten ontplooiën, eerder dan in België. Dit zal op termijn de problematiek van de bevoorradingzekerheid alleen maar pertinenter maken.

Aan de basis van deze marge, door de CREG voor 2007 berekend op EUR 1,7 miljard (voor 2009 ingeschat op EUR 1,8 miljard, 2010-2011 jaarlijks EUR 1,7 miljard), liggen vier elementen; de versnelde afschrijvingen ten tijde van de gereguleerde markt, de liberalisering van de elektriciteitsmarkt (en de prijsvorming die daarmee gepaard gaat), de wet van 21 januari 2003 betreffende het verbod op indienststelling van nieuwe kerncentrales (nucleair moratorium) en tenslotte de instelling van het mechanisme van uitwisseling van CO₂-quota. Het is dan ook absoluut noodzakelijk dat de overheid een beslissing neemt, een wetgevend kader vastlegt dat duidelijkheid schept en ingrijpt in deze marge want de consument heeft in het verleden de versnelde afschrijvingen gefinancierd door het betalen van een te hoge prijs met het oog op lagere prijzen in de toekomst. De vooropgestelde repartitiebijdrage van EUR 550 miljoen voor het jaar 2012, in samenhang met een tijdelijke maatregel om een deel van de nucleaire capaciteit ter beschikking van de markt te stellen, is een stap in de goede richting. Echter, de uitwerking en realisatie ervan in de praktijk zijn essentieel voor de creatie van een *level playing field* op het productiesegment. Daarenboven dient dergelijke maatregel bestendigd en versterkt te worden in de tijd om werkelijk een effect te krijgen.

De ontvlechting van de productie- en leveranciersactiviteiten is een andere mogelijkheid om een zicht te krijgen op de marges die binnen verticaal geïntegreerde bedrijven worden gemaakt en kan de concurrentie gevoelig verhogen. Indien noch een hogere nucleaire taks

noch een splitsing van de productie- en leveranciersactiviteit mogelijk blijkt, zal er geen concurrentie op de Belgische productiemarkt komen.

Het ondersteuningsbeleid voor hernieuwbare energie vereist verdere verfijning en diversifiëring. Naast de leveranciersprijs vermeldt de eindfactuur aan de klant een bijdrage voor hernieuwbare energie (HE) en warmtekrachtkoppeling (WKK). De kost die hiervoor door de leverancier wordt aangerekend, is niet in overeenstemming met de werkelijke kost die deze moet dragen. Dit is een gevolg van de gebrekkige marktwerking inzake certificaten. De leverancier rekent veeleer de boeteprijs door dan de werkelijke kost. Activiteiten die zwaar gesubsidieerd worden dienen aan kostprijs doorgerekend te worden aan de eindconsument.

Een tweede aandachtspunt is het feit dat de consumenten die zelf energie produceren (vb.: de producent-consument met een PV-installatie) en ook gebruik maken van het net niet bijdragen tot de werkelijke kosten. Om de betaalbaarheid van het systeem te kunnen blijven garanderen in de toekomst moet er een correcte verdeling van de kosten verbonden aan de ondersteuning van HE komen. Hierbij wenst de CREG ook te wijzen op de grote vergoedingen die de producenten voor opstalrecht betalen.

Ten slotte, de ondersteuning van de offshore windparken vindt zijn repercucie in de transmissienettarieven van Elia. Gezien de verdere ontwikkelingen op dit vlak zal de kost voor deze ondersteuning in de toekomst sterk toenemen, en bijgevolg dus ook deze nettarieven. Een mogelijkheid om dit tegen te gaan, bestaat erin om de nucleaire bijdrage te gebruiken om deze kost te financieren.

De essentie van de aanbevelingen die de CREG voorstelt, is opgenomen in het volgend overzicht.

Aanbevelingen CREG

Elektriciteit

1. Het substantiële kostenvoordeel in hoofde van de nucleaire producenten dient te verdwijnen indien men een *level playing field* wenst te creëren op het productiesegment. De nucleaire bijdrage dient daarom opgetrokken te worden tot EUR 1,2 miljard voor 2012 en in de verdere toekomst dient het systeem bestendig en versterkt te worden tot concurrentie mogelijk is.

2. De ondersteuning aan hernieuwbare energie dient verfijnd, en gedifferentieerd, te worden zodat de uitgevoerde projecten een correcte vergoeding ontvangen opdat zoveel mogelijk projecten worden gerealiseerd.

Gas

3. De CREG pleit ervoor dat aardgascontracten gebaseerd zouden worden op parameters die een link hebben met aardgas en die niet langer gekoppeld zijn aan de prijzen (en evolutie) van de aardolie.

Vangnetregulering

4. De CREG, en alleen de CREG, dient bevoegd te zijn voor het controleren van de prijsformules die door de leveranciers worden aangeboden aan de klanten die aangesloten zijn op het laagspanningsnet en het lagedruknet. De CREG stelt daarom voor om de prijzen aan deze klanten gedurende 9 maanden te blokkeren totdat de CREG alle prijsformules heeft kunnen onderzoeken en zijn goedkeuring heeft gegeven. Na deze 9 maanden blijft de CREG bevoegd om deze materie verder op te volgen en in te grijpen, op basis van objectieve parameters, waar zij dat nodig acht.

Distributienettarieven

5. De distributienettarieven zijn een belangrijke kostencomponent in de totaalfactuur van de eindverbruiker. Voor elektriciteit gaat het hier zelfs over de belangrijkste component die tussen de 35% à 45% van de factuur uitmaakt. De CREG beveelt daarom aan om bepaalde richtsnoeren met betrekking tot de tariefmethodologie uit de wettelijke bepalingen te verwijderen en de CREG de mogelijkheid te geven om effectief in te grijpen in deze materie. Daartoe kan de CREG terugvallen op benchmarkmethodes die een kostenreductie en, bijgevolg, een tariefreductie kunnen betekenen.

Federale bijdrage

6. De federale bijdrage is in absolute termen over de periode 2009-2011 verdubbeld. Het systeem is aan een heroverweging toe. De kost voor onder andere de compensatie van de leveranciers voor de levering aan sociaal gerechtigden neemt explosief toe. Het huidige systeem heeft meerdere perverse effecten en is in vergelijking met Frankrijk en Groot-Brittannië heel genereus. De tegemoetkoming in België (2011) voor elektriciteit is 157 EUR/jaar, voor gas 376 EUR/jaar. In Frankrijk is dat respectievelijk 95 EUR/jaar (elektriciteit) en 20 tot 142 EUR/jaar (gas).

INLEIDING

1. De energieprijzen zijn een belangrijke bekommernis van de nieuwe regering. Dit blijkt uit volgende passage van het regeerakkoord¹ (p.126):

“Het is het doel van de regering om de energieprijzen voor zowel particulieren als bedrijven niet hoger te laten liggen dan de gemiddelde prijs in de ons omringende landen om de competitiviteit van de bedrijven en de koopkracht van de burgers te vrijwaren.”

2. Om dit doel te bereiken voorziet de federale staat een gecoördineerd initiatief met daarin een belangrijke rol voor de CREG. Zo stelt het regeerakkoord (p.126):

“Ten eerste zal de regering vragen dat de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) onderzoekt of objectieve factoren het prijsverschil tussen België en de buurlanden rechtvaardigen.”

3. Op 19 december 2011 richtten de Minister van Economie, Consumentenzaken en de Noordzee (hierna: de Minister), en de Staatssecretaris voor Leefmilieu, Energie, Mobiliteit en Staatshervorming (hierna: de Staatssecretaris) dan ook een gezamenlijk schrijven (cfr. Bijlage 1: Opdracht) aan de Voorzitter van het Directiecomité van de CREG en de Voorzitter van het Directiecomité van het Prijzenobservatorium². De CREG heeft op 22 december 2011³ dan ook aan de Minister laten weten dat zij de opdracht aanvaardt *“met in achtneming van alle onafhankelijkheid waarin de CREG haar opdrachten uitvoert”*.

¹ Regeerakkoord, 1 december 2011: 2.6.2. Een veilige, duurzame en voor iedereen toegankelijke energie waarborgen

² Het Prijzenobservatorium is één van de observatoria binnen de structuur van de Federale Overheidsdienst Economie (FOD Economie). Het is opgericht bij wet van 8 maart 2009 (wijziging van de wet van 21 december 1994 houdende sociale en diverse bepalingen (gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad van 30 april 2009)). Deze wetwijziging stelt voor de taken van het Instituut der Nationale Rekeningen (INR) uit te breiden tot de prijsobservatie en –analyse. Het kadert binnen het federale regeerakkoord van 18 maart 2008 dat het volgende stelt: *“De regering zal een observatorium van de prijzen installeren, bestaande uit de bevoegde nationale instanties, die de verschillende componenten van de eindprijzen aan de consumenten zal onderzoeken (inbegrepen de energieprijzen).”*

Cfr. <http://economie.fgov.be/nl/fod/structuur/Observatoria/Prijzenobservatorium/>

³ Cfr.: Schrijven CREG met referentie CD221211-V-FPO/cdv11 126 (20 ter)

4. Specifiek voor de CREG valt deze opdracht, voor wat betreft elektriciteit, onder de bepalingen van artikel 23, §2, 2° van de Wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt van 29 april 1999 (hierna: de elektriciteitswet) dat stelt dat:

“de commissie op eigen initiatief of op verzoek van de minister⁴ of van een gewestregering onderzoeken en studies zal uitvoeren in verband met de elektriciteitsmarkt [...]”.

5. Een analoge bepaling is opgenomen in artikel 15/14, §2, 2° van de Wet betreffende het vervoer van gasachtige produkten en andere door middel van leidingen van 12 april 1965 (hierna: de gaswet). Er wordt gesteld dat de Commissie:

“op eigen initiatief of op verzoek van de minister of van een gewestregering onderzoeken en studies [zal] uitvoeren in verband met de gasmarkt”

6. Gevolggevend aan het schrijven van de Minister en de Staatssecretaris vond op 4 januari 2012 een overleg plaats tussen vertegenwoordigers van de CREG en het Prijzenobservatorium waarop de coördinatie van de werken werd bepaald. Er werd afgesproken dat de eigenlijke analyse zal plaatsvinden door de CREG en dat de FOD Economie en het Prijzenobservatorium zullen aanvullen in functie van hun respectieve bevoegdheden.

7. Onderhavige studie heeft als doelstelling maximaal te antwoorden op de vragen uit het hierboven vermelde schrijven. De tekst bestaat uit vier grote delen.

8. Het eerste deel omvat de analyse van de problematiek met de nadruk op de periode 2009-2011 en bestaat uit vier hoofdstukken. In een eerste hoofdstuk wordt de methodologie uiteengezet. Hoofdstuk twee behandelt de hoogte en de evolutie van de energieprijzen (elektriciteit en gas) voor België. Binnen dit hoofdstuk wordt een onderscheid gemaakt tussen de situatie van de particulieren (residentiële klanten) en die van de bedrijven (professionelen en industrie).

9. De CREG wenst hier al op te merken dat voor de situatie van de particulieren in België uitgegaan is van een residentiële verbruiker met een tweevoudige teller. Deze keuze wordt verantwoord door de vaststelling dat dergelijke type klant (Dc-klant), voor wat

⁴ Bij de nieuwe samenstelling van de regering is het beleidsdomein energie toegewezen aan een Staatssecretaris

elektriciteit betreft, de zwaarste weging krijgt toegekend bij de berekening van de consumptie-index, t.t.z. 8,89 promille. Een Dc-klant met een enkelvoudige⁵ teller heeft een weging van 3,33 promille. De reden hiervoor is de CREG onbekend. De enkelvoudige meter is nochtans frequenter in gebruik dan de tweevoudige meter. Om de vergelijking met het buitenland te maken, zijn de cijfers aangepast naar een Dc-klant met een enkelvoudige teller. Ten einde de verschillen tussen beide situaties te illustreren, is daartoe een tabel opgenomen (cfr. III.1.3 Particulieren).

10. Er wordt zowel ingegaan op de totale factuur als op haar samenstellende delen. De factuur wordt daartoe opgesplitst in een viertal componenten: energie⁶, transmissie, distributie, en ten slotte heffingen, toeslagen en belastingen. Voor wat betreft de laatste component wordt hier al de aandacht gevestigd op Bijlage 3 die de complexiteit van de thematiek in detail behandelt.

11. In hoofdstuk drie worden de energieprijzen uit België vergeleken met de situatie in de ons omringende landen (Nederland (NL), Frankrijk (FR), Duitsland (DE) en Groot-Brittannië (GB), met specifieke aandacht voor de samenstelling van de productieparken en de koppeling van de Centraal-West-Europese markt (CWE MC⁷). Ten slotte wordt in een vierde hoofdstuk een besluit geformuleerd.

12. In het tweede deel volgt de evaluatie. Er wordt een inschatting gemaakt van de marges die door de verschillende actoren worden gerealiseerd. Dit gebeurt zowel voor de *commodity* als voor de netwerken. Er wordt enerzijds een onderscheid gemaakt tussen de marge van de producenten en leveranciers, anderzijds tussen de marge van de transmissienetbeheerders en de distributienetbeheerders.

13. In een derde deel wordt de mogelijkheid van een overheidsoptreden (maatregelen) besproken. In dit deel worden onder andere de *topics* maximumprijzen, vangnetregulering, groepsaankopen, nucleaire bijdrage en de steunmaatregelen aan hernieuwbare energie besproken.

⁵ Op laagspanningsniveau was aan het einde van 2010 48,19% van de tellers van het enkelvoudige type, en 44,16% van het tweevoudige type. De rest bestaat uit uitsluitend nacht (4,94%) en budgetmeters (2,71%). Er is wel een verschil tussen de gewesten. In Vlaanderen en Wallonië is het percentage enkelvoudige en tweevoudige meters nagenoeg gelijk (elk +/- 46%). In Brussel is het aantal enkelvoudige meters veel hoger (71,30 %) dan het aantal tweevoudige meters (27,99%).

⁶ Voor elektriciteit kan binnen de component energie een onderscheid gemaakt worden tussen de leveranciersprijs en de bijdrage voor hernieuwbare energie (HE) en warmtekrachtkoppeling (WKK).

⁷ *Central West European Market Coupling*

14. Ten slotte worden in een vierde deel de conclusies van deze studie geformuleerd.

15. Aan het einde van de tekst is een uitgebreide, doch niet-exhaustieve, bibliografie opgenomen. Dit geeft de lezer de mogelijkheid zich verder te verdiepen in de elementen die in deze tekst gebundeld werden. Voor elk referentiewerk is, daar waar mogelijk een link (URL) voorzien naar de website van de CREG (of andere bron).

16. Deze studie werd goedgekeurd tijdens de vergadering van het Directiecomité op 31 januari 2012.

DEEL 1 : ANALYSE 2009 – 2011

I. Methodologie

I.1 Werkkader

17. De vraag van de Minister en de Staatssecretaris, zoals uiteengezet in de brief van 19 december 2011 (cfr. Bijlage 1), vereist de bespreking van volgende elementen, zowel voor elektriciteit als gas:

- hoogte van de prijzen;
- evolutie van de prijzen;
- componenten van de prijzen;
- particulieren en bedrijven;
- vergelijking omliggende landen (rekening houdend met specifieke productiewijzen);
- evaluatie prijsmaatregelen.

18. Om al deze aspecten te behandelen op een overzichtelijke en coherente manier, en rekeninghoudende met het beperkte tijdsbestek, is het onvermijdelijk een aantal werkhypothesen en definities vast te leggen.

19. Er is geopteerd om in het deel van de analyse de situatie in België af te zonderen van de beschouwingen met betrekking tot het buitenland⁸. Het beschikbare cijfermateriaal en de betrouwbaarheid ervan is, voor wat België betreft, in voldoende mate voor handen om de analyse tot op een gedetailleerd niveau uit te voeren. Er kan geput worden uit tal van gegevens die verzameld zijn in het kader van beslissingen, voorstellen, adviezen en studies die de CREG heeft gemaakt in de uitvoering van haar bevoegdheden. De analyse en de evaluatie (cfr. Deel 2: Evaluatie) van deze data vormen daarenboven de input voor mogelijke maatregelen (cfr. Deel 3: Prijsmaatregelen met gunstige impact op de prijs), die door de betrokken Minister en Staatssecretaris kunnen genomen worden, met een impact op de Belgische energiemarkt.

⁸ In deze studie worden de volgende landen voor vergelijking weerhouden : Nederland, Frankrijk, Duitsland en Groot-Brittannië (hierna: de buurlanden).

20. Gezien de toegang tot de data van de CREG zich beperkt tot de Belgische energiemarkt zijn er binnen de CREG relatief minder brongegevens met betrekking tot het buitenland beschikbaar. Artikel 23^{quater} van de elektriciteitswet en artikel 15/14^{quater} van de gaswet laten de CREG wel toe om deze in voorkomend geval op te vragen bij collega's van de regulatoren van de landen binnen de EU⁹. Gezien het korte tijdsbestek voor deze studie was dit geen optie. Bijgevolg heeft de CREG zich gebaseerd op documenten van sectororganisaties en andere instanties. Hierbij verdienen de studies van *Frontier Economics* specifieke aandacht. *Frontier Economics* heeft op vraag van de Algemene Raad van de CREG twee studies¹⁰ voorbereid waarin een internationale vergelijking wordt gemaakt voor wat betreft de elektriciteit- en gasprijzen. De landen die in rekening worden gebracht, zijn België, Duitsland, Frankrijk, Nederland en Groot-Brittannië. *Frontier Economics* gebruikt data van de maand november 2010. Sindsdien is er structureel echter weinig veranderd zodanig dat in huidige tekst dan ook frequent naar deze studie zal worden verwezen, met behoud van relevantie. Daarenboven werd het antwoord van de CREG op de kritieken van FEBEG op deze *Frontier* studies in voorliggende tekst verwerkt.

21. Voor de transmissienetbeheerders kan betrouwbare data uit documenten van ENTSO-E¹¹ en ENTSO-G¹² worden geput. Verder is er ook nog informatie beschikbaar bij Eurostat¹³, DG ENER, CEER¹⁴ en andere Europese instanties waarop beroep wordt gedaan om de analyse aan te vullen en te vervolledigen.

⁹ Deze bepalingen vinden hun oorsprong in artikel 38 van de Europese Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54 EG (hierna: de derde Elektriciteitsrichtlijn) en in artikel 42 van de Europese Richtlijn 2009/73/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor gas en tot intrekking van Richtlijn 2003/55/EG (hierna: de derde Gasrichtlijn). Deze artikels stellen het volgende "De regulerende instanties werken onderling nauw samen en raadplegen elkaar, en voorzien elkaar en het Agenstschap van alle informatie die zij nodig hebben voor de uitvoering van hun taken overeenkomstig deze richtlijn [..].

¹⁰ *Frontier Economics*, oktober 2011, *International comparison of Electricity and gas prices for households, Final Report on a Study Prepared for CREG*, 135 p.

Frontier Economics, oktober 2011, *International comparison of Electricity and gas prices for commerce and industry, Final Report on a Study Prepared for CREG*, 199 p.

¹¹ ENTSO-E: *European Network of Transmission System Operators for Electricity*, Europees netwerk van transmissiesysteembeheerders voor elektriciteit

¹² ENTSG: *European Network of Transmission System Operators for Gas*, Europees netwerk van transmissiesysteembeheerders voor gas

¹³ Eurostat is het statistische bureau van de Europese Unie. Het heeft als taak om de Europese Unie van statistieken op Europees niveau te voorzien, waardoor vergelijkingen gemaakt kunnen worden tussen landen en regio's.

¹⁴ CEER: *Council of European Energy Regulators*, Raad van Europese energieregulatoren

22. Er dient verder ook een tijds kader te worden gedefinieerd waarbinnen de analyse zal worden uitgevoerd. Om de evolutie van de energieprijzen te bekijken, wordt gekozen voor de periode 2009-2011. Daar waar nodig of nuttig zal verder in de tijd worden teruggedaan, waar mogelijk wordt reeds een projectie naar de toekomst gemaakt. Voor het jaar 2011 zijn (nog) niet alle cijfers beschikbaar. In voorkomend geval zullen, voor dat jaar, dus bijkomende hypothesen dienen gemaakt te worden. Dit zal steeds vermeld worden.

23. Ten slotte wordt er gekozen om de lezer niet te overladen met een overvloed aan gegevens, grafieken en figuren. De insteek van de studie is om de grote trends binnen de elektriciteit- en gasprijzen in kaart te brengen en daar de achterliggende verklaring voor te geven. De CREG is er zich van bewust dat de analyse verschillen vertoont voor de verschillende typeklanten, de verschillende sectoren en gewesten, de verschillende leveranciers, etc. Echter, binnen het kader van de opdracht is het niet aangewezen om tot op dergelijk detailniveau de zaak te ontleden. Dit zou daarenboven tot een heel omvangrijk naslagwerk leiden dat het overzicht niet noodzakelijk ten goede komt.

24. Dit impliceert niet dat de analyse en de conclusies van deze tekst minder pertinent zouden zijn, laat staan onvoldoende gefundeerd. Huidige studie dient gelezen te worden in de wetenschap dat voor elk deelaspect dat verderop in de tekst wordt beschreven, referentiewerken binnen de CREG aanwezig zijn waar het onderzoek wel tot op detailniveau is uitgevoerd. Het is tegen deze achtergrond van expertise dat deze tekst dient geïnterpreteerd te worden. De geïnteresseerde lezer vindt achteraan dan ook een uitgebreide bibliografie terug met een verwijzing naar de brondocumenten waaruit deze studie heeft geput. Daarenboven is de CREG ter beschikking om bijkomende duiding bij dit rapport te geven, indien de Minister en/of de Staatssecretaris dat wensen.

I.2 Bepaling typeklanten

25. De analyse dient rekening te houden met de verschillende sectoren, met name de particulieren en de bedrijven. Voor de categorie bedrijven maakt de CREG verder een opsplitsing tussen professionelen en (grote) industrie. Om deze generische termen te benaderen, wordt gebruikt gemaakt van typeklanten. De CREG definieert een typeklant als volgt:

“Een typeklant is een fictieve klant of gebruiker van elektriciteit of aardgas die door zijn aard van aansluiting en (structuur van) jaarlijks verbruik ingedeeld wordt in een

categorie zodat een vergelijking in de tijd en tussen de verschillende lidstaten of regio's mogelijk is."

26. Eurostat gebruikt een aantal statistische concepten¹⁵ en definities om referentieverbruikers (*reference consumers*) van elektriciteit en gas vast te leggen. Er wordt een onderscheid gemaakt tussen *households* en *industry* wat het tot een interessant vertrekpunt maakt om op de vraag van de Minister en Staatssecretaris te antwoorden. Er dient hier wel reeds opgemerkt te worden dat het definiëren van een typeklant voor de grote industriële verbruikers niet evident is, laat staan nuttig. Het verschil in de verbruiksprofielen binnen deze categorie is zo groot dat de analyse voor de grote industrie eerder geval per geval dient beschouwd te worden. Met andere woorden, het nut van Eurostat is voornamelijk gesitueerd op het niveau van de residentiële (en professionele) gebruikers.

27. Sinds 2007 hanteert Eurostat een nieuwe methodologie. In vergelijking met de vorige methodologie wordt tegenwoordig aan de referentieverbruikers een *range* van verbruik toegekend eerder dan één concreet cijfer. Bij wijze van voorbeeld: een Dc-klant voor elektriciteit kreeg in de oude methodologie een verbruik toegewezen van 3.500 kWh. In de nieuwe methodologie wordt dat een verbruik tussen 2.500 kWh en 5.000 kWh.

28. Om bruikbaar te zijn voor het vervolg van de studie wijst de CREG in volgende paragraaf concrete verbruikscijfers toe aan de typeklanten rekening houdend met de referentieverbruikers uit de Eurostat-methodologie.

I.2.1 Particulieren

29. Voor de analyse van de particulieren weerhoudt de CREG een Dc-klant voor elektriciteit en een T2 voor gas.

- **Elektriciteit**

30. Een Dc is een huishoudelijke afnemer met een verbruik van 3.500 kWh per jaar, heeft een aansluitingsvermogen van 4 tot 9 kW en wordt bevoorrad via het laagspanningsnet

¹⁵ Cfr.: Statistische concepten en definities:
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_SDDS/en/nrg_price_esms.htm

(LS, <1kV). Dit type klant stemt overeen met een gezin met twee kinderen voorzien van de typische elektrische huishoudtoestellen (verwarming¹⁶ met elektriciteit niet meegerekend).

- **Gas**

31. Een T2 is een huishoudelijke afnemer met toepassing “verwarming” en een verbruik verbruik van 23.260 kWh/jaar. Dit stemt overeen met de oude D3¹⁷ referentieverbruiker uit de Eurostat methodologie. In de nieuwe methodologie valt deze typeklant binnen de range van de D2 referentieverbruiker die een consumptie heeft van 20 tot 200 GJ, t.t.z. 5.556 kWh tot 55.560 kWh.

I.2.2 Bedrijven

- **Professionelen**

32. Voor wat betreft de professionelen worden de typeklanten Ic1 voor elektriciteit en T4 voor aardgas weerhouden. Professionele afnemers situeren zich onder de KMO's.

- ***Elektriciteit***

33. Ic1 is een professionele afnemer aangesloten op het middenspanningsnet (26-1kV). Het verbruik van deze afnemer is verdeeld over 135.000 kWh overdag en 25.000 kWh 's nachts, t.t.z. 160.000 kWh (160 MWh) in totaal. Dit is analoog aan de oude definitie van een Ic-klant in de methodologie van Eurostat. In de nieuwe methodologie valt een Ic1-klant in de range van een Ib-klant (jaarlijks verbruik van 20 tot 500 MWh). Om dit te situeren in de praktijk kan een industriële bakkerij als voorbeeld genomen worden.

¹⁶ Personen die op basis van elektriciteit verwarmen (vb. : accumulatieverwarming) hebben daarvoor een meter met uitsluitend nachttarief.

¹⁷ D3 : jaarlijks verbruik van 83.7 GJ die gas gebruikt voor koken, waterverwarming en centrale verwarming. 83,7 GJ = 23.260 kWh (conversie: 1.000 kWh = 3,6 GJ of 1 GJ = 277,8 kWh)

➤ **Gas**

34. T4 is een kleine industriële afnemer met een verbruik van 2.300 MWh per jaar. Uitgedrukt in GJ geeft dit 8.280 GJ en valt een T4 klant met een verbruik van 2.300 MWh binnen de range van een I2 referentieverbruiker (1.000 tot 10.000 GJ). Het gaat hier bijvoorbeeld om een KMO die gas gebruikt voor zijn productieproces.

- **Grote industrie**

35. Zoals hierboven reeds gesteld, is het toekennen van een typeklant aan de categorie van grote industriële verbruikers heel moeilijk. De diversiteit aan verbruiksprofielen (vb.: onderbreekbaar of niet, verbruik dag vs verbruik nacht, verschillende sites, etc.) in deze categorie is zo groot dat dit eigenlijk weinig zin heeft. Daarenboven onderhandelen deze ondernemingen hun contracten op bilaterale basis met de leveranciers waarbij tal van factoren in rekening worden genomen. Dit heeft ook als gevolg dat heel veel van deze contracten vertrouwelijk zijn en dus enkel beschikbaar voor analyse na expliciete vraag (van de CREG). Betreffende deze klantengroep geeft de CREG dan ook enkel een indicatie mee met wat zij in deze studie voor ogen heeft wat grote industriële verbruikers betreft.

36. Voor elektriciteit beschouwt de CREG verbruikers als grote industrie wanneer hun jaarlijks verbruik groter is dan 10 GWh of wanneer zij een aansluitingsvermogen op het net van Elia nodig hebben groter dan 5MW.

37. Voor gas kan een onderscheid gemaakt worden tussen grote verbruikers die aangesloten zijn op het distributienetwerk en grote industriële die aangesloten zijn op het hogedruknetwerk van Fluxys. Voor de eerste groep kan gewerkt worden met de typeklant T6 (een jaarverbruik van 36.000.000 kWh). Voor de tweede groep geldt dezelfde redenering als voor elektriciteit; een grote diversiteit aan klanten die eigenlijk geval per geval dienen geanalyseerd te worden.

I.2.3 Overzicht

38. De volgende tabel geeft een overzicht van de typeklanten die in onderhavige tekst zullen terugkomen.

Tabel 1: Overzicht typeklanten (Bron: CREG, Eurostat)

	Elektriciteit		Gas	
	Naam	Verbruik (kWh)	Naam	Verbruik (kWh)
Residentieel	Dc	3.500	T2	23.260
Professioneel	Ic1	160.000	T4	2.300.000
Industrieel	-	-	T6*	36.000.000

* Een grootverbruiker aangesloten op het distributienet

II. België

39. Zoals gevraagd, wordt een onderscheid gemaakt tussen de situatie voor particulieren en bedrijven. De categorie bedrijven wordt verder opgesplitst tussen professionele verbruikers en grote industrie.

40. Zoals in de inleiding al werd aangegeven, wordt de analyse voor België tot op het laagste niveau (residentiële klant) in detail doorgevoerd. Dat betekent dat naast de hoogte van de totaalfactuur, ook de samenstellende componenten van deze factuur apart worden doorgelicht. We onderscheiden in de bespreking de volgende vier componenten:

- energie en CO₂¹⁸;
- transmissie;
- distributie;
- heffingen, toeslagen en belastingen.

41. De analyse van deze componenten zal in het hoofdstuk over de particulieren uitgebreid gebeuren. Een aantal van de vaststellingen die zullen gemaakt worden voor de particulieren zijn eveneens geldig voor de bedrijven (vb.: evoluties op de energiemarkten). Deze zullen dan ook niet herhaald worden. De essentiële verschilpunten tussen particulieren en bedrijven worden wel in kaart gebracht.

¹⁸ CO₂ specifiek voor elektriciteit

42. Voor dit aspect van de vraag van de Minister en de Staatssecretaris kan de CREG terugvallen op haar studies 'tariefcomponenten'. De meest recente versie van deze studie dateert van 22 september 2011 met als titel studie (F)110922-CDC-1096 over "de componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen" (hierna: studie 1096¹⁹). In studie 1096 worden dezelfde uitgangspunten gebruikt waarvan ook wordt uitgegaan in voorliggende tekst. Echter, studie 1096 weerhoudt meer combinaties van DNB's en leveranciers en loopt vanaf januari 2007, wat dus een grotere mate van detail impliceert.

II.1 Particulieren

II.1.1 Elektriciteit

43. Zoals hierboven werd uiteengezet, wordt de residentiële gebruiker via een Dc-klant benaderd. Zijn totale verbruik van 3.500 kWh wordt verder opgesplitst in een periode dag (1.600 kWh) en een periode nacht (1.900 kWh). Dit betekent dat de klant zowel een dagmeter als een nachtmeter heeft.

44. De dagmeter meet het elektriciteitsverbruik tussen 6u en 21u of tussen 7u en 22u, afhankelijk van de gemeente en netbeheerder. De nachtmeter meet tussen 21u en 6u of tussen 22u en 7u²⁰. Ook het verbruik tijdens het weekend wordt op de nachtmeter geregistreerd. De omschakeling van dag- naar nachtmeter en omgekeerd gebeurt automatisch²¹.

45. De keuze om een Dc-klant²² met een tweevoudige meter te weerhouden, is verbonden met de vaststelling dat dit profiel het grootste²³ gewicht (binnen de categorie elektriciteit) krijgt toegewezen in de consumptie-index (8,89 promille). Aangezien het thema betreffende de impact van (de variabiliteit) van de energieprijzen op de consumptie-index en

¹⁹ Cfr.: <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1096NL.pdf>

Eerdere versies van deze studie zijn ook beschikbaar op de website van de CREG. Het betreft studies 763 (dd 13 mei 2008), 872 (dd 19 mei 2009), 934 (dd 7 januari 2010) en 1004 (dd 21 oktober 2010).

²⁰ Er zijn zelfs netbeheerders die de beide noties gebruiken en de klant laten kiezen:

cfr.: <http://www.creg.info/pdf/Tarifs/E/2009/PBE-010109-311212.pdf>

²¹ VREG: Soorten meters, <http://www.vreg.be/soorten-meters-0>

²² In de nomenclatuur (de COICOP-nomenclatuur, Classification of Individual Consumption According to Purpose van de Verenigde Naties, Afdeling Statistiek) die gebruikt wordt bij de berekening van het indexcijfer der consumptieprijzen in België wordt dit type klant voorgesteld door Dc1.

Cfr. <http://unstats.un.org/unsd/cr/registry/regcs.asp?Cl=5&Lg=1&Co=04.5.1>

²³ Een Dc-klant met een enkelvoudige teller heeft een gewicht van 3,33 promille. In de COICOP-nomenclatuur wordt dit type klant voorgesteld door Dc.

de inflatie de afgelopen periode onderwerp is geweest van debat²⁴, is dit een logische keuze. Echter, zoals reeds gezegd in de inleiding, zijn er voor België (cijfers 31/12/2010) meer enkelvoudige tellers (48,19%) dan tweevoudige tellers (44,16%).

46. Omwille van het onderscheid tussen de openbare dienstverplichtingen (hierna: ODV's) die in de verschillende gewesten aan de DNB's worden opgelegd, weerhouden we per gewest één DNB. De weerhouden DNB is diegene die binnen zijn gewest de meeste klanten bedient:

- Vlaanderen: Imewo;
- Wallonië: IEH;
- Brussel: Sibelga.

47. Ten slotte wordt aan deze Dc-klant (met tweevoudige meter) een product/contract toegekend om de detailanalyse te kunnen uitvoeren aan de hand van een concreet voorbeeld. De keuze is hier gevallen op Electrabel EnergyPlus (cfr. Bijlage 2), een variabele prijsformule met een duur van één jaar. Dit is een contract op basis van geïndexeerde²⁵ energieprijzen en bestaat in verschillende 'varianten' afhankelijk van het aantal piekuren dat de klant verbruikt.

48. Het is de leverancier die op basis van historische gegevens het verbruik van de klant inschat en zodoende de klant indeelt bij een bepaalde 'variant'. Aangezien, in het kader van deze studie, de typeklant 1.600 kWh gedurende de dag verbruikt, wordt ELEK 20 weerhouden (verbruik piekuren < 2.000 kWh).

49. De elektriciteitsprijs voor de prijsformule Electrabel EnergyPlus (ELEK 20) wordt opgedeeld in drie delen:

- de geïndexeerde energieprijs: onder dit deel valt de prijs voor de energie (de *commodity*), en wordt afzonderlijk de bijdrage voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling (cfr. II.1.1.2. Energie en CO₂) vermeld;

²⁴ Coppens F. De toegenomen volatiliteit van de elektriciteitsprijs voor de Belgische huishoudens: http://www.nbb.be/doc/TS/Publications/EconomicReview/2010/ecotijdII2010_H5.pdf
Cornille D. (2009), « Methodologie of prijszetting : wat verklaart de grotere volatiliteit van de Belgische consumptieprijzen voor gas en elektriciteit ? », NBB, *Economisch Tijdschrift*, 49–60, december.

²⁵ Naast contracten op basis van geïndexeerde prijzen bestaan er ook contracten op basis van vaste prijzen, cfr. studie (F)100129-CDC-943: Studie over het overzicht van de contracten tegen vaste prijzen op de residentiële markt voor elektriciteit en gas.

- de nettarieven: onder dit deel worden de tarieven vermeld voor het gebruik van het transportnet (cfr. II.1.1.3. Transmissie) en het distributienet (cfr. II.1.1.4. Distributie);
- de toeslagen: dit omvat de energiebijdrage, de federale bijdrage, en desgevallend de aansluitingsvergoeding (Wallonië) en de bijdrage ter financiering openbare dienstverplichtingen (Brussels Hoofdstedelijk Gewest) (cfr. II.1.1.5. Toeslagen, heffingen en belastingen).

50. De parameters (Ne en Nc) die in de prijsformule worden gebruikt, worden maandelijks berekend. Aan het einde van de periode²⁶ wordt het gewogen gemiddelde van de waardes (voor Ne en Nc) van de voorbije 12 maanden genomen en ingevuld in de prijsformule om tot de prijs te komen die de klant uiteindelijk zal betalen.

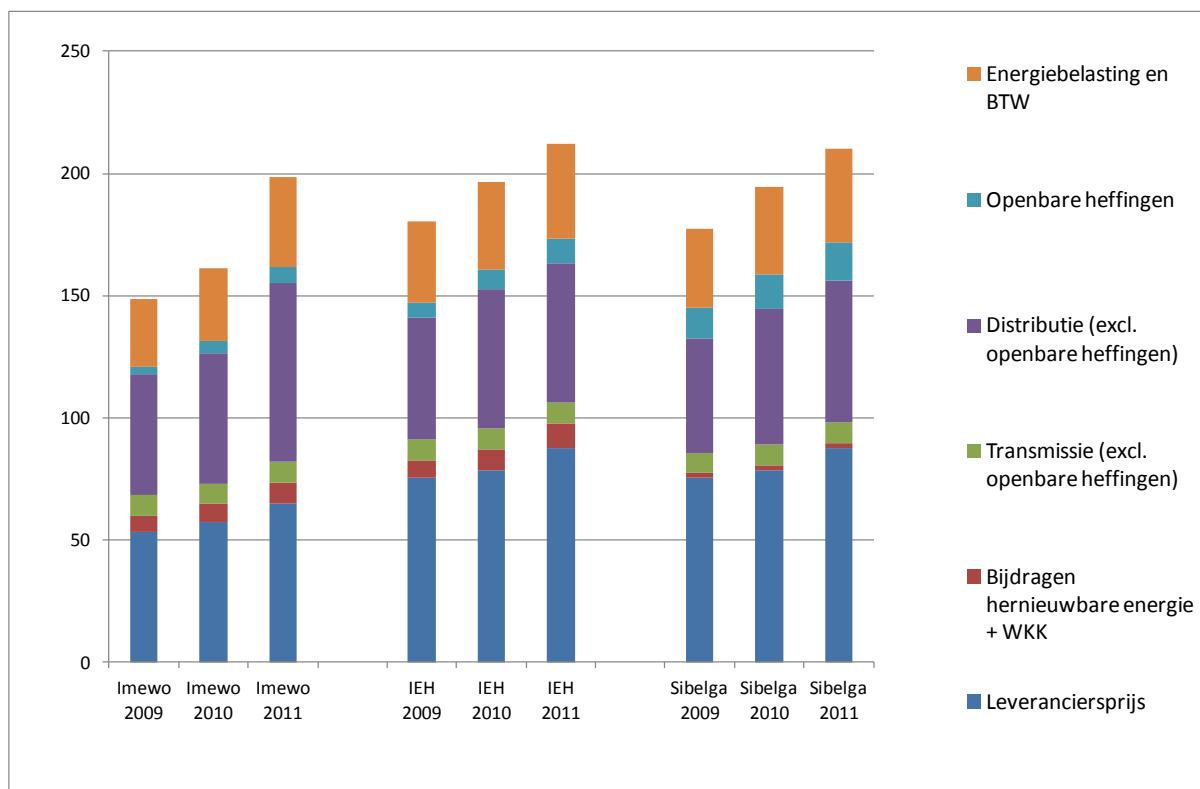
51. De *prijzen* die in Bijlage 2 worden voorgesteld, zijn inclusief BTW; dit in tegenstelling tot de *prijsformule* die exclusief BTW is uitgedrukt. Daarenboven dienen de waardes die boven de prijsformule staan als een indicatie te worden beschouwd. Het is dus niet de prijs die uiteindelijk op de factuur zal staan, maar enkel een uitgewerkt voorbeeld op basis van de waardes die voor Ne en Nc vermeld worden onder voetnoot één van de tarieffiche (cfr. Bijlage 2: in dit concreet geval de waardes voor de maand juni 2011).

²⁶ Stel: men kiest voor Electrabel EnergyPlus en tekent in voor één jaar vanaf de maand juli 2011. Dan loopt de periode van juli 2011 tot en met juni 2012. Voor elk van de 12 maanden in deze periode wordt voor Ne en Nc een waarde berekend. Aan het einde (juni 2012) wordt dan het gemiddelde van deze 12 waardes genomen en ingevuld in de prijsformule om de factuur te bepalen.

II.1.1.1 Overzicht

52. In onderstaande figuur wordt de evolutie van de totaalfactuur voor een Dc-klant (totaalverbruik 3.500 kWh/jaar) met tweevoudige meter (1.600 kWh dag en 1.900 kWh nacht) weergegeven voor de periode 2009-2011. Dit gebeurt op basis van de prijsformule Electrabel EnergyPlus (ELEK 20) en zowel voor het Vlaamse Gewest (Imewo), het Waalse Gewest (IEH) en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (Sibelga). De prijzen zijn uitgedrukt in EUR/MWh en inclusief BTW.

Figuur 1: Overzicht totaalfactuur elektriciteit Dc-klant (Bron: CREG, leveranciersprijzen)



53. De voornaamste vaststellingen zijn:

- de totale elektriciteitsfactuur over de periode 2009-2011 stijgt, ongeacht het Gewest;
- de sterkste stijging²⁷ vond plaats in Vlaanderen, van 2010 naar 2011;
- de belangrijkste componenten in de totaalfactuur zijn de leveranciersprijs en het distributienettarief.

²⁷ Een gevolg van het onvoorziene grote succes van de fotovoltaïsche installaties (zonnepanelen) en de ondersteuning van het rationeel energiegebruik (REG).

54. De tabel hieronder verschaft meer details met betrekking tot de exacte evoluties per component voor Imewo (Vlaams Gewest). Zoals reed vermeld, wordt een uitgebreide analyse voor verschillende leveranciers, voor de verschillende gewesten en voor verschillende typeklanten uitvoerig besproken in studie 1096.

Tabel 2: Evolutie factuur (EUR/MWh) elektriciteit voor een Dc-klant (Imewo) (Bron: CREG)

	Imewo 2009	Imewo 2010	Imewo 2011	% 2011	% 2009-2010	%2010-2011	%2009-2011
Leveranciersprijs	53,37	57,59	64,86	32,71%	7,89%	12,62%	21,52%
Bijdragen hernieuwbare energie + WKK	6,58	7,39	8,88	4,48%	12,31%	20,25%	35,06%
Transmissie (excl. openbare heffingen)	8,51	8,22	8,21	4,14%	-3,44%	-0,06%	-3,50%
Distributie (excl. openbare heffingen)	49,16	53,28	72,97	36,80%	8,39%	36,96%	48,44%
Openbare heffingen	3,39	5,05	7,04	3,55%	48,91%	39,53%	107,77%
Energiebelasting en BTW	27,72	29,93	36,32	18,32%	7,96%	21,36%	31,03%
Prijs eindverbruiker, alles inbegrepen	148,73	161,45	198,29	100%	8,55%	22,82%	33,32%

55. We stellen vast dat in 2011 de component distributienettarief het zwaarste doorweegt (36,80%) in de totaalfactuur. Deze component is daarenboven over de periode 2009-2011 ook sterk gestegen (+ 48,44% op basis van de hier weerhouden DNB's). Voor andere DNB's weegt het distributienettarief nog zwaarder door (vb.: Gaselwest: 41,79% in 2011). Voor een meer diepgaande analyse verwijzen we naar II.1.1.4 Distributie.

56. Ook de component leveranciersprijs heeft een belangrijk aandeel in de totaalfactuur (voor het jaar 2007 betreft het 32,71%). Deze stijgt over de periode 2009-2011 echter niet zo sterk als het distributienettarief (+ 21,52%).

57. In de volgende paragrafen worden de bovenstaande componenten behandeld. De analyse voor de leveranciersprijs gebeurt samen met die van de bijdrage voor hernieuwbare energie en WKK onder II.1.1.2 Energie en CO₂. De componenten openbare heffingen, energiebelasting en BTW worden ook samen besproken (II.1.1.5 Heffingen, toeslagen en belastingen).

II.1.1.2 Energie en CO₂

58. Voor wat betreft de energiecomponent maken we in deze paragraaf een onderscheid tussen twee elementen: enerzijds de leveranciersprijs, de prijs die de leverancier aanrekent voor de energie (*de commodity*) en anderzijds de bijdrage voor hernieuwbare energie (HE) en desgevallend²⁸ warmtekrachtkoppeling (WKK).

- Leveranciersprijs

59. De prijs die de leveranciers aanrekenen voor de energiecomponent varieert²⁹ maandelijks (in het geval van een prijsformule met geïndexeerde energieprijzen). Deze component bestaat over het algemeen uit een vaste vergoeding en een prijs per kWh die verschillend is voor de piekuren en de daluren. De prijsformule die wordt weerhouden binnen het hierboven vermelde contract Electrabel EnergyPlus (ELEK 20) is:

Energieprijs³⁰

= vaste vergoeding (EUR/jaar) + prijs/kWh piekuren (cEUR/kWh) + prijs/kWh daluren (cEUR/kWh)

= 47,75 * Ne + (3,608 * Ne + 1,664 * Nc) * a kWh + (0,792 * Ne + 1,368 * Nc) * b kWh

➤ **Vaste vergoeding**

60. De **vaste vergoeding** is een weinig transparant gegeven. Er wordt op de tarieffiche niet vermeld wat die vaste vergoeding vertegenwoordigt, welke kosten die moet dekken, etc. Dit verbaast aangezien deze vaste vergoeding toch een relatief groot deel van de eindfactuur vertegenwoordigt (in het geval van Electrabel EnergyPlus). In het voorbeeld uit Bijlage 2 betreft het 91,72 EUR/jaar (incl. BTW) of 75,80 EUR/jaar (excl. BTW). Voor de periode 2009-2011 betreft het gemiddeld (dus op basis van de 36 noteringen voor Ne) 90,06 EUR/jaar (incl. BTW) of 74,43 EUR/jaar (excl. BTW).

²⁸ Enkel van toepassing in het Vlaamse Gewest

²⁹ Wanneer men kiest voor een prijsformule met een vaste prijs dan opteert men voor een energieprijzen die voor elke maand van het contract dezelfde is.

³⁰ Deze prijsformule is sinds januari 2007 onveranderd gebleven.

61. Indien we dit over de output van 3.500 kWh (3,5 MWh) verdelen, geeft dit een gemiddelde van **21,27 EUR/MWh**. De gemiddelde³¹ totaalfactuur voor Electrabel EnergyPlus (ELEK 20) over dezelfde periode bedraagt 154,3 EUR/MWh (excl. BTW). Anders gesteld, de vaste vergoeding vertegenwoordigt 13,78% van de totale factuur in het geval van Electrabel EnergyPlys (excl. BTW).

62. Als onderdeel van de leveranciersprijs vertegenwoordigt de vaste vergoeding 26,67% van de leveranciersprijs. In Vlaanderen (Imewo) is het aandeel van de vaste vergoeding nog groter (36,33%) tengevolge van de gratis kWh die een Dc-type klant krijgt toegekend.

63. Er worden tussen de verschillende leveranciers ook zeer grote verschillen in de vaste vergoeding vastgesteld. Onderstaande tabel geeft een overzicht van een aantal prijsformules en hun vaste vergoeding (EUR/jaar, excl. BTW). Om een inzicht te geven in het verschil in prijszettingsmechanismen wordt in de tabel zowel de vaste vergoeding (EUR/jaar) voor klanten met een tweevoudige teller als een enkelvoudige teller gegeven.

³¹ Dit is een gemiddelde over de drie weerhouden DNB's: Imewo, IEH en Sibelga.

Tabel 3: Vaste vergoedingen elektriciteit (Bron: tarieffiches leveranciers, januari³² 2012)

Tarief	Klant 1600 kWh dag 1900 kWh nacht	Klant 3500 kWh zonder nacht
Belpower	49,59	49,59
EBEM	72,35	72,35
Electrabel basis offerte	78,55	68,38
Electrabel Energy +	76,98	67,01
Electrabel Groen +	98,60	71,83
Electrabel Service + 2 jaar	101,31	73,81
Electrabel Fix + 1 an	101,67	74,07
Electrabel Optibudget	100,27	73,05
Eneco	33,06	33,06
Essent ECO vast 1 jaar	33,06	33,06
Essent ECO vast 3 jaar	33,06	33,06
Essent Power Promo 1 jaar	28,93	28,93
Lampiris	33,06	33,06
Luminus Aktief	99,54	75,12
Luminus Aktief 2 jaar	81,97	61,87
Luminus Aktief Connect (*)	99,61	75,18
Luminus Market +	87,12	87,12
Luminus Market + 3 jaar	87,12	87,12
Luminus Click	45,45	37,19
Luminus Groen	99,54	75,12
Luminus Vast 2 jaar	84,14	63,51
Luminus Standaard	99,54	75,12
Nuon Comfort 1 jaar	82,64	82,64
Nuon Comfort 3 jaar	82,64	82,64
Nuon nature 1 jaar	49,59	49,59
Nuon Nature 3 jaar	49,59	49,59
Nuon Budget 3 jaar	0,00	0,00
Nuon Budget 1 jaar	0,00	0,00
Nuon Flex	65,33	65,33
Octa + Groen Vast	41,32	41,32
Octa + Groen Variabel	41,32	41,32
Octa + Anniversary	24,79	24,79

64. Uit de tabel kunnen twee conclusies worden getrokken. Ten eerste, het is duidelijk dat de vaste vergoeding een enorme variabiliteit toont tussen de verschillende leveranciers. Zo biedt Nuon twee prijsformules aan (Nuon Budget 3 jaar, Nuon Budget 1 jaar) waarbij de vaste vergoeding gelijk is aan nul EUR/jaar en loopt de vaste vergoeding voor Electrabel Vast, voor een verbruiker met een tweevoudige teller, op tot 101,67 EUR/jaar. Dit brengt ons bij de tweede conclusie, t.t.z. de vaste vergoeding voor een klant met een tweevoudige teller is in alle gevallen hoger dan of gelijk aan de vaste vergoeding voor een klant met een enkelvoudige teller. Niettegenstaande de commerciële vrijheid die de leveranciers genieten

³² De waarde van de indexen die op deze fiches vermeld zijn, zijn deze van december 2011.

in hun segment van de energiemarkt verdient deze variabiliteit de nodige aandacht van de beleidsmakers (dit kan binnen het kader van de vangnetregulering worden onderzocht).

➤ **Eenheidsprijs**

65. Het contract Electrabel EnergyPlus waardeert zowel de piekuren als de daluren op basis van de parameters³³ Ne en Nc. De parameter Ne wordt verondersteld, in de termen "buiten brandstoffen" van de tarieven, de evolutie weer te geven van de afschrijvings- en exploitatielasten. De parameter Nc wordt verondersteld, in de termen "brandstoffen" van de tarieven, de evolutie weer te geven van de kostprijs van de verbruikte brandstoffen voor de elektriciteitsproductie geleverd aan het Belgisch net.

66. Sinds de vrijmaking van de elektriciteitsmarkt valt de berekening van de parameters voor de indexering van de elektriciteitsprijzen niet meer onder de bevoegdheid van de overheid, maar onder die van de energieleveranciers. Omdat de privé leveringsovereenkomsten echter nog altijd gebruik kunnen maken van deze parameters had de CREG er in een eerste fase voor gekozen de berekening en de publicatie ervan verder te zetten om de marktwerking te bevorderen.

67. Omdat door de evolutie van de elektriciteitsmarkt, de prijsvormingsmechanismen en de energiebevoorradingcontracten deze parameters en in het bijzonder de Nc almaar minder werkelijkheidsgetrouw worden, heeft de CREG besloten vanaf 21 april 2011 een einde te stellen aan de publicatie van parameters waarvan ze de relevantie niet meer kan garanderen maar in tegendeel zelfs ernstig in twijfel trekt. De CREG heeft daartoe een persbericht³⁴ verzonden dat beschikbaar is op haar website.

68. In haar studie³⁵ (F)100909-CDC-948 van 9 september 2010 over 'de kwaliteit van de Nc-parameter' gaat de CREG dieper in op deze problematiek. De CREG concludeert onder andere dat de evolutie van de energieprijzen steeds meer afhangt van andere parameters dan brandstoffen, lonen en grondstoffen en dus van andere dan de Nc en de Ne. Om representatief te zijn, moet de indexeringsformule van de elektriciteitsprijs dan ook

³³ Voor meer informatie over deze parameter: <http://www.creg.be/pdf/Tarifs/E/EP-MC-PARAMDEF-NL.pdf>

³⁴ Persbericht: De CREG vraagt de elektriciteitsleveranciers hun tarieven aan te passen om de evolutie van de prijzen op de markt correct te volgen: <http://www.creg.info/pdf/Presse/2011/compress08042011nl.pdf>

³⁵ Cfr.: <http://www.creg.info/pdf/Studies/F948NL.pdf>

garanderen dat elke leverancier de bevoorradingskosten van zijn Belgische afnemers dekt. Hierop wordt verder in de studie nog teruggekomen (cfr. Hoofdstuk VII. Vangnetregulering).

69. Er is op dat vlak een evolutie merkbaar op de markt. Zo hanteert Luminus³⁶ een aantal nieuwe parameters (o.a. lem) die haar bevoorradingspolitiek beter weergeven. De CREG heeft ook een analyse³⁷ uitgevoerd met betrekking tot de parameter END die door de leverancier Ebem³⁸ wordt gehanteerd.

➤ **Vergelijking leveranciersprijzen**

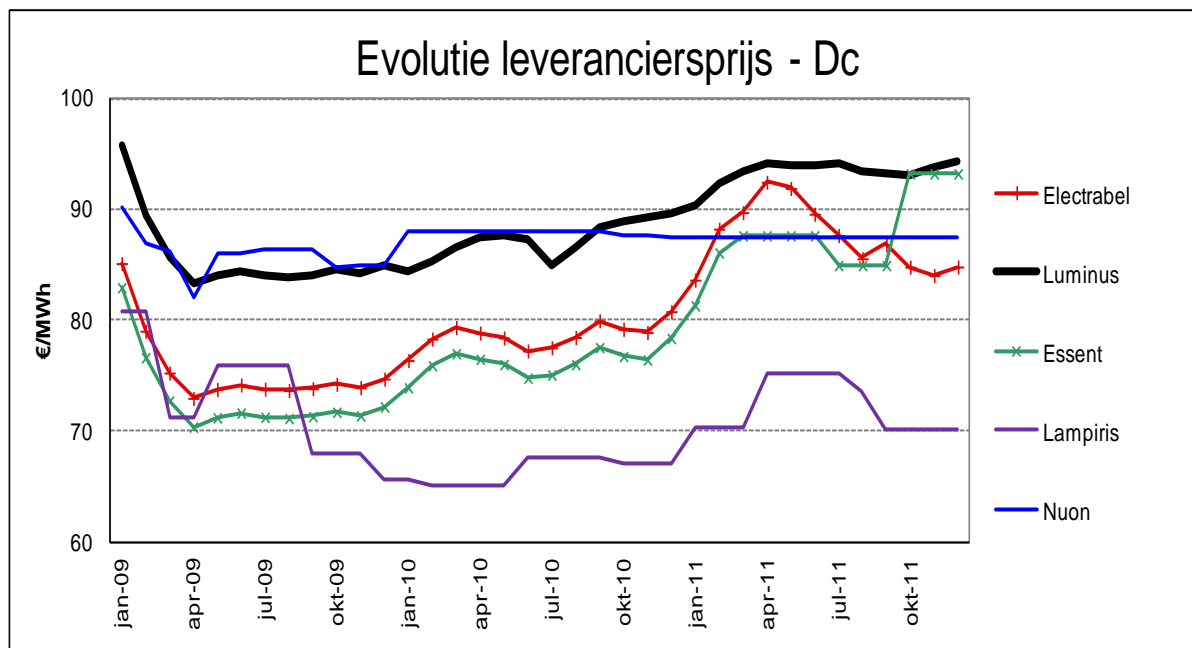
70. Om een vergelijking te maken tussen de leveranciersprijzen weerhouden we in deze paragraaf vijf prijsformules van vijf verschillende leveranciers, m.n. Electrabel, Luminus, Essent, Nuon en Lampiris. Dit zijn dezelfde prijsformules die ook zijn gebruikt in studie 1096 wat het voor de geïnteresseerde lezer mogelijk maakt om zonder probleem de volledige analyse van deze prijsformules op die plaats meer uitgebreid te doen. Onderstaande figuur geeft een globaal beeld. De prijzen zijn uitgedrukt in EUR/MWh (excl. BTW).

³⁶ Voor meer informatie over de parameters (en hun waardes) die Luminus hanteert, zie: <https://www.luminus.be/~media/Pdf/NL/Tabel%20elektriciteitsindexen.ashx>

³⁷ Studie (F)110519-CDC-1047 van 19 mei 2011 over de representativiteit van de parameter END en van de tariefformules die Ebem gebruikt voor de tarifiering van de levering van elektriciteit, zie: <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1047NL.pdf>

³⁸ Ebem, "*Elektriciteitsbedrijf Merksplas*", is een energieleverancier die werd opgericht na de vrijmaking van de elektriciteitsmarkt en waarvan de gemeente Merksplas de enige aandeelhouder is. De leverancier verkoopt elektriciteit (100 % groen sinds 1 maart 2010) en gas in Vlaanderen aan particulieren, land- en tuinbouwers en aan zelfstandigen.

Figuur 2: Leveranciersprijzen elektriciteit (Bron: CREG)



71. We stellen vast dat over de beschouwde periode Luminus de duurste was. De leveranciersprijs van Electrabel en Essent vertonen een heel gelijkaardig verloop. Lampiris, ten slotte, is veruit de goedkoopste.

➤ **EU ETS voor CO₂ emissierechten**

72. Zoals verderop zal worden besproken, bevoorraden leveranciers zich geheel of gedeeltelijk op de groothandelsmarkt voor elektriciteit. De prijszetting op die groothandelsmarkten gebeurt op basis van de marginale kost van de laatst ingezette centrale; in vele gevallen is dit een gascentrale (voor België). Aangezien dit type van centrale elektriciteit produceert met CO₂-uitstoot, en er tegenwoordig ook een markt bestaat voor CO₂ en dus een prijs, wordt de prijs hierdoor beïnvloed. De CREG heeft met betrekking tot dit aspect in het verleden al een aantal interessante studies³⁹ gemaakt. In deze paragraaf wordt kort op de essentie van deze thematiek ingegaan.

³⁹ Studie (F)060309-CDC-537 over de impact van het systeem van CO₂-emissierechten op de elektriciteitsprijs van 9 maart 2006, <http://www.creg.info/pdf/Studies/F537NL.pdf>, 58 p.
 Studie (F)080515-CDC-766 aanvullend bij studie (F)060309-CDC-537 over de impact van het systeem van CO₂-emissierechten op de elektriciteitsprijs in België van 2005 tot 2007, van 15 mei 2008, <http://www.creg.info/pdf/Studies/F766NL.pdf>, 58 p.
 Studie (F)090528-CDC-871 aanvullend bij studie (F)060309-CDC-537 over de impact van het systeem van CO₂-emissierechten op de elektriciteitsprijs in België in 2008, van 28 mei 2009, <http://www.creg.info/pdf/Studies/F871NL.pdf>, 14 p.
 Studie (F)100610-CDC-974 aanvullend bij studie (F)060309-CDC-537 over de impact van het systeem van CO₂-emissierechten op de elektriciteitsprijs in België in 2008, van 10 juni 2010, <http://www.creg.info/pdf/Studies/F974NL.pdf>, 16 p.

73. Om zich te richten naar de Europese richtlijn 2003/87/EG van 13 oktober 2003 tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap, heeft elke regio een plan voor de toewijzing van broeikasgasemissierechten voor de periode 2005-2007 opgesteld. Elke onder de richtlijn ressorterende installatie van de energiesector (verbrandingsinstallaties met een nominaal thermisch ingangsvermogen van meer dan 20 MW) krijgt de toelating om jaarlijks een bepaalde hoeveelheid CO₂ uit te stoten.

74. Tijdens de eerste twee fasen, 2005-2007 en 2008-2012, werden de emissierechten gratis aan de installaties van de belangrijkste elektriciteitsproducenten in België toegewezen.

75. Vanaf 2013 zullen de producenten echter alle voor de dekking van hun uitstoot benodigde emissierechten moeten aankopen. Een beperkt deel van deze emissierechten zal ook kunnen worden verkregen in ruil voor CER-eenheden (*Certified Emission Reduction*, gecertificeerde emissiereductie) die door het gebruik van het door het Kyotoprotocol voorziene mechanisme van schone ontwikkeling (of *Clean Development Mechanism* – CDM) werden verzameld. Deze stemmen overeen met de emissiereductie die gerealiseerd werd via investeringen in uitstootreducerende projecten in ontwikkelingslanden.

76. Sinds de invoering van het systeem hebben de producenten quasi alle opportuiniteitskosten van de emissierechten in hun verkoopprijzen op de groothandelsmarkt verrekend. In een normale marktsituatie zou de impact van de veiling zich in 2012 bijgevolg niet mogen laten voelen en dat des te minder, aangezien er door de economische crisis sprake is van een overschot en de prijzen maar blijven dalen.

77. De veiling zou de elektriciteitsprijs alleen naar boven toe mogen beïnvloeden bij een overschot van het aanbod aan elektriciteit in verhouding tot de vraag. In fase I en II van het ETS (*Emissions Trading System*, emissiehandelssysteem) konden de producenten het zich namelijk nog veroorloven om bij een daling van de vraag - die in 2009 bijvoorbeeld te wijten was aan de economische crisis - niet alle opportuiniteitskosten voor CO₂ aan te rekenen; aangezien ze de meeste emissierechten die ze nodig hadden om hun uitstoot te dekken, niet hoefden aan te kopen. Naar de toekomst toe zullen de opportuiniteitskosten echter reële kosten worden, die de producenten absoluut zullen moeten zien te dekken, zelfs bij een daling van de vraag; aangezien ze dan al hun emissierechten wel zullen moeten aankopen. Bijgevolg zal de elektriciteitsprijs in dat geval hoger zijn dan vroeger het geval was geweest.

78. Voorts komt de veiling neer op het opvangen van een deel van de *windfall profit* in het voordeel van de lidstaten. Deze opbrengsten zouden kunnen worden gebruikt om de promotie van hernieuwbare vormen van energie te financieren en de bijdrage van de elektriciteitsverbruikers te verminderen.

- **Bijdrage hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling**

79. Naast de prijs die de klant op zijn factuur met betrekking tot de *commodity* terugvindt, wordt ook een bijdrage hernieuwbare energie (HE), desgevallend een bijdrage warmtekrachtkoppeling (WKK) aangerekend door de leveranciers. Deze bijdrage komt op de factuur omdat de leverancier er voor kiest (een gedeelte van) de prijs, die hij dient te betalen voor het opkopen van groenestroomcertificaten (GSC)⁴⁰ om te voldoen aan zijn quotumverplichting, door te rekenen aan de klant.

80. Bij wijze van voorbeeld bekijken we opnieuw het contract Electrabel EnergyPlus. De bijdrage HE wordt als volgt berekend : $C * B * 0,75$; voor de bijdrage WKK geldt : $C * B * 0,80$. C is hierbij gelijk aan het wettelijk bepaald percentage van de afname van de klant waarvoor Electrabel groenestroomcertificaten (GSC) en desgevallend WKK-certificaten moet inleveren en B is gelijk aan de wettelijk bepaalde administratieve geldboete per ontbrekend certificaat. Deze bijdragen worden aangepast in functie van de wettelijke wijzigingen, worden afzonderlijk aangerekend op de factuur en zijn niet inbegrepen in de energieprijs.

81. Deze quotaverplichtingen zijn verschillend van gewest tot gewest. Onderstaande tabel geeft een overzicht.

Tabel 4: Quotumverplichtingen per gewest (Bron: regionale wetgeving)

Quotumverplichting - %	2009	2010	2011
Groenestroomcertificaten			
<i>Vlaanderen</i>	<i>4,90%</i>	<i>5,25%</i>	<i>6,00%</i>
<i>Wallonië</i>	<i>9,00%</i>	<i>10,00-11,75%</i>	<i>13,50%</i>
<i>Brussel</i>	<i>2,50%</i>	<i>2,75%</i>	<i>3,00%</i>
WKK			
<i>Vlaanderen</i>	<i>3,73%</i>	<i>4,39%</i>	<i>4,90%</i>

* *Opmerking: Quotumverplichting Wallonië: 10% tussen 01/01/2010 en 31/03/2010 en 11,75% tussen 01/04/2010 en 31/12/2010*

⁴⁰ Hetzelfde principe geldt voor de WKK-certificaten in Vlaanderen.

82. Een van de kritieken op dit aspect is dat de leveranciers de boeteprijs gedeeltelijk, al dan niet geheel, doorrekenen in plaats van de werkelijke kosten. De CREG heeft dit al in verschillende studies⁴¹ aangekaart en gecommuniceerd⁴². Daarenboven werd door de Raad van de Mededinging een onderzoek naar deze praktijk ingesteld. Op 6 oktober 2011 hebben inspecteurs van de Algemene Directie Mededinging huiszoeken uitgevoerd bij leveranciers van groene stroom (cfr. Persbericht⁴³). Op het thema van de boeteprijs wordt in deze tekst dieper ingegaan in Hoofdstuk X. Ondersteuning hernieuwbare energie.

83. In volgende paragrafen wordt dieper ingegaan op de kosten die aan de residentiële klant worden aangerekend om de elektriciteit tot bij hem/haar in de huiskamer te krijgen. Hierbij wordt eerst aandacht geschonken aan het netwerkaspect (cfr. II.1.1.3 Transmissie en II.1.1.4 Distributie). Vervolgens worden de elementen heffingen, toeslagen en belastingen behandeld.

II.1.1.3 Transmissie

- **Algemene bepalingen**

84. Op 11 januari 2012 werd de Wet⁴⁴ tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen in het Belgisch Staatsblad gepubliceerd.

⁴¹ De verschillende versies van de studie tariefcomponenten waarvan de meest recente studie (F)110922-CDC-1096 over de “componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen” dd 22 september 2011, zie <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1096NL.pdf>

De studie (F)100520-CDC-966 over “de verschillende ondersteuningsmechanismen voor groene stroom in België” dd 20 mei 2010, zie <http://www.creg.info/pdf/Studies/F966NL.pdf>

⁴² Deze studies werden ook aangetekend verstuurd aan de Minister, respectievelijk op 18 oktober 2011 (ref: DIR/GCA/API/kfe/11/255-1, studie 1096) en op 20 mei 2010 (ref: DIR/GCA/API/kfe/10/140, studie 966).

⁴³ Persbericht 6 oktober 2011 Raad voor de Mededinging inzake huiszoeken leveranciers groene stroom: http://economie.fgov.be/nl/binaries/20111006_Persbericht_tcm325-148809.pdf

⁴⁴ Deze wet voorziet o.a. in de omzetting van de derde Elektriciteitsrichtlijn en de derde Gasrichtlijn van het Europees Parlement en de Raad dd 13 juli 2009.

85. De begrippen transmissie en transmissienet worden door deze wet als volgt gedefinieerd:

“6° transmissie: transmissie van elektriciteit langs het gekoppeld extra hoogspannings- en hoogspanningsnet, met het oog op de beleving van eindafnemers of distributienetbeheerders, de levering zelf niet inbegrepen;

7° transmissienet: het nationaal gekoppeld extra hoogspannings- en hoogspanningsnet voor elektriciteit dat, met het oog op de beleving van eindafnemers of distributienetbeheerders, de levering zelf niet inbegrepen, de bovengrondse lijnen, ondergrondse kabels en installaties omvat die dienen voor de transmissie van elektriciteit van land tot land die door een interconnector verbonden zijn, de transmissie van elektriciteit uitgewisseld door de producenten, de eindegebruikers en de distributienetbeheerders die in België zijn gevestigd en voor de transmissie van elektriciteit uitgewisseld op het net dat gelegen is in de zeegebieden waarover België zijn jurisdictie kan uitoefenen, evenals voor de interconnector tussen elektriciteitscentrales en tussen elektriciteitsnetten.”

86. Artikel 12, §1 van de elektriciteitswet stelt dat de aansluiting, het gebruik van de infrastructuur en van de elektrische systemen en, desgevallend, de ondersteunende diensten van de netbeheerder het voorwerp uitmaken van tarieven voor het beheer van het transmissienet en de netten die een transmissiefunctie hebben. Met het begrip net met een transmissiefunctie wordt enerzijds het transmissienet bedoeld en anderzijds de distributienetten of de lokale of regionale transmissienetten met een spanningsniveau tussen 30kV en 70kV die hoofdzakelijk dienen voor het vervoer van elektriciteit voor niet-huishoudelijke afnemers en andere netten in België alsook de wisselwerking tussen installaties voor productie van elektriciteit en tussen elektrische netten met een transmissiefunctie.

87. Meestal wordt ‘transmissie’ slechts gehanteerd voor netten met een nominale spanning vanaf 220 kV en hoger. Soms wordt ook het spanningsniveau van 150 kV inbegrepen. In de regel zijn de netten met een spanning onder 150 kV niet inbegrepen (eerder distributie).

88. Als element van de ‘grote structuren voor de stockering, het vervoer en de productie van energie’ is de transmissie van elektriciteit een federale bevoegdheid (artikel 6, § 1, VII, 2^{de} lid, c) van de bijzondere wet van 8 augustus 1980). De CREG is de bevoegde regulator

(artikel 23 van de elektriciteitswet). Hetzelfde geldt eveneens voor de (net)tarieven voor diezelfde infrastructuur (artikel 6, § 1, VII, 2^{de} lid, d) van de bijzondere wet van 8 augustus 1980 en in het bijzonder artikel 23, § 2, 14^o van de elektriciteitswet wat de tarifaire bevoegdheden betreft).

89. Het regeerakkoord van 1 december 2011 voorziet weliswaar de overheveling naar de Gewesten van de bevoegdheid voor de distributienettarieven, maar niet de tarieven van de netwerken die een transportfunctie hebben, zelfs indien ze een nominale spanning gelijk aan of lager dan 70 kV hebben. De CREG is en blijft tarifair bevoegd voor de netten met een transmissiefunctie⁴⁵.

90. NV Elia System Operator ('Elia') is zowel de federaal aangestelde beheerder van het nationale transmissienet als deze aangesteld door de 3 gewesten voor de netten voor lokaal of gewestelijk transport in de Gewesten (30-70kV). Tarifair dient Elia⁴⁶ dus één tariefvoorstel in met de nettarieven voor '*de netten met een transmissiefunctie*'.

- **Meerjarentarieven 2008-2011**

91. Sinds de aanvang van de regulatoire periode 2008-2011 is een meerjarenregulering⁴⁷ van kracht: nettarieven die voor alle actoren voorzienbaar zijn over een voldoende lange horizon werden als onontbeerlijk beschouwd voor een goede werking van de elektriciteitsmarkt. Voor de transmissie van elektriciteit wordt dat steeds tot uitdrukking gebracht via een constant en vast tarief dat behoudens uitzonderlijke omstandigheden nominaal onveranderd blijft in de loop van de regulatoire periode. Deze werkwijze leidt onvermijdelijk tot verschillen tussen begroting en werkelijkheid; deze verschillen worden in beginsel in de volgende regulatoire periode verrekend.

92. De nettarieven houden rekening met het 'postzegel'-principe: de omvang ervan is tot nu toe dezelfde over het gehele grondgebied van België. Enkel de gewestelijke heffingen, toeslagen en openbare dienstverplichtingen worden verrekend naar de respectieve netgebruikers uit de gewesten die de verplichtingen hebben uitgevaardigd (waardoor het transmissienettarief dat uiteindelijk op de factuur van de eindklant komt verschillend is van gewest tot gewest).

⁴⁵ Alle elektriciteitsnetten van Elia hebben een transmissiefunctie.

⁴⁶ Elia is een beursgenoteerde onderneming.

⁴⁷ Dit werd ingevoerd met de wet van 1 juni 2005 (omzetting van de tweede Elektriciteitsrichtlijn).

93. Deze wetgeving voorziet in een gewaarborgd totaal inkomen voor de netbeheerder, met inbegrip van een recuperatie via de tarieven van de financiële schulden: op die wijze werd het principe van de *'embedded finance costs'* in de wet verankerd. Tegelijkertijd werd een incentive-systeem ingevoerd dat de netbeheerder toeliet om de kosten waar de netbeheerder daadwerkelijk invloed op heeft (de zgn. *'beheersbare kosten'*) te verminderen door een actieve kostenbeheersing.

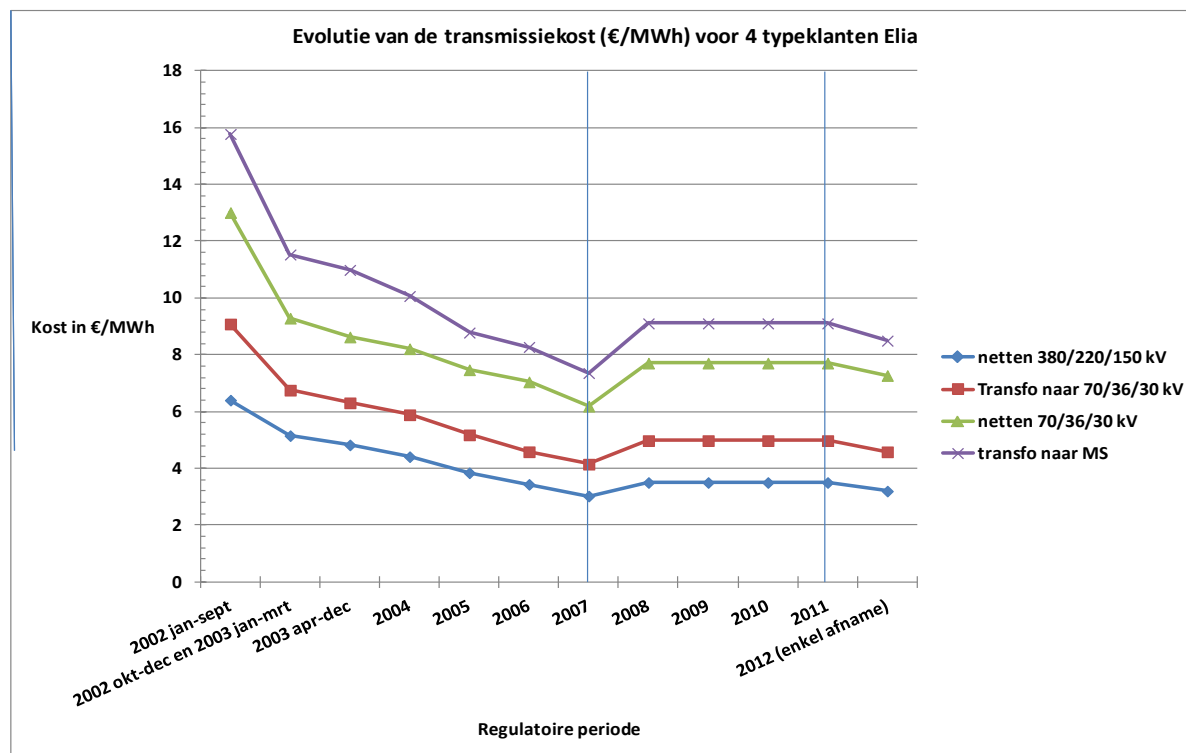
94. Wat de tarifaire methodologie betreft, voorzag de wet dat de Koning deze zou vastleggen op voorstel van de CREG opgesteld na overleg met de netbeheerder. Na het voorziene overleg heeft de CREG haar voorstel ingediend. Hoewel het Koninklijk Besluit van 8 juni 2007, dat de tarifaire methodologie bevatte, op een aantal belangrijke punten afweek van haar voorstel, heeft de CREG de kabinetten toch van een aantal belangrijke principes kunnen overtuigen, waaronder deze in verband met de billijke winstmarge en in verband met het gebruik van een kostenbesparende factor voor de verbetering van de productiviteit en de efficiëntie (X-factor). Dit is totaal anders verlopen bij het uitvaardigen van het Koninklijk Besluit van 2 september 2008 met betrekking tot de distributienetten (cfr. II.1.1.4 Distributie):

- het correct gebruik van het Capital Asset Pricing Model, met de exacte waarden voor Elia voor de modelparameters 'Bèta' en 'Risicopremie', wat leidt tot een daadwerkelijke 'billijke' marge, voordelig voor alle netgebruikers;
- het gebruik van een kostenbesparende X-factor (in totaal EUR 25 miljoen per regulatoire periode) ten bate van de netgebruikers.

95. Uit onderstaande figuur blijkt de evolutie van de kost per afgenomen MWh aan elektriciteit sinds de aanvang van de tariefregulering: voor elk van de 4 klantengroepen⁴⁸ van Elia werd een representatieve typeklant gekozen en de kost van de nettarieven van de betrokken periode werden omgezet naar afgenomen MWh.

⁴⁸ De afnemers op het hoogste spanningniveau (in de netten op 380-220-150 kV) zijn de grote industriële bedrijven, deze in het laagste spanningniveau (transformatie naar middenspanning) zijn de distributienetbeheerders.

Figuur 3: Evolutie tarieven Elia (Bron: CREG)



96. Uit de figuur blijkt duidelijk dat de regulering door de CREG per einde 2007 reeds geleid had tot een globale tariefdaling met ruim 50% voor elk van de spanningniveaus.

97. Met ingang van de periode 2008-2011 stegen de nettarieven⁴⁹ met 15 tot 20% (afhankelijk van de klantengroep) ten opzichte van het tariefniveau van 2007, om dan gedurende vier opeenvolgende jaren constant te blijven.

98. De toename 2008-2011 was het gevolg van de gecumuleerde inflatie voor 4 jaren, de vergoeding van de meerwaarde bij buitendienststelling van activa die in de iRAB begrepen waren, de toename van de financiële lasten (als gevolg van substantieel stijgende investeringen), het verminderen van regulatorische overschotten uit het verleden en van een daling van de vervoerde volumes in gevolge de toename van decentrale productie.

99. Ondanks deze tariefstijging lag per einde 2011 het nettatarief nog steeds 40 tot 45% lager dan het niveau van begin 2002 (inflatie inbegrepen).

⁴⁹ Cfr. CREG, beslissing (B)071213-CDC-658E/09 van 13 december 2007 betreffende de vraag tot goedkeuring van het aangepaste tariefvoorstel van nv Elia System Operator voor de regulatorische periode 2008-2011.

- **Meerjarentarieven 2012-2015**

100. Op 22 december 2011 heeft de CREG het aangepast tariefvoorstel van Elia goedgekeurd⁵⁰ en zo de transmissienettarieven voor de regulatoire periode 2012-2015 vastgelegd. Het traject daartoe was niet vanzelfsprekend, noch op gebied van het wettelijk kader en de tarifaire methodologie, noch op gebied van de vastlegging van het totaal inkomen en de nettarieven.

101. Wat betreft het totaal inkomen wordt een globale verhoging vastgesteld met ongeveer EUR 500 miljoen over de regulatoire periode 2012-2015. Dit is een gevolg van de sterk toegenomen investeringsbudgetten (circa EUR 1 miljard voor de periode 2012-2015). De geringe productiecapaciteit (piek- en reserve-eenheden) en de ermee verband houdende schaarste aan aanbiedingen voor ondersteunende diensten hebben de CREG genoopt tot de overgang naar een aangepast vergoedingssysteem voor de ondersteunende diensten, dat op korte termijn duurder is dan de bedragen die nog bij Ministerieel besluit vastgelegd waren voor 2010 en 2011. De CREG heeft deze maatregelen genomen om de marktwerking te faciliteren.

102. Wat de nettarieven 2012-2015 zelf betreft, valt op dat de tarieven voor de toegang tot het transmissienet niet langer enkel ten laste gelegd worden van de afnemers van het transmissienet, maar dat een gedeelte van de kosten via de invoering van twee nieuwe types van nettarieven ook gedeeltelijk rechtstreeks aan de producenten zal worden gefactureerd. Het betreft:

- injectietarieven voor het gebruik van het net die de kosten weerspiegelen van infrastructuur ten bate van de productiecentrales die voor 1 oktober 2002 werden aangesloten. Met het oog op een verbeterde marktwerking worden de na 1 oktober 2002 aangesloten productie-eenheden (dus ook de toekomstige) voor een periode van 20 jaar vanaf hun in dienstneming vrijgesteld van dit gebruikstarief. Daarenboven werd in overeenstemming met de Europese verordening 838 van 23 september 2010 dit gebruikstarief (voor de eenheden aangesloten vóór 1 oktober 2002) beperkt tot 0,50 EUR/MWh (de geest van deze verordening is dat dergelijk niveau geacht wordt geen concurrentiële hinder met zich mee te brengen).

⁵⁰ Cfr. Beslissing CREG (B)111222-CDC-658E/19 betreffende de 'vraag tot goedkeuring van het aangepaste tariefvoorstel van NV Elia System Operator voor de regulatoire periode 2012-2015', zie <http://www.creg.info/pdf/Beslissingen/B658E-19NL.pdf>

- injectietarieven voor de reserveringskosten van ondersteunende diensten. Deze komen tegemoet aan een dubbele bezorgdheid van de CREG, namelijk een om duidelijk commerciële redenen ontbrekend aanbod voor de levering van de onontbeerlijke ondersteunende diensten (met de nood aan Ministeriële interventies) enerzijds en een structureel tekort aan productiecapaciteit voor piekeenheden en eenheden die kunnen worden ingezet voor de levering van diezelfde ondersteunende diensten anderzijds.

Niet in het minst omdat de producenten reeds geruime tijd aandrongen op een marktconform vergoedingssysteem voor de ondersteunende diensten die zij aanboden, heeft de CREG haar criteria voor het bepalen van een billijk vergoedingsniveau met ingang van 1 januari 2012 fundamenteel aangepast in de door de producenten gewenste zin en met oog voor de verscheidenheid binnen het productiepark van de individuele producenten (dit alles met een toename van ruim EUR 107 miljoen van het totaal inkomen 2012-2015 in vergelijking met het niveau 2011 als gevolg). Zo komt dit nieuwe stelsel tegemoet aan de eerstgenoemde bezorgdheid.

Door nu vanaf 1 januari 2012 de integrale kost voor de reservering van de primaire, secundaire en tertiaire reserve niet langer ten laste te leggen van de netgebruikers die elektriciteit afnemen, maar rechtsreeks (via nettarieven Elia) ten laste te leggen van alle producenten rekent de CREG op een gunstig effect voor beide bezorgdheden: door een marktconforme aanbodprijs ook ten laste te leggen van producenten die zelf geen aanbiedingen voor deelname aan de ondersteunende diensten hadden ingediend, rekent de CREG erop dat deze laatsten in de toekomst hun commerciële politiek zouden herzien en eveneens, en wel tegen marktconforme prijzen, zouden aanbieden. Dat biedt hun eveneens perspectieven voor afzet voor de productie van nieuwe, efficiënte eenheden.

103. Daarnaast werd ook een nieuw balancingmechanisme goedgekeurd dat enerzijds een tarief bevat voor de eigenlijke energiecomponent volgens de principes van 'single marginal pricing'⁵¹ en anderzijds een zogenaamde *volume-fee* die de werkingskosten van Elia dekt voor het beheer van het evenwicht op kwartuurbasis.

⁵¹'Single' duidt erop dat eenzelfde balancingtarief (zij het met een verschillend teken) wordt toegepast, ongeacht of de toegangsverantwoordelijke een positief dan wel een negatief onevenwicht vertoont (voorheen was er 'double' pricing). Met 'marginal' wordt bedoeld dat het tarief gebaseerd is op de kost van de marginale aanbieding; dergelijk stelsel geeft betere prijssignalen aan de ARP dan deze op basis van gemiddelde prijzen ('average').

104. Het nieuwe tariefstelsel moet dus een gunstige invloed hebben op de mededinging tussen Belgische producenten enerzijds (omdat de infrastructuurkosten van de aansluiting van de oudere centrales nu ook rechtstreeks ten hunnen laste worden gelegd en de nieuwe centrales van dit tarief de eerste 20 jaar zijn vrijgesteld) en anderzijds op de kosten van de afnemers zelf (omdat producenten en leveranciers een marketingbeslissing zullen moeten nemen over het al dan niet doorrekenen van die reserveringskosten en van de *volume fee* in hun leveringsprijs).

105. Zoals blijkt uit Figuur 3 dalen de tarieflasten 2012-2015 die rechtstreeks ten laste van de afname worden gelegd met 6 tot 8%. Het effect van de toepassing van de injectietarieven (via de prijs van de *commodity*) op de afnemers is zoals gezegd niet becijferbaar (commerciële keuze).

106. Tenzij de CREG oordeelt dat de nettarieven niet langer evenredig zouden zijn of niet-discriminatoire zouden kunnen worden toegepast, blijven deze tarieven voor de volledige regulatoire periode 2012-2015 nominaal ongewijzigd van kracht. Op de website van de CREG kunnen de tarieven van Elia geconsulteerd worden (cfr. <http://www.creg.be/nl/tarifparametransportsearch.asp>).

107. Zoals reeds vermeld, kan de consument het transmissienettarief ook in zijn prijsformule terugvinden. Let wel, de leverancier heeft geen enkele impact op de hoogte van dit tarief. De variaties in het transmissienettarief die bijvoorbeeld in de prijsformule Electrabel EnergyPlus kunnen worden vastgesteld, zijn een gevolg van de gewestelijke heffingen, toeslagen en openbare dienstverplichtingen. Daarenboven wordt het transportnettarij door de distributienetbeheerder (DNB) gecorrigeerd voor de netverliezen die deze op zijn net ervaart. Deze netverliezen zijn afhankelijk van de karakteristieken van het distributienet.

II.1.1.4 Distributie

- **Algemene bepalingen**

108. De begrippen distributie en distributienet worden door de wet⁵² als volgt gedefinieerd:

“10° distributie: de transmissie van elektriciteit langs hoog-, midden- en laagspanningsdistributienetten met het oog op de levering aan afnemers, de levering zelf niet inbegrepen;

12° distributienet: elk net dat werkt aan een spanning die gelijk is aan of lager is dan 70 kilovolt, voor het vervoer van elektriciteit naar afnemers op regionaal of lokaal niveau.”

109. In tegenstelling tot wat geldt voor het transmissienet zijn er op het distributieniveau verschillende⁵³ netbeheerders (DNB's). Voor het Vlaams Gewest onderscheiden we AGEM, DNB BRUSSELS AIRPORT, GASELWEST, IMEA, IMEWO, INTER-ENERGA, INTERGEM, INTERMOSANE, IVEG, IVEKA, IVERLEK, PBE, SIBELGAS-NOORD en INFRAX WEST. Voor het Waals Gewest gaat het over AIEG, AIESH, GASELWEST, IDEG, IEH, INTEREST, INTERLUX, INTERMOSANE, PBE, SEDILEC, SIMOGEL, TECTEO-RESA, REGIE DE WAVRE. Ten slotte voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest betreft het SIBELGA.

110. Net zoals Elia (als beheerder van het transmissienet) dienen ook de DNB's een tariefvoorstel, ter goedkeuring, in bij de CREG. Dit kan op het eerste zicht verrassend klinken aangezien de gewesten bevoegd⁵⁴ zijn voor onder andere de distributie en het plaatselijk vervoer van elektriciteit via netten met een nominale spanning lager of gelijk aan 70kV. Daarenboven dienen de DNB's in hun tarieven rekening te houden met de (financiële) impact

⁵² Wet tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middele van leidingen gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad 11 januari 2012.

⁵³ De DNB's die in de opsomming zijn opgenomen, hebben niet allemaal een elektriciteitsnet en een aardgasnet. Sommige DNB's zijn slechts actief in één van de twee segmenten (vb.: IEH: enkel elektriciteit, IGH enkel gas). Daarenboven doen verschillende DNB's beroep op een overkoepelende werkmaatschappij om de exploitatietaken op hun grondgebied uit te voeren. Zo zijn er bijvoorbeeld:

- Eandis: Gaselwest, IMEA, Imewo, Intergem, Iveka, Iverlek en Sibelgas

- Infrac: Interenerga, Iveg, Infrac-West en PBE

- Ores: IDEG, IEH, IGH, Interlux, Intermosane, Interest, Sedilec en Simogel

Gaselwest, Intermosane en PBE zijn grensoverschrijdende DNB's en hebben dus zowel een net in het Vlaams als in het Waals Gewest.

⁵⁴ Sinds de bijzondere wet van 8 augustus 1980 tot hervorming der instellingen (cfr. artikel 6, §1) is energie een gedeelde exclusieve bevoegdheid tussen het federale niveau en de gewesten.

van gewestelijke regelgeving zoals bijvoorbeeld kosten van openbare dienstverplichtingen (ODV's) en investeringsprogramma's.

111. Echter, de tarifaire bevoegdheid is steeds federaal geweest. In het regeerakkoord van 1 december 2011 wordt voorzien in de overdracht van de tarifaire bevoegdheid voor wat de tarieven van de DNB's betreft (zowel voor elektriciteit als aardgas).

112. Net zoals voor Elia het geval is, dienen de DNB's een tariefvoorstel in voor meerdere jaren, voor het eerst van toepassing vanaf 1 januari 2009. De periode loopt over vier jaar, dus van 2009 tot 2012. De goedkeuring van de tariefvoorstellen van de verschillende DNB's heeft heel wat voeten in de aarde (gehad).

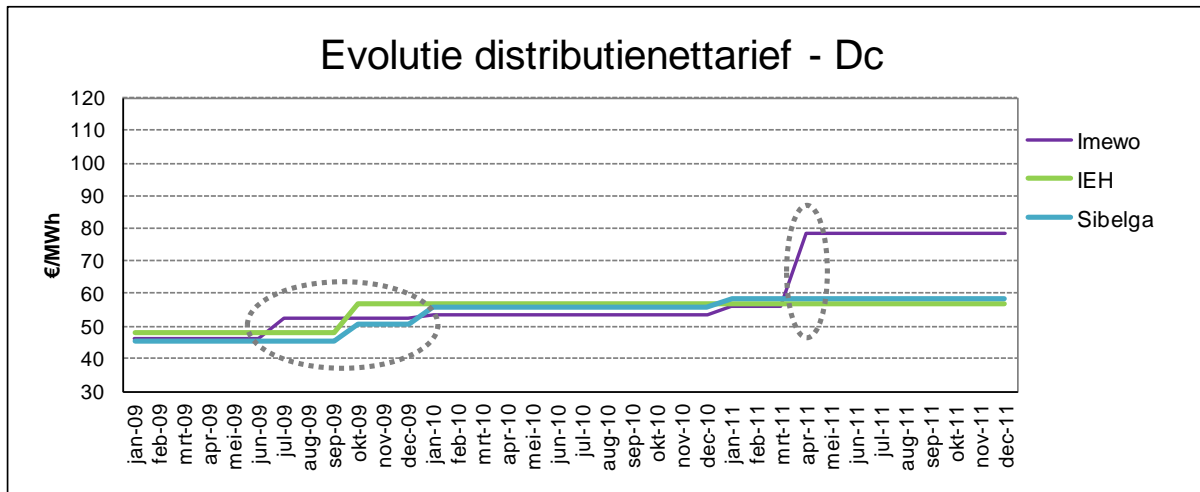
113. Aangezien er tussen de gewesten verschillen kunnen worden vastgesteld betreffende energiebeleid en de gevolgen hiervan voor de DNB's (vb.: ODV's), is het, in het kader van deze studie, aangewezen om eventuele regionale verschillen tot uiting te laten komen. Om die reden worden in de verdere analyse steeds cijfers getoond van drie DNB's uit elk gewest één. Er wordt gekozen voor de DNB's die het grootste volume in hun gewest distribueren:

- Vlaanderen: Imewo;
- Wallonië: IEH;
- Brussel: Sibelga.

- **Distributienettarieven 2009-2012**

114. Volgende figuur geeft een overzicht van de evolutie van de distributienettarieven voor deze drie DNB's voor de periode 2009-2011.

Figuur 4: Overzicht evolutie distributienetarief⁵⁵ elektriciteit (Bron: goedgekeurde tariefvoorstellen DNBs)



115. De nieuwe meerjaren tarifaire methodologie die voor de distributienetactiviteiten van kracht is (1 januari 2009), is gebaseerd op een gewaarborgd inkomen voor de DNB en wordt aangevuld met *incentives* voor kostenbesparing (*secured revenue* aangevuld met *incentives*). Dit nieuwe regime waarborgt de distributienetbeheerder gedurende een regulatorische periode van vier jaar een totaal inkomen dat volstaat om zijn wettelijke taken uit te voeren en een billijke winstmarge als vergoeding voor het in zijn net geïnvesteerde kapitaal.

116. Met de introductie van meerjarentarieven heeft geen enkele distributienetbeheerder een tariefvoorstel voor de regulatorische periode 2009-2012 ingediend dat voldeed aan de informatievereisten zoals voorzien in de regelgeving⁵⁶. Bijgevolg werden, vanaf 1 januari 2009, voor alle distributienetbeheerders voorlopige tarieven opgelegd. Deze voorlopige tarieven waren gelijk aan de tarieven die golden voor het exploitatiejaar 2008.

⁵⁵ De cijfers die hier voor het distributienetarief worden weergegeven, zijn de door de CREG goedgekeurde distributienettarieven exclusief heffingen (behalve voor de pensioenen omdat dit als een kost eigen aan de DNB wordt beschouwd). De wegenisvergoeding (Waals Gewest) en de wegenisretributie (Brussels Hoofdstedelijk Gewest) werden afgetrokken van de component systeembeheer en worden opgenomen onder de rubriek openbare heffingen onder de paragraaf II.1.1.5 Heffingen, toeslagen en belastingen. Meer details over deze ontwikkelingen worden beschreven in studie (F)110922-CDC-1096 over “de componenten van de elektriciteits- en aardgasrijzen” dd 22 september 2011, zie <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1096NL.pdf>. Hierna: studie 1096.

⁵⁶ Koninklijk Besluit van 2 september 2008 betreffende de regels met betrekking tot de vaststelling van en de controle op het totaal inkomen en de billijke winstmarge, de algemene tariefstructuur, het saldo tussen kosten en ontvangsten en de basisprincipes en procedures inzake het voorstel en de goedkeuring van de tarieven, van de rapportering en kostenbeheersing door de beheerders van distributienetten voor elektriciteit.

117. Na het opstellen van een gestandaardiseerd rapporteringmodel hebben een aantal DNB's in de loop van het jaar 2009 een verzoek tot heroverweging van hun tariefvoorstel bij de CREG ingediend. In Figuur 4 komt de uiteindelijke goedkeuring van deze tarieven tot uiting in een stijging van de tarieven van Imewo vanaf 1 juli 2009 en van IEH en Sibelga vanaf 1 oktober 2009.

118. Deze stijging van tarieven vond vooral zijn oorsprong in het regulatorisch kader van de meerjarentarieven zoals vervat in het Koninklijk Besluit van 2 september 2008. Als belangrijkste oorzaken van deze stijgingen wordt vooral verwezen naar⁵⁷:

- de hogere billijke vergoeding door de aanpassing van de verhouding Eigen Vermogen/Gereguleerde activabasis in plaats van Eigen Vermogen/Totaal Vermogen;
- de automatische indexering van de gebudgetteerde kosten 2008 in plaats van de laatste gekende werkelijke kosten;
- de afschrijvingen op meerwaarden (toegestaan door het Hof van Beroep);
- de productiviteitsstijging kleiner dan inflatie over 4 jaar + basis voor berekening productiviteitsstijging zijn enkel een beperkt aantal beheersbare kosten.

119. Daarenboven moet in de aanloop naar het tot stand komen van het regulatorisch kader worden verwezen naar het groot aantal juridische procedures dat tegen de beslissingen van de CREG liep. De discretionaire bevoegdheid van de CREG inzake beoordeling van kosten en tarieven werd uitgehold door de rechtspraak van het Hof van Beroep te Brussel. Omwille van de juridische onduidelijkheden die ontstonden, ondermeer omwille van tegenstrijdige arresten van het Hof van Beroep, werden door de CREG en de distributienetbeheerders dadingen afgesloten.

120. In de lente van 2011 doet zich bij de Vlaamse distributienetbeheerders (cfr. Imewo in Figuur 4) opnieuw een zeer belangrijke stijging van de nettatarieven voor. In hun vraag tot wijziging van de tarieven halen de distributienetbeheerders twee redenen aan die een aanpassing van de tarieven verantwoorden. Deze twee redenen behelzen het onvoorziene

⁵⁷ Zie brieven (Ref: DIRP/GCA/kfe/08/334 van 28 november 2008 & DIRP/GCA/NCO/kfe/09/295 van 20 november 2009) aan de Minister van Energie en de leden van het Kernkabinet. Hierin wordt uitgebreid op de belangrijke stijging van de nettatarieven 2009-2012 ingegaan.

succes van het Vlaamse ondersteuningsbeleid inzake (1) rationeel energiegebruik en (2) de aankoopverplichting van groenestroomcertificaten.

121. Op het vlak van de reële evolutie van de kosten voor openbare dienstverplichtingen en dan meer specifiek voor de kosten van ondersteuning van rationeel energiegebruik (REG) en de kosten voor de aankoopverplichting van groenestroomcertificaten (GSC) worden substantiële afwijkingen tussen de realiteit en de vooropgestelde budgetten vastgesteld. De vastgestelde overstijgingen van de budgetten kunnen, omwille van vastgelegde tarieven voor de regulatoire periode 2009-2012, niet worden doorgerekend in de distributienettarieven en stapelen zich jaar na jaar op, waardoor er zich een verschuiving in de tijd – naar een volgende regulatoire periode – dreigt voor te doen.

122. Teneinde de evenredigheid van de tarieven te herstellen en rekening houdend met artikel 37(10) van Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54/EG (hierna: de derde Elektriciteitsrichtlijn), heeft de CREG de vraag tot aanpassing van de tarieven goedgekeurd.

123. Onderstaande tabel geeft een inzicht in de opdeling van het totale budget van de DNB's naar de belangrijkste onderscheiden componenten. Hierin zien we duidelijk dat de kosten voor de openbare dienstverplichtingen voor Imewo een zeer belangrijk percentage van het totaal budget uitmaken. Een percentage dat ook jaar na jaar blijft stijgen en dit terwijl voor Sibelga (Brussel) en IEH (Wallonië) de kosten voor openbare dienstverplichtingen beduidend lager liggen en ook vrij stabiel blijven over de onderzochte periode. Hierbij moet wel worden vermeld dat in Brussel (Sibelga) een deel van de kosten voor openbare dienstverplichtingen door een specifieke heffing⁵⁸ wordt gedekt. Dit verklaart onder andere ook waarom Sibelga procentueel een groter aandeel aan heffingen in zijn totaal budget heeft.

⁵⁸ Het betreft de Bijdrage ter financiering van de Openbare dienstverplichtingen. Hierop wordt dieper ingegaan in Bijlage 3: Heffingen, toeslagen en belastingen van deze studie. In Bijlage 2 is deze specifieke heffing in de prijsformule van Electrabel EnergyPlus onder de rubriek van de toeslagen apart opgenomen.

Tabel 5: Samenstelling van het totaal budget van de distributienetbeheerders – werkelijkheid 2009/2010 & budget 2011

	IMEWO			SIBELGA			IEH		
	werkelijkheid 2009	werkelijkheid 2010	budget 2011	werkelijkheid 2009	werkelijkheid 2010	budget 2011	werkelijkheid 2009	werkelijkheid 2010	budget 2011
Werkingskosten (incl afschr.)	35,46%	32,72%	31,66%	34,24%	34,84%	34,76%	33,09%	32,94%	35,81%
Billijke vergoeding	11,08%	9,31%	9,07%	9,46%	9,18%	10,26%	12,50%	10,42%	10,72%
Financiële lasten	5,53%	5,40%	6,81%	0,44%	0,27%	2,63%	2,68%	3,27%	3,90%
Kosten voor gebruik van het transmissienet	21,37%	23,96%	20,69%	23,44%	27,54%	24,69%	20,83%	27,17%	23,12%
Openbare dienstverplichtingen	15,16%	20,12%	24,53%	8,07%	8,04%	8,84%	7,96%	7,93%	6,96%
Netverliezen	5,47%	3,63%	2,72%	6,09%	4,35%	4,31%	13,63%	9,29%	10,39%
Heffingen	5,92%	4,86%	4,52%	18,25%	15,76%	14,51%	9,31%	8,98%	9,11%
TOTAAL BUDGET	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

124. In volgende paragraaf wordt ten slotte nog ingegaan op één specifiek element uit het budget van de DNB's, t.t.z. de netverliezen.

- **Netverliezen**

125. Over de kosten voor de compensatie van netverliezen⁵⁹ zijn in de loop der jaren heel wat discussies gevoerd tussen de DNB's en de CREG. Daarenboven maakten deze kosten ook het voorwerp uit van een aantal arresten van het Hof van Beroep te Brussel. Concreet stelt de CREG vast dat de DNB's via de regionale technische reglementen verplicht zijn om in te staan voor de compensatie van de netverliezen in hun respectievelijke netten. De DNB's zijn daartoe verplicht om via openbare aanbesteding energie aan te kopen. In de praktijk blijkt dat in de meeste gevallen slechts twee leveranciers, zijnde Electrabel en EDF Luminus, met een offerte reageren op de openbare aanbestedingen:

- omwille van het feit dat dit de enige leveranciers zijn die dergelijke volumes in de vooropgestelde profielen kunnen leveren;
- omwille van de link met de aandeelhouders (Electrabel – gemengde distributienetbeheerders, EDF Luminus – zuivere distributienetbeheerders).

126. Daarbij heeft de CREG in de loop der jaren en tussen de verschillende distributienetbeheerders onderling enorme schommelingen in de gecontracteerde prijzen vastgesteld.

⁵⁹ Cfr. studie (F)100401-CDC-958 over 'de aankoop van energie voor de compensatie van de netverliezen door de distributienetbeheerders tussen 2006 en 2008'.

127. De CREG heeft via een aantal studies⁶⁰ in 2010 een vergelijking gemaakt van de door de netbeheerders gecontracteerde prijzen voor de compensatie van netverliezen en de energieprijzen betaald door de grote industriële klanten in het exploitatiejaar 2009. Daarbij kwamen volgende resultaten naar voor:

- de gemiddelde prijs na de aanbestedingsprocedure – aangeduid met een rode stip in de Figuren 5 en 6 hieronder - ligt **hoger** dan de prijzen van de industriële klanten met een verbruiksvolume dat vergelijkbaar is met het totale volume dat door de netbeheerders wordt aangekocht in het kader van deze procedure;
- de prijs van alle individuele loten - aangeduid met een rood kruisje in Figuur 5 hieronder - ligt voor Eandis (de exploitatiemaatschappij van de gemengde Vlaamse distributienetbeheerders waartoe ook Imewo behoort) onder de regressierechte en is globaal gezien afgestemd op de prijzen van de industriële klanten die een volume afnemen dat vergelijkbaar is met het volume van deze loten. Voor Ores (de exploitatiemaatschappij van de gemengde Waalse distributienetbeheerders waartoe ook IEH behoort) liggen de prijzen van de individuele loten - aangeduid met een rood kruisje in Figuur 6 hieronder - boven de regressierechte en hebben de industriële klanten bijgevolg een veel lagere prijs voor een vergelijkbaar volume dan de loten van de distributienetbeheerders.

Figuur 5: Vergelijking prijzen netverliezen voor Eandis in het exploitatiejaar 2009

[Vertrouwelijk]

Figuur 6: Vergelijking prijzen netverliezen voor Ores in het exploitatiejaar 2009

[Vertrouwelijk]

⁶⁰ CREG, Etude (F)101208-CDC-991 relative 'à la comparaison entre les prix payés par Elia System Operator s.a. pour l'achat d'énergie en compensation des pertes actives sur ses réseaux régionaux avec les prix de l'énergie payés par les grands clients industriels au cours de l'exercice d'exploitation 2009', dd 8 december 2010, 23 p. [bestaat enkel in het Frans].

CREG, Studie (F)101208-CDC-1001 over 'de vergelijking van de prijzen die Eandis cvba betaalde voor de aankoop van energie ter compensatie van actieve verliezen op haar distributienetten met de energieprijzen betaald door de grote industriële klanten tijdens het exploitatiejaar 2009'.

CREG, Etude (F)101208-CDC-1005 relative à 'la comparaison entre les prix payés par les GRDs mixtes wallons regroupés au sein de ORES SCRL pour l'achat d'énergie en compensation des pertes actives sur les réseaux régionaux avec les prix de l'énergie payés par les grands clients industriels au cours de l'exercice d'exploitation 2009', 8 december 2010, 18 p. [bestaat enkel in het Frans].

128. Om bovenstaande redenen heeft de CREG ook in het verleden reeds herhaaldelijk gepleit voor het verschuiven van de verplichting tot compensatie van netverliezen naar de leveranciers/ARP's⁶¹; dit naar analogie met de compensatie van netverliezen in natura op het transmissienet. Hierbij dient te worden opgemerkt dat Electrabel en EDF Luminus een verschillende commerciële strategie toepassen.

129. Zowel EDF Luminus als Electrabel zijn ertoe gehouden om de verliezen op het 380/220/150 kV-net in natura te compenseren: voor een industriële klant die in 2010 100 GWh/jaar verbruikte, moesten ze beide 101 GWh/jaar injecteren.

130. [Vertrouwelijk]

131. [Vertrouwelijk]

132. [Vertrouwelijk]⁶²

- **Distributienettarieven 2012**

133. In bovenstaande paragrafen werd een inzicht gegeven in de evolutie van de distributienettarieven voor elektriciteit voor de periode 2009-2011. Aangezien de eerste volledige meerjaren regulatoire periode loopt over een periode van vier jaar, zijnde 2009-2012, kunnen we nu reeds stellen dat er voor het jaar 2012 geen grote schokken meer worden verwacht in de distributienettarieven. Voor 2012 stijgen de tarieven in lijn met de verwachte inflatie.

134. Deze verwachtingen voor 2012 gaan natuurlijk uit van een *business as usual* scenario. Hierbij dient steeds in het achterhoofd te worden gehouden dat de CREG op basis van artikel 37(10) van de derde Elektriciteitsrichtlijn moet toezien op de evenredigheid en de niet-discriminatie van de nettarieven en bijgevolg de mogelijkheid moet hebben om de tarieven aan te passen.

135. Op basis van voorlopige informatie van de DNB's over de afsluiting van het exploitatiejaar 2011 zouden opnieuw aanzienlijke verschillen worden vastgesteld tussen de gebudgetteerde cijfers aan aankoopverplichting van groenestroomcertificaten (GSC) en de

⁶¹ ARP = Access Responsible Party.

⁶² [Vertrouwelijk]

werkelijke uitgaven. Voor het vierde jaar op rij doen zich daar, ondanks de reeds bijgestelde budgetten, tekorten⁶³ voor. Daarenboven komen de kosten voor aankoopverplichting aan warmtekrachtcertificaten wegens overaanbod op de markt. Deze worden op basis van voorlopige cijfers door de distributienetbeheerders op ongeveer EUR 20 miljoen geraamd, wat voor de Vlaamse distributienetbeheerders een globale budgetstijging van ongeveer 1,5%⁶⁴ vertegenwoordigt.

136. Met betrekking tot het ondersteuningsbeleid van hernieuwbare energiebronnen wenst de CREG te verwijzen naar het systeem van groenestroomcertificaten dat op dit moment in het Waalse Gewest wordt gebruikt en waar een mechanisme van *banding* van toepassing is. In het kort wil dit zeggen dat één groenestroomcertificaat één unieke prijs krijgt en dat naargelang van de installatie een veelvoud van deze certificaten wordt toegekend. Op die manier wordt de unieke prijs van een certificaat ten opzichte van de marktprijs per certificaat gezet, waardoor onder andere de kosten te dragen door de netbeheerder, zijnde het verschil tussen de minimumaankoopprijs en de marktprijs, significant worden verlaagd. In de CREG-studie⁶⁵ over de verschillende ondersteuningsmechanismen voor groene stroom in België, worden alle ondersteuningsmechanismen in de verschillende Gewesten in detail beschreven. Hierop wordt verder in deze studie dieper ingegaan (cfr. Hoofdstuk X. Ondersteuning hernieuwbare energie (HE)).

- **Distributienettarieven 2013-2016**

137. Via haar ontwerp van besluit (Z)110908-CDC-1106 tot vaststelling van methoden voor het berekenen en vastleggen van de tarifaire voorwaarden inzake de aansluiting op en toegang tot de elektriciteitsdistributienetten (hierna: ontwerp van tarifaire methoden) heeft de CREG uitvoering gegeven aan haar europeesrechterlijke opgedragen taak. Artikel 37(6) van de derde Elektriciteitsrichtlijn stelt immers dat de regulerende instanties bevoegd zijn voor de vaststelling of de voldoende ruim aan de inwerkingtreding voorafgaande goedkeuring van ten minste de methoden voor het berekenen of vastleggen van de voorwaarden inzake de aansluiting op en toegang tot nationale netten inclusief de transmissie- en distributienettarieven.

⁶³ Ter indicatie een overzicht van de totale tekorten voor Eandis en Infrac voor de jaren 2009 en 2010: Eandis: EUR 107 miljoen, Infrac (InterEnergia en Iveg): EUR 16 miljoen.

⁶⁴ EUR 20 miljoen op de totale (laatst gekende) werkelijke kosten 2010 (excl. transmissie) voor de Vlaamse DNB's van EUR 1,29 miljard = 1,5%.

⁶⁵ CREG, Studie (F)100520-CDC-966 over 'de verschillende ondersteuningsmechanismen voor groene stroom in België' van 20 mei 2010, zie <http://www.creg.info/pdf/Studies/F966NL.pdf>

138. Het ontwerp van tarifaire methoden heeft tot doel om de betrokken netbeheerders duidelijke instructies te geven en dit voldoende voorafgaand aan de nieuwe regulatoire periode 2013-2016. Deze tarifaire methoden hebben daarenboven tot doel om het evenwicht tussen de belangen van de netbeheerders en de consument te herstellen⁶⁶ zonder echter de in het verleden gekende tariefmethodologie overhoop te halen.

139. De tarifaire methoden voorzien in een duidelijk overzicht van de vooropgestelde tariefstructuur, de door de netbeheerder te volgen procedures bij het indienen van rapporteringen bij de CREG en de introductie van een nieuw en verbeterd rapporteringmodel. Daarenboven wordt conform artikel 37(8) van de derde Elektriciteitsrichtlijn voorzien in een beoordelingsmodel voor kostenbeheersing. Dit beoordelingsmodel en de daarbij horende geïdentificeerde efficiëntiedoelstellingen⁶⁷ moeten ervoor zorgen dat de distributienetbeheerders passende stimulansen krijgen, zowel op korte als op lange termijn, om hun efficiëntie te verbeteren.

II.1.1.5 Heffingen, toeslagen en belastingen

140. In Bijlage A van studie 1096 van de CREG wordt uiteengezet wat onder openbare heffingen, energiebelasting en BTW wordt verstaan.

- **Overzicht**

- ***Openbare heffingen***

141. Deze post omvat de openbare heffingen van de verschillende tariefcomponenten.

Deze zijn via de leveranciers:

- aansluitingsvergoeding (enkel in Wallonië);
- bijdrage ter financiering van de openbare dienstverplichtingen (enkel in Brussel).

⁶⁶ Voor de verdere uitwerking van de impact van de in het ontwerp van tarifaire methoden voorziene maatregelen wordt verwezen naar Deel 2: Evaluatie van deze studie.

⁶⁷ Voor de verdere uitwerking van de impact van de vooropgestelde efficiëntiedoelstellingen wordt verwezen naar Deel 2: Evaluatie van deze studie.

Deze zijn via het transmissienettarief⁶⁸:

- federale bijdrage;
- financiering maatregelen ter bevordering van de REG;
- financiering aansluiting offshore windturbineparken;
- gebruik van het openbaar domein (enkel Vlaanderen);
- tussenkomst in aansluiting productie hernieuwbare energie;
- toeslag groenestroomcertificaten.

Deze zijn via het distributienettarief:

- wegnisvergoeding;
- Elia-heffing (voor alle Vlaamse DNB's tot en met 2008).

Op alle toeslagen doorerekend via de transmissienet- en distributienettarieven worden de officiële bijdragen aangepast via de netverliespercentages per DNB.

➤ **Energiebijdrage**

142. De “energiebelasting” of “energiebijdrage” bedraagt sinds augustus 2003 voor LS 1,9088 EUR/MWh voor LS.

➤ **BTW**

143. Voor de residentiële afnemers geldt een BTW-tarief van 21%. Dit percentage wordt op alle componenten toegepast, behalve op de aansluitingsvergoeding in het Waals Gewest, waarvan de bedragen niet aan BTW onderworpen zijn.

144. In Bijlage 3 van deze studie is een heel uitgebreide en gedetailleerde analyse opgenomen met betrekking tot alle types van heffingen en toeslagen die op de factuur voor elektriciteit kunnen worden teruggevonden. Het legt in detail de complexiteit van het systeem uit. Er is ook een tabel opgenomen met een overzicht van de heffingen, toeslagen en belastingen voor een Dc-klant, respectievelijk aangesloten op het elektriciteitsnet van Imewo, IEH en Sibelga.

⁶⁸ Cfr.: randnummer 346, Figuur 35: Transmissienettarieven (elektriciteit) vergelijking buitenland (het witte gedeelte in het staafdiagram voor België)

II.1.2 Gas

145. Zoals uiteengezet in de methodologie wordt gekozen om de situatie voor een particuliere aardgasverbruiker uit te leggen aan de hand van een typeklant T2. Dit is een huishoudelijke afnemer met toepassing “verwarming”. Aan deze verbruiker wordt een verbruik van 23.260 kWh/jaar toegekend.

146. Deze typeklant heeft het zwaarste gewicht (11,44 promille) bij de berekening van de index der consumptieprijsen (in de COICOP-nomenclatuur wordt deze typeklant aangeduid met D3).

147. Om de verschillen tussen de gewesten in kaart te brengen, worden drie DNB's weerhouden, één voor elk gewest. De weerhouden DNB is diegene die binnen zijn gewest het meeste klanten bedient:

- Vlaanderen: Imewo;
- Wallonië: IGH;
- Brussel: Sibelga.

148. Analoog met de analyse voor elektriciteit wordt een product toegekend aan deze verbruiker teneinde de samenstellende elementen van zijn/haar factuur te kunnen behandelen. Er wordt opnieuw gekozen voor Electrabel EnergyPlus. Binnen deze prijsformule bestaan er, net zoals bij elektriciteit, een aantal varianten afhankelijk van het verbruik per jaar. Aangezien aan onze typeklant een verbruik van 23.260 kWh/jaar is toegekend, zal hij door de leverancier worden toegewezen aan de variant GAS 30 (een verbruik van 5.001 – 30.000 kWh per jaar). Meer details over deze prijsformule zijn terug te vinden in Bijlage 4: Electrabel EnergyPlus Gas.

149. De prijsformule is opgebouwd uit drie elementen: de energieprijis, de nettarieven en de toeslagen. Het is een prijsformule op basis van geïndexeerde energieprijzen, wat impliceert dat de prijs afhankelijk is van de waarde die de parameters elke maand van de duur van het contract aannemen.

150. De aardgasprijs voor de prijsformule Electrabel EnergyPlus (GAS 30) bestaat uit drie delen:

- de geïndexeerde energieprijs: de prijs voor het gas vastgelegd door Electrabel (dit is inclusief de prijs voor het gebruik van het transportnet van Fluxys);
- de tarieven voor het gebruik van de distributienetten;
- de toeslagen: taksen en heffingen.

151. Zoals blijkt uit Bijlage 4 maakt de prijsformule gebruik van de indexatieparameters Igd en Gpi. Aan het einde van de periode⁶⁹ wordt het gewogen gemiddelde van de waardes (voor Igd en Gpi) van de voorbije 12 maanden genomen en ingevuld in de prijsformule om tot de prijs te komen die de klant uiteindelijk zal betalen.

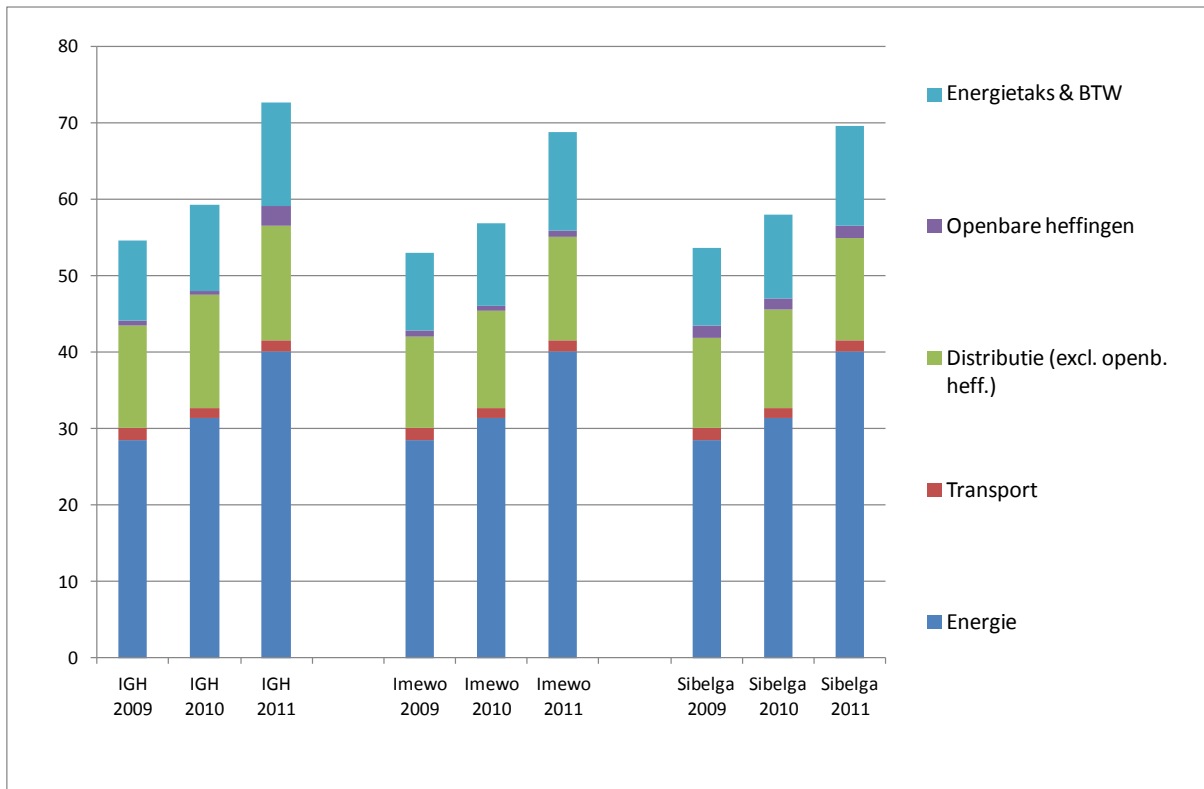
152. De *prijzen* die in Bijlage 4 worden voorgesteld, zijn inclusief BTW; dit in tegenstelling tot de *prijsformule* die uitgedrukt is exclusief BTW. Daarenboven dienen de waardes die boven de prijsformule staan als indicatief te worden beschouwd. Het is dus niet de prijs die uiteindelijk op de factuur zal staan, maar enkel een uitgewerkt voorbeeld op basis van de waardes die voor Igd en Gpi vermeld worden onder voetnoot één van de tarieffiche (cfr. Bijlage 4: in dit concreet geval de waardes voor de maand juni 2011).

II.1.2.1 **Overzicht**

153. In onderstaande figuur wordt de evolutie van de totaalfactuur voor een T2-klant (totaalverbruik 23.260 kWh per jaar) weergegeven voor de periode 2009-2011. Dit gebeurt op basis van de prijsformule Electrabel EnergyPlus (GAS 30) en zowel voor het Vlaamse Gewest (Imewo), het Waalse Gewest (IGH) en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (Sibelga). De prijzen zijn uitgedrukt in EUR/MWh en inclusief BTW.

⁶⁹ Stel: men kiest voor Electrabel EnergyPlus en tekent in voor één jaar vanaf de maand juli 2011. Dan loopt de periode van juli 2011 tot en met juni 2012. Voor elk van de 12 maanden in deze periode wordt voor Igd en Gpi een waarde berekend. Aan het einde (juni 2012) wordt dan het gemiddelde van deze 12 waardes genomen en ingevuld in de prijsformule om de factuur te bepalen.

Figuur 7: Overzicht⁷⁰ totaalfactuur (EUR/MWh) gas T2-klant (Bron: CREG)



154. De voornaamste vaststellingen zijn:

- de totale aardgasfactuur stijgt, ongeacht het gewest;
- de sterkste stijging vond plaats van 2010 naar 2011 voornamelijk toe te schrijven aan de energiecomponent;
- de belangrijkste component in de totaalfactuur is de component energie.

155. De tabel (in EUR/MWh) hieronder verschaft voor de DNB Imewo meer details met betrekking tot de exacte evoluties per component. De situatie voor verschillende leveranciers, voor de verschillende gewesten en voor verschillende typeklanten wordt uitvoerig besproken in studie (F)110922-CDC-1096 over “de componenten van de elektriciteits- en aardgasprizen” van 22 september 2011.

⁷⁰ Er dient opgemerkt te worden dat op de factuur de (geïndexeerde) energieprijis inclusief transportkosten wordt voorgesteld. Voor de doeleinden van deze studie werd dit afzonderlijk weergegeven.

Tabel 6: Evolutie totaalfactuur (EUR/MWh) gas voor een T2-klant (Imewo) (Bron: CREG)

	Imewo 2009	Imewo 2010	Imewo 2011	%2011	%2009-2010	%2010-2011	%2009-2011
Energie	28,59	31,37	40,19	58,43%	9,72%	28,12%	40,57%
Transport	1,60	1,36	1,40	2,04%	-15,00%	2,94%	-12,50%
Distributie (excl. openb. heff.)	11,96	12,76	13,54	19,68%	6,74%	6,10%	13,25%
Openbare heffingen	0,69	0,61	0,79	1,15%	-11,01%	29,12%	14,91%
Energietaks & BTW	10,14	10,84	12,87	18,70%	6,90%	18,68%	26,88%
Prijs eindgebruiker, alles inbegrepen	52,98	56,95	68,79	100,00%	7,49%	20,80%	29,85%

156. We stellen vast dat in 2011 de component energie het zwaarste doorweegt (58,43%) in de totaalfactuur. Als we daar het transport⁷¹ nog aan toevoegen, wat de gangbare voorstelling is op de factuur die de klant krijgt, dan betreft het 60,45%. Op de tweede plaats staat het distributienettarief (19,68%, exclusief openbare heffingen). De component energie is daarenboven over de periode 2009-2011 sterkst gestegen (+ 40,57%). De totale factuur, alle componenten inbegrepen, steeg met 29,85%.

157. In de volgende paragrafen worden de bovenstaande componenten behandeld. De analyse voor de leveranciersprijs gebeurt onder II.1.2.2 Energie. De componenten openbare heffingen, energiebelasting en BTW worden ook voor gas samen besproken (II.1.2.5 Heffingen, toeslagen en belastingen).

II.1.2.2 Energie

- **Leveranciersprijs**

158. De prijs die de leveranciers aanrekenen voor de molecule fluctueert (in het geval van een prijsformule met geïndexeerde energieprijzen) over de maanden heen. Op de tarieffiche, zoals opgenomen in Bijlage 4, is de prijs voor het gebruik van het transportnet mee verwerkt in de energieprijs. In de tabel hierboven werd deze component afgezonderd. Echter, de impact van dit tarief (+/- 2% van de totaalfactuur) is niet van die aard dat het opnemen of weglaten ervan de conclusies substantieel verandert.

⁷¹ Dit is verschillend met de situatie voor elektriciteit. Fluxys factureert aan de leverancier.

159. De energieprijis kan in twee delen worden opgesplitst: enerzijds is er de vaste vergoeding (EUR/jaar) en anderzijds een prijs per verbruikte kWh. De prijsformule die binnen Electrabel EnergyPlus (GAS 30) wordt weerhouden, is de volgende:

Energieprijs

= vaste vergoeding (EUR/jaar) + prijs per kWh (cEUR/kWh)

= $22,36 * Igd + [(2,0874 * Gpi) + (0,1773 * Igd)]$

➤ ***Vaste vergoeding***

160. Net zoals bij elektriciteit is de vaste vergoeding voor de aardgasprijs een weinig transparant element binnen de factuur. Op basis van de waarde voor de parameter Igd in Bijlage 4 bedraagt de vaste vergoeding 38,35 EUR/jaar (excl. BTW). Inclusief BTW gaat het over 46,52 EUR/jaar. Gemiddeld bedroeg de vaste vergoeding (op basis van de 36 noteringen tussen januari 2009 en december 2011) 37,67 EUR/jaar (excl. BTW) en de totale factuur 1.169,11 EUR/jaar (excl. BTW). Dit is gemiddeld 3,22% (ten opzichte van 13% bij elektriciteit).

161. Zoals bij elektriciteit varieert de vaste vergoeding ook heel sterk in het geval van de prijsformules voor aardgas. In volgende tabel wordt een overzicht gegeven van de vaste vergoeding voor verschillende leveranciers, telkens voor een klant van het type T2. De prijzen zijn exclusief BTW (inclusief transport).

Tabel 7: Vaste vergoeding aardgas (Bron: prijsformules leveranciers)

Tarief	T2 (23,26 MWh/jaar)
Ebem	33,22
Electrabel EnergyPlus	39,13
Electrabel Basisofferte	39,93
Electrabel GroenPlus (vast 2 jaar)	46,74
Electrabel Optibudget	46,49
Eneco	33,06
Essent (alle 3 formules)	33,06
Lampiris	28,93
Luminus Actief	42,43
Luminus Actief Connect	42,43
Luminus Standaard	49,92
Nuon Budget	0,00
Nuon Aardgas	61,98
Nuon Vast 3 jaar	61,98
Octa+ Aardgas	33,06
Octa+ Aardgas Anniversary	24,79

162. De vaste vergoeding voor de prijsformules van aardgas ligt in absolute waarde⁷² gevoelig lager dan bij de prijsformules voor elektriciteit. Net zoals bij elektriciteit biedt Nuon een formule aan met een vaste vergoeding gelijk aan nul EUR/jaar (Nuon Budget). Dezelfde leverancier biedt evenzeer de formules aan met de grootste vaste vergoeding, t.t.z. Nuon Aardgas en Nuon Vast 3 jaar (61,98 EUR/jaar).

➤ **Eenheidsprijs**

163. De eenheidsprijs binnen de prijsformule Electrabel EnergyPlus (GAS 30) is afhankelijk van twee parameters, met name Igd en Gpi. De parameter Igd (Index gas distributie) werd verondersteld de evolutie weer te geven van de kosten van de distributie, andere kosten dan deze in verband met de aankoop van het gas, en werd bepaald bij aanbeveling van het Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas. Gpi is een moleculeparameter (gelinkt met de aankoop van aardgas).

⁷² Procentueel (t.o.v. de totale factuur) is het ook lager, omdat de impact van de volumes bij de aardgasfactuur veel sterker speelt dan bij de elektriciteitsfactuur (elektriciteit: 3.500 kWh – aardgas 23.260 kWh).

164. De CREG stelt vast dat de leveranciers in de residentiële markt vier moleculeparameters gebruiken, namelijk de Gpi (ECS), de Igm (Luminus), de Gni2 (Nuon) en de TTF (Lampiris, Essent, Octa+).

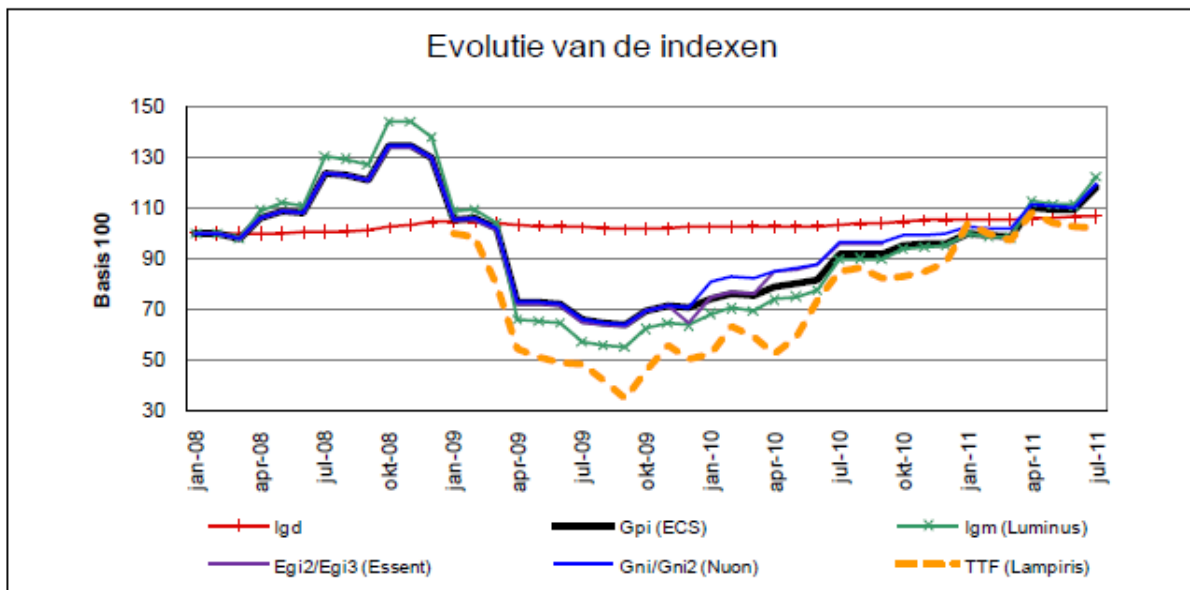
165. De parameters die de drie eerste leveranciers gebruiken, zijn afkomstig van een formule die vrijwel identiek is aan de formule van de Iga van vóór de vrijmaking en zijn gebaseerd op gas- en olienoteringen. De CREG is van mening dat het opstellen van moleculeparameters bij deze leveranciers, die hoofdzakelijk een indexering op basis van de olieprijs gebruiken, nodeloos complex en verouderd is. Het gebruik van deze parameters is steeds minder relevant. In haar studie⁷³ (F)110428-CDC-1063 over “de kwaliteit van de parameters in de tarifiering van aardgas” dd 28 april 2011 analyseert de CREG dit probleem in detail (cfr. ook het persbericht⁷⁴ van de CREG terzake).

166. De evolutie van de indexen speelt een belangrijke rol bij de evolutie van de leveranciersprijs. Sinds begin 2008 zijn de indexen in stijgende lijn tot in november 2008. In november 2008 is de leveranciersprijs dan ook op zijn hoogste punt. Na november dalen de indexen door de economische crisis en de daarmee gepaard gaande lagere noteringen van de aardgas- en olieprijsen. De lagere noteringen van de aardgasprijsen waren ook het gevolg van het overaanbod van LNG en de ontdekking van *shale gas* in de Verenigde Staten van Amerika. Deze daling zet zich voort tot in de zomer van 2009. Daarna stijgen de indexen gestaag. In juli 2011 wordt terug het prijsniveau van de zomer van 2008 gehaald. Onderstaande figuur geeft de evoluties weer.

⁷³ Cfr. <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1063NL.pdf>

⁷⁴ Persbericht 20 mei 2011: De CREG betreurt de kwaliteit van de verschillende parameters die worden gebruikt om de gasprijzen te bepalen en vraagt aan de leveranciers om hun tariefformules aan te passen, zie <http://www.creg.info/pdf/Presse/2011/compress20052011nl.pdf>

Figuur 8: Evolutie van de indexen (Bron: studie 1096)



167. De CREG is voorstander van het gebruik van een moleculeparameter die op aardgasnoteringen is gebaseerd, zoals dat het geval is bij Lampiris, Essent en Octa+. Dit omdat kan vastgesteld worden dat de aardgasprijs en aardolieprijs minder met elkaar gelinkt zijn dan vroeger.

➤ **Relatie aardgasprijs-aardolieprijs**

168. Vanaf de jaren 1960 werd aardgas een belangrijke component in de energiebalans van de ontwikkelde landen en werd het op grote schaal ontgonnen en verbruikt. Globaal gezien ontwikkelden zich twee grote prijsmechanismen. Vanaf de jaren 1980 in de Verenigde Staten en later ook in het Verenigd Koninkrijk werd de prijs van aardgas bepaald door het spel van vraag en aanbod op specifieke marktplaatsen (hubs)⁷⁵. In continentaal Europa daarentegen, werd de prijs van aardgas afgeleid van de prijs van aardolie, dat al veel langer wereldwijd als grondstof werd verhandeld en geprijsd. Aan de oorsprong daarvan lag de idee dat, in afwezigheid van liquide marktplaatsen, aardgas moest worden geprijsd ten opzichte van zijn meest nabije substitutieproduct c.q. concurrerende brandstoffen op de afzetmarkt (aardolie en afgeleide producten ervan alsook steenkool). De prijszettingmethode die wordt gebruikt, is de zogenaamde “net-back” methode⁷⁶:

⁷⁵ Energy Charter Secretariat, *Putting a Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas*, 2007, 59 p.

⁷⁶ Swartenbroekx C., 2007, *The gas chain: influence of its specificities on the liberalization process*, zie <http://aei.pitt.edu/11014/1/wp122En.pdf>

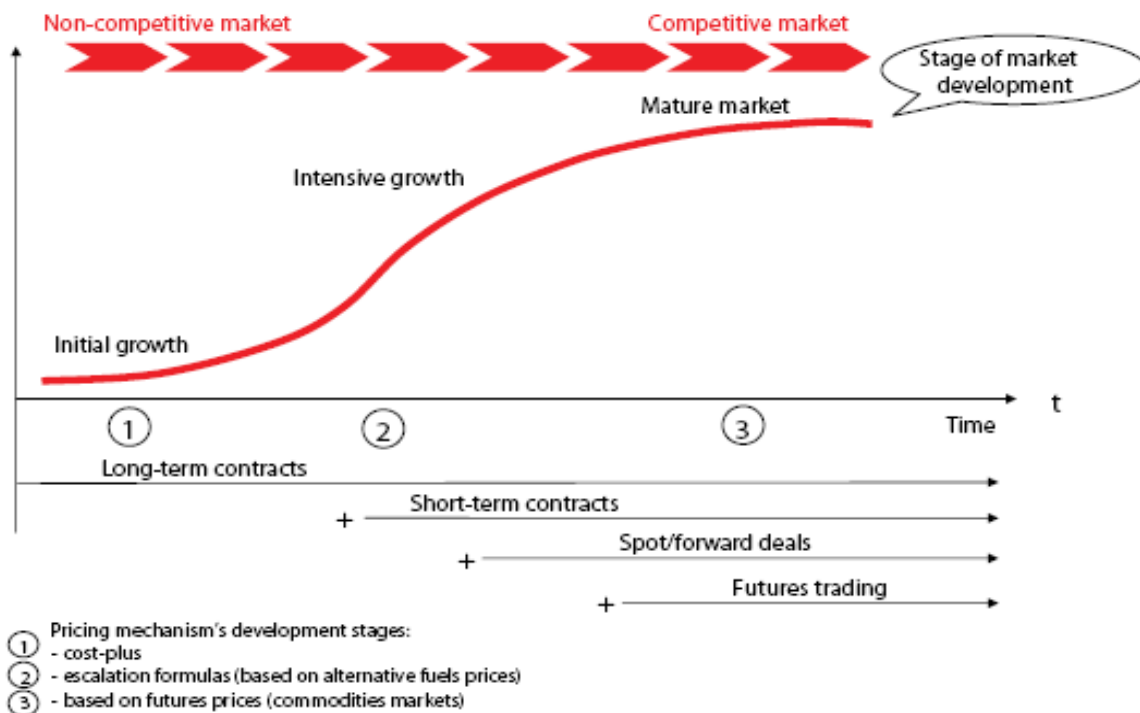
“Over de prijs van gas wordt onderhandeld door de invoerder/koper op basis van de prijs die op de afzetmarkten betaald wordt voor vervangingsproducten (stookolie en gasolie), waarbij de diverse kosten die gedragen dienen te worden tot aan het leveringspunt (kosten van distributie, opslag, transport en eventueel hervergassing) uit deze prijs worden gelicht. Het bedrag dat op deze manier “terugberekend” wordt, vertegenwoordigt de maximumprijs die de invoerder bereid is te betalen voor het gas. Langs de kant van de producent/verkoper is de minimumprijs die hij wil verkrijgen, de prijs die niet alleen de productiekosten dekt, maar ook de kosten van het transport tot aan het leveringspunt (eventueel incl. liquefactie) en licentierechten. De prijs die uiteindelijk overeengekomen wordt, situeert zich hier ergens tussen. Hij zal van het onderhandelingsvermogen van de betrokken partijen afhangen en zal de verdeling van de inkomsten tussen hen bepalen.”

169. Ook aan de productiezijde was er een relatie: aardgas werd lang als een bijproduct van de aardoliewinning (*wet gas*) beschouwd. Zelfs na de ontdekking van pure (*dry gas*) aardgasvelden (vb. het Slochterenveld in Groningen, Nederland), werd lang de voorrang gegeven aan de ontginning van *wet gas* velden als een manier om de vroege rendementen van het project (gezamenlijke winning van aardolie en aardgas) te maximaliseren⁷⁷.

170. Gelijklopend met de prijsmechanismen, verschilt ook de contractuele relatie tussen producenten en kopers in beide regio's. Belangrijk in dat opzicht is het gegeven dat zowel de Verenigde Staten als het Verenigd Koninkrijk zelf gasproducerende landen zijn met een veelheid van middelgrote tot kleine gasvelden. De meeste landen van continentaal Europa kennen daarentegen geen binnenlandse productie en zijn voor hun consumptie aangewezen op landen als Rusland, Noorwegen en Nederland die beschikken over grote gasvelden en die met lange pijpleidingen het aardgas exporteren. Teneinde deze investeringen terug te verdienen, werden langetermijnovereenkomsten gesloten voor de afname van aardgas op een *take or pay* basis wat de volumes betreft. Op de hubs daarentegen, wordt er veeleer met kortetermijncontracten gehandeld. In de Verenigde Staten en het Verenigd Koninkrijk heeft zich zowel een liquide *spot* als *futures* markt voor aardgas ontwikkeld. Onderstaande figuur geeft zowel de evolutie van de prijsmechanismen als van de contractuele relaties weer.

⁷⁷ Internationaal Energie Agentschap, *Medium-Term Oil and Gas Markets 2010*, 79 p.

Figuur 9: Ontwikkeling van de aardgasmarkt (Bron: Andrei Konoplyanik)



171. Een aantal technische factoren doet de oorspronkelijke idee van substitutie en bijgevolg prijsskoppeling tussen aardgas en aardolie(producten) stilaan aan kracht verliezen⁷⁸:

- de eliminatie van aardolieproducten in vele energie-intensieve sectoren;
- de kost en het ongemak om aardolieverbrandingsinstallaties en aardolievoorraden in stand te houden;
- de opkomst van moderne aardgasverbrandingsinstallaties waarin het gebruik van aardolie een substantieel rendementsverlies zou inhouden;
- verstrengde milieustandaarden inzake emissies, in het bijzonder voor zwavel en stikstof.

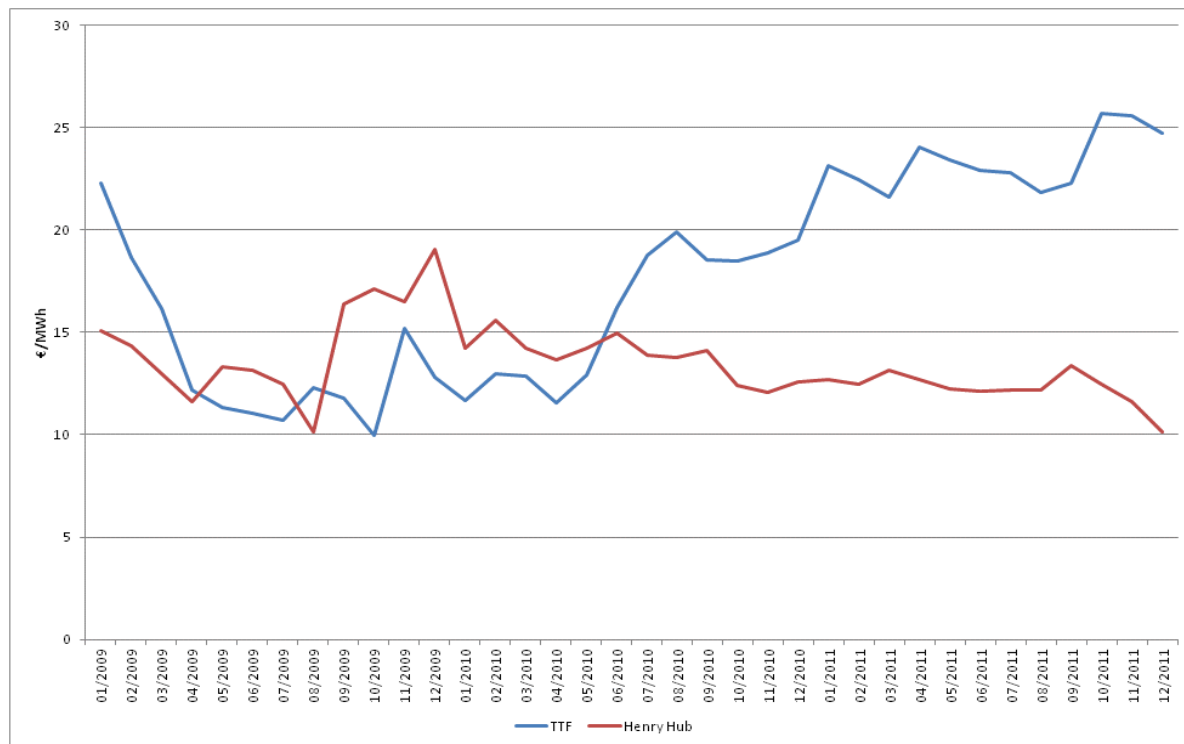
172. Daarnaast hebben economische redenen de aardolie- en aardgasprijzen zichtbaar doen ontkoppelen, zowel in de Verenigde Staten als in Europa. Aan de aanbodzijde ondervond de aardgasmarkt een dubbele schok door de felle opkomst van de onconventionele aardgasproductie in Noord Amerika en door de bijkomende LNG-capaciteit. Aan de vraagzijde werd de aardgasmarkt harder geraakt dan de aardoliemarkt, met een wereldwijde daling van de vraag van respectievelijk 3-4% en 1%⁷⁹.

⁷⁸ STERN, J. en ROGERS, H., Oxford Institute for Energy Studies, *The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe*, 2011, p. 2.

⁷⁹ Internationaal Energie Agentschap, *Medium-Term Oil and Gas Markets 2010*, p. 198

173. Volgende figuur geeft tenslotte de noteringen weer van twee beursplatforms, enerzijds de TTF (Nederland), anderzijds de Henry Hub (USA). Sinds halverwege 2010 is de TTF-notering duidelijk hoger dan de notering van de Henry Hub, dit omwille van de redenen die hier net werden uiteengezet.

Figuur 10: Noteringen op Henry Hub en TTF 2009 – 2011



174. De markt in de USA is momenteel zowel ontkoppeld van de andere markten (Azië, Europa) als van de olieprijs. Deze ontkoppeling is voornamelijk te wijten aan de productie van *shale gas* in de USA. Er zijn een aantal projecten om het overschot aan gas in de USA onder andere naar Europa uit te voeren (mits te investeren in de nodige liquifactiecapaciteit), wat zou kunnen leiden tot een terugkoppeling met de Europese spotmarkt (NBP).

175. Echter, in de huidige marktomgeving (productie in de USA, hoge LNG-prijs in Azië) en zolang deze liquifactieprojecten niet effectief worden uitgevoerd, lijkt het praktisch onmogelijk dat een US-trader in Europa gas zou verkopen op de NBP. Er bestaan momenteel ook geen financiële *spread* producten 'TTF-Henry Hub' (of NBP-Henry Hub).

176. Wat eventueel wel zou kunnen, is dat een trader een Henry Hub geïndexeerd product zou verkopen, terwijl hij fysisch gas aankoopt op de TTF, mits zich dan te hedgen via opties op NYMEX. Hij dient hiervoor evenwel de optieprijs en de initiële aankoopprijs op TTF of NBP ook in zijn verkoopprijs mee te rekenen. Echter, de vraag is of er in Europa verbruikers

geïnteresseerd zouden zijn om onder die voorwaarden gas te kopen, geïndexeerd aan de Henry Hub prijzen.

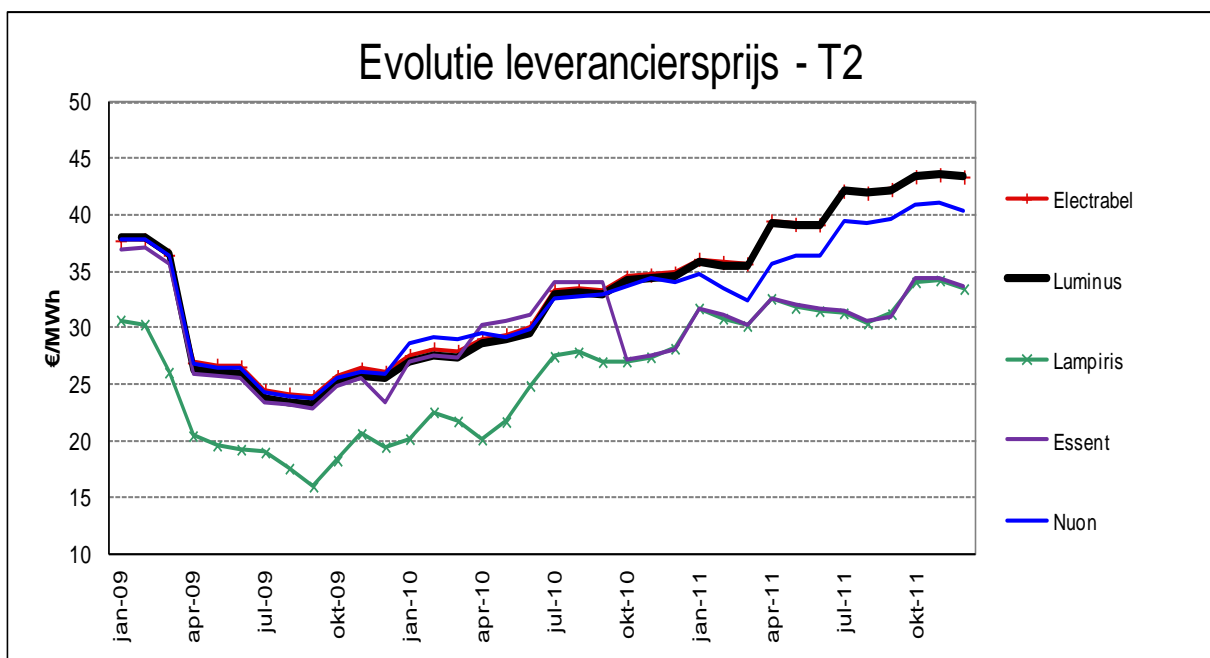
➤ **Vergelijking leveranciersprijzen**

177. In deze paragraaf vergelijken we vijf prijsformules van vijf verschillende leveranciers. Het betreft telkens het referentieproduct van de leveranciers, t.t.z. het product dat bij de leverancier in kwestie het meest gevraagd wordt. De producten zijn:

- Electrabel EnergyPlus (GAS 30);
- Luminus Actief;
- Nuon Aardgas;
- Lampiris gasprijs;
- Essent aardgas variabel (Essent 30)/Essent Eco.

178. De volgende figuur geeft een overzicht van de prijsformules van vijf leveranciers voor de periode 2009-2011, voor wat betreft de energiecomponent (exclusief transport).

Figuur 11: Leveranciersprijzen aardgas (EUR/MWh, excl. transport, excl. BTW)



179. Uit de grafiek kan worden besloten dat over de periode 2009-2011 Lampiris steeds de goedkoopste was (wat ook al bij elektriciteit zo was). Dit heeft voornamelijk te maken met het feit dat Lampiris een prijsformule heeft die volledig is geïndexeerd op de evolutie van de spotprijs (TTF) van aardgas. De prijsformules die een parameter hebben die gebaseerd is op de aardolieprijzen zijn over het algemeen, over de beschouwde periode, duurder.

180. Opmerkelijk is ook de beweging die de prijs van Essent maakt. Essent veranderde zijn prijsformule in oktober 2010 en schakelde over op een gasindexering. Het gevolg is dat sinds dat moment de prijs van Essent op een vergelijkbaar niveau ligt dan dat van Lampiris.

II.1.2.3 Transmissie

- **Algemene bepalingen**

181. Het transmissienettarief van Fluxys NV dekt de kosten voor het gebruik van de circa 4.000 kilometer hoge druk pijpleidingen in België.

182. Krachtens artikel 39(1) van de derde Gasrichtlijn dient iedere lidstaat één enkele nationale regulerende instantie op nationaal niveau aan te wijzen. In België is de CREG de nationale regulerende instantie op grond van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de gasmarkt en het fiscaal statuut van de elektriciteitsproducenten. Als eerste taak van de nationale regulerende instantie vermeldt artikel 41(1) van Richtlijn 2009/73/EG het “*vaststellen of goedkeuren, volgens transparante criteria, van transmissie- of distributietarieven of de berekeningsmethodes hiervoor*”. Conform artikel 41(6) van Richtlijn 2009/73/EG is de vaststelling van de tarifaire methode, een minimale en exclusieve bevoegdheid van de regulator. Daarnaast voorziet artikel 41(10) van Richtlijn 2009/73/EG in de mogelijkheid voor de regulator om enerzijds de toegepaste methoden en tarieven te wijzigen en om anderzijds voorlopige methoden en tarieven vast te leggen.

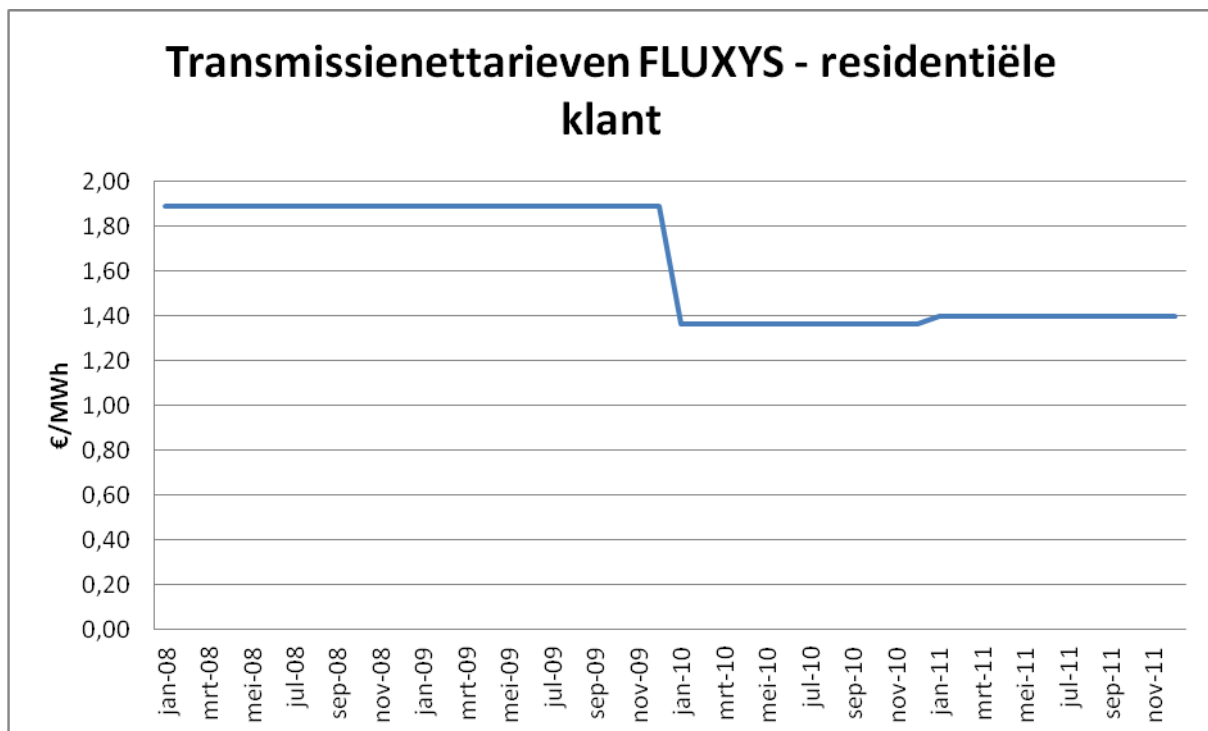
183. Op voornoemde gronden heeft het Directiecomité van de CREG op 24 november 2011 het besluit (Z)111124-CDC-1110/2 aangenomen tot vaststelling van voorlopige methoden voor het berekenen en vastleggen van de tarifaire voorwaarden inzake de aansluiting op en toegang tot het aardgastransmissienet, de opslaginstallatie voor aardgas en de LNG-installatie.

184. Eerder, meer bepaald op 18 december 2009, hadden de CREG en Fluxys reeds een akkoord gesloten over een reeks twistpunten met betrekking tot de regulatoire periode 2008-2011. Zij kwamen ook overeen om de beginselen die in dat akkoord worden beschreven tijdens de volgende regulatoire periode 2012-2015 verder toe te passen.

- **Meerjarentarieven 2008 - 2011**

185. De figuur hieronder geeft een overzicht van de transmissienettarieven voor de periode 2008-2011. De transmissienettarieven van Fluxys zijn uitgedrukt in EUR/m³/u maar werden geconverteerd naar EUR/MWh door te veronderstellen dat een residentiële klant 1,4 m³/u nodig heeft gedurende 1.850 uren per jaar. Bovendien werd verondersteld dat 1 m³ aardgas gemiddeld 10,7 kWh energie bevat.

Figuur 12 : Evolutie tarieven Fluxys (Bron: CREG)



186. De beslissingen van de CREG over de transmissienettarieven 2008-2011 werden door het Hof van Beroep geschorst. Het gevolg was dat Fluxys de tarieven van 2007 in de jaren 2008 en 2009 verder heeft toegepast.

187. Op basis van bovenvermeld akkoord tussen de CREG en Fluxys werden nieuwe tarieven goedgekeurd voor de resterende jaren van de regulatoire periode, zijnde 2010-2011.

188. Zoals blijkt uit bovenstaande figuur resulteerde deze goedkeuring, na zes jaar onderhandelen, in een daling van ongeveer 25% van de transmissienettarieven met ingang op 1 januari 2010. Deze daling vond vooral zijn oorsprong in de synergieën van de vervoers- en transitactiviteiten, waarvan deze laatste voordien als niet gereguleerd werden aanzien.

189. De tabel hieronder geeft een inzicht in de opdeling van het totale budget voor transmissie.

Tabel 8: Samenstelling van het totaal budget van de transmissieactiviteit van Fluxys – werkelijkheid 2008/2009 & budget 2010/2011 in EUR (Bron: CREG)

[Vertrouwelijk]

190. Zoals te lezen valt uit bovenstaande tabel maakt de billijke vergoeding, na belasting, circa 25% van het totaal budget voor transmissie uit. In het budget zitten geen openbare dienstverplichtingen maar wel vennootschapsbelastingen die circa 12 % van het budget vertegenwoordigen.

De tabel hieronder geeft een inzicht in de opdeling van het totale budget voor opslag.

Tabel 9: Samenstelling van het totaal budget van de opslagactiviteit van Fluxys – werkelijkheid 2008/2009 & budget 2010/2011 in EUR (Bron: CREG)

[Vertrouwelijk]

191. Ook hier blijkt uit de tabel dat de billijke vergoeding, na vennootschapsbelasting, circa 25% van het budget voor opslag vertegenwoordigt. Het jaar 2010 is een uitzonderlijk jaar omdat dan de installatie in Dudzele werd stopgezet. Bij die buitendienststelling mag de netbeheerder de herwaarderingsmeerwaarden van de installatie, onder bepaalde voorwaarden, in de tarieven verhalen. Deze voorstelling is nog niet goedgekeurd door de CREG maar is wel reeds op die manier in de boekhouding verwerkt. In het budget zitten geen openbare dienstverplichtingen maar wel vennootschapsbelastingen die circa 14 % van het budget vertegenwoordigen.

- **Meerjarentarieven 2012 - 2015**

192. In het kader van het bovenvermelde akkoord tussen de CREG en Fluxys werden op 22 december 2011 de tarieven voor 2012 tot en met 2015 goedgekeurd. Ten opzichte van 2011 stijgen de tarieven globaal gezien jaarlijks met de inflatievoet zoals overeengekomen tussen de CREG en Fluxys.

193. Fluxys voorziet om einde 2012 het '*full entry/exit*' systeem in te voeren waarbij afnamecapaciteit volledig onafhankelijk van ingangscapaciteit kan worden geboekt. De tarieven die met deze entry/exit-capaciteiten gepaard gaan, zijn reeds goedgekeurd door dezelfde beslissing van 22 december 2011. Hoewel de tarieven wijzigen, blijft de totale kost dezelfde voor de netgebruiker omdat de optelsom van de tarieven voor ingangscapaciteit en de afnamecapaciteit in het nieuwe systeem dezelfde is als de optelsom van de tarieven voor de ingangs-, segments- en afnamecapaciteit in het vorige systeem.

II.1.2.4 Distributie

194. Als derde component van de aardgasprijs bekijken we de distributienettarieven. Ook hier, net zoals voor elektriciteit, wordt de evolutie van de tarieven over de periode 2009-2011 bekeken en dit voor de volgende drie distributienetbeheerders:

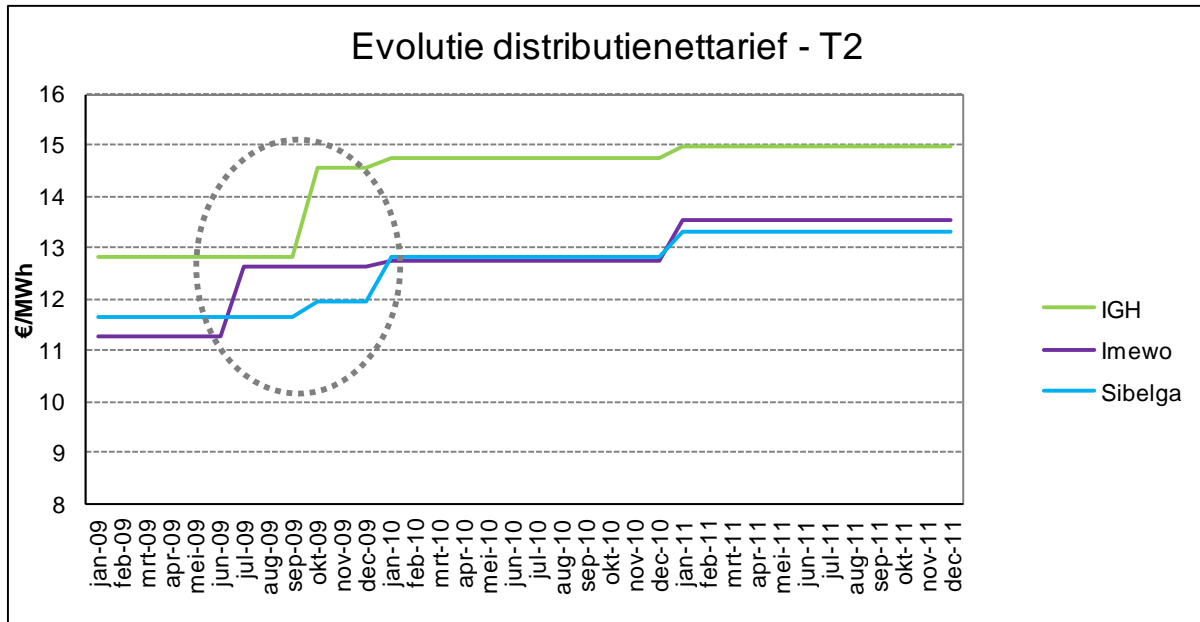
- Vlaanderen: Imewo;
- Wallonië: IGH;
- Brussel: Sibelga.

195. Voor de algemene bepalingen inzake de nettarieven voor distributie verwijzen naar de uiteenzetting onder de paragraaf II.1.1.4 Distributie.

- **Distributenettarieven 2009 - 2012**

196. De figuur hieronder geeft een overzicht van de distributenettarieven⁸⁰ voor de periode 2009-2011.

Figuur 13 : Overzicht evolutie distributenettarieven⁸¹ gas (EUR/MWh) (Bron: CREG)



197. Voor de distributenettarieven voor aardgas werden naar analogie met elektriciteit dezelfde procedures doorlopen. Dit wil zeggen:

- opleggen van voorlopige tarieven vanaf 1 januari 2009, wat concreet inhield dat de tarieven voor het exploitatiejaar 2008 werden verlengd;
- goedkeuring van definitieve tarieven voor Imewo (vanaf 1 juli 2009) en Sibelga en IGH (vanaf 1 oktober 2009) na het volledig invullen van het rapporteringmodel door de distributienetbeheerders.

198. Zoals blijkt uit bovenstaande figuur resulteerde de goedkeuring van de tarieven in de tweede helft van 2009 in een stijging van de distributenettarieven. Deze stijging vond vooral zijn oorsprong in het regulatorisch kader van de meerjarentarieven zoals vervat in het Koninklijk

⁸⁰ Net zoals bij elektriciteit zijn de openbare heffingen uit de distributenettarieven gehaald en worden deze apart besproken onder de paragraaf II.1.2.5 Heffingen, toeslagen en belastingen. Daarenboven worden in Bijlage 3 bijkomende details verschaft.

⁸¹ Zoals in Bijlage B van studie 1096 wordt uiteengezet, betreft het opnieuw tarieven zonder openbare heffingen.

Besluit van 2 september 2008⁸². Als belangrijkste oorzaken van deze stijgingen wordt vooral verwezen naar⁸³:

- hogere billijke vergoeding door de aanpassing van de verhouding Eigen Vermogen/Gereguleerde activabasis in plaats van Eigen Vermogen/Totaal Vermogen;
- automatische indexering van de gebudgetteerde kosten 2008 in plaats van de laatste gekende werkelijke kosten;
- afschrijvingen op meerwaarden (toegestaan door Hof van Beroep);
- productiviteitsstijging kleiner dan inflatie over 4 jaar + basis voor berekening productiviteitsstijging zijn enkel een beperkt aantal beheersbare kosten.

199. Daarenboven moet in de aanloop naar het tot stand komen van het regulatorisch kader worden verwezen naar het groot aantal juridische procedures dat tegen de beslissingen van de CREG liep. De discretionaire bevoegdheid van de CREG inzake beoordeling van kosten en tarieven werd uitgehold door de rechtspraak van het Hof van Beroep te Brussel. Omwille van de juridische onduidelijkheden die ontstonden, ondermeer omwille van tegenstrijdige arresten van het Hof van Beroep, werden door de CREG en de distributienetbeheerders dadingen afgesloten.

200. Een belangrijk verschil tussen de samenstelling en de evolutie van de distributienettarieven aardgas en deze voor elektriciteit is de impact van de kosten voor openbare dienstverplichtingen. Waar in de evolutie van de distributienettarieven voor elektriciteit, zeker in Vlaanderen, een groot deel (meer dan 20%) van de evolutie kan worden toegeschreven aan de kosten voor openbare dienstverplichtingen is dit in de aardgastarieven veel minder het geval.

⁸² Koninklijk Besluit van 2 september 2008 betreffende de regels met betrekking tot de vaststelling van en de controle op het totaal inkomen en de billijke winstmarge, de algemene tariefstructuur, het saldo tussen kosten en ontvangsten en de basisprincipes en procedures inzake het voorstel en de goedkeuring van de tarieven, van de rapportering en kostenbeheersing door de beheerders van distributienetten voor aardgas.

⁸³ Zie brieven (Ref: DIRP/GCA/kfe/08/334 van 28 november 2008 & DIRP/GCA/NCO/kfe/09/295 van 20 november 2009) aan de Minister van Energie en de leden van het Kernkabinet. Hierin wordt uitgebreid op de belangrijke stijging van de nettarieven 2009-2012 ingegaan.

201. De tabel hieronder geeft een inzicht in de opdeling van het totale budget van de distributienetbeheerders naar de belangrijkste onderscheiden componenten. Voor aardgas beperken de openbare dienstverplichtingen zich vooral tot sociale openbare dienstverplichtingen – levering aan gedropte en sociale klanten⁸⁴ – en ondersteuning van rationeel energiegebruik. De kosten voor sociale openbare dienstverplichtingen hebben vooral in Brussel (Sibelga) en Wallonië (IGH) over de periode 2009-2011 een sterke stijging gekend. Vlaanderen heeft een gelijkaardige stijging gekend voor 2009.

Tabel 10: Samenstelling van het totaal budget van de distributienetbeheerders – 2009/2010 & budget 2011 (Bron: CREG)

	IMEWO			SIBELGA			IGH		
	werkelijkheid 2009	werkelijkheid 2010	budget 2011	werkelijkheid 2009	werkelijkheid 2010	budget 2011	werkelijkheid 2009	werkelijkheid 2010	budget 2011
Werkingskosten (incl afschr.)	52,18%	52,16%	49,77%	50,34%	50,65%	53,57%	47,26%	41,90%	49,24%
Billijke vergoeding	25,08%	23,68%	22,85%	21,16%	19,39%	19,85%	26,15%	15,67%	11,11%
Financiële lasten	11,16%	12,29%	15,73%	0,04%	0,30%	0,43%	7,45%	7,22%	18,45%
Openbare dienstverplichtingen	2,18%	3,44%	3,68%	6,01%	6,05%	5,63%	12,02%	19,63%	15,25%
Heffingen	9,41%	8,43%	7,97%	22,44%	23,61%	20,53%	7,11%	15,58%	5,96%
TOTAAL BUDGET	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

- **Distributienettarieven 2012**

202. In bovenstaande paragrafen wordt een inzicht gegeven in de evolutie van de distributienettarieven voor aardgas over de periode 2009-2011. Aangezien de eerste volledige meerjaren regulatoire periode loopt over een periode van vier jaar, zijnde 2009-2012, kunnen we nu reeds stellen dat er voor het jaar 2012 geen grote schokken meer worden verwacht in de distributienettarieven. Voor 2012 stijgen de tarieven in lijn met de verwachte inflatie, zoals dit ook voor 2011 het geval was.

203. Deze verwachtingen voor 2012 gaan natuurlijk uit van een *business as usual* scenario. Hierbij dient steeds in het achterhoofd te worden gehouden dat de CREG op basis van artikel 41(10) van de derde Gasrichtlijn moet toezien op de evenredigheid en de niet discriminatie van de nettarieven en dus bijgevolg de mogelijkheid moet hebben om de tarieven aan te passen.

⁸⁴ Zie ook CREG, Studie (F)111215-CDC-1131 betreffende het aanrekenen van kosten door de distributienetbeheerders als gevolg van de sociale openbare dienstverplichtingen op de elektriciteitsmarkt. Deze studie geeft een gedetailleerd overzicht van de sociale openbare dienstverplichtingen opgelegd aan de distributienetbeheerders actief binnen de elektriciteitsmarkt, maar kan naar beschrijving van klantengroepen (beschermd – niet beschermd klanten) ook worden toegepast binnen de aardgasmarkt.

- **Distributienettarieven 2013-2016**

204. Via haar ontwerp van besluit (Z)110908-CDC-1107 tot vaststelling van methoden voor het berekenen en vastleggen van de tarifaire voorwaarden inzake de aansluiting op en toegang tot de aardgasdistributienetten (hierna: ontwerp van tarifaire methoden) heeft de CREG uitvoering gegeven aan haar europeesrechterlijke opgedragen taak. Artikel 41(6) van de derde Gasrichtlijn stelt immers dat de regulerende instanties bevoegd zijn voor de vaststelling of de voldoende ruim aan de inwerkingtreding voorafgaande goedkeuring van ten minste de methoden voor het berekenen of vastleggen van de voorwaarden inzake de aansluiting op en toegang tot nationale netten inclusief de transmissie-, opslag-, LNG- en distributietarieven.

205. Het ontwerp van tarifaire methoden heeft tot doel om de betrokken netbeheerders duidelijke instructies te geven en dit voldoende voorafgaand aan de nieuwe regulatoire periode 2013-2016. Deze tarifaire methoden hebben daarenboven tot doel om het evenwicht tussen de belangen van de netbeheerders en de consument te herstellen⁸⁵, zonder echter de in het verleden gekende tariefmethodologie overhoop te halen.

206. De tarifaire methoden voorzien in een duidelijk overzicht van de vooropgestelde tariefstructuur, de door de netbeheerder te volgen procedures bij het indienen van rapporteringen bij de CREG en de introductie van een nieuw en verbeterd rapporteringmodel. Daarenboven wordt conform artikel 41(8) van de derde Gasrichtlijn voorzien in een beoordelingsmodel voor kostenbeheersing. Dit beoordelingsmodel en de daarbij horende geïdentificeerde efficiëntiedoelstellingen moeten ervoor zorgen dat de distributienetbeheerders passende stimulansen krijgen, zowel op korte als op lange termijn, om hun efficiëntie te verbeteren.

II.1.2.5 Heffingen, toeslagen en belastingen

- **Openbare heffingen**

207. Zoals vermeld bij de bespreking van de distributienettarieven werden deze weergegeven exclusief openbare heffingen. In tegenstelling tot elektriciteit zijn de verschillen tussen de gewesten bij aardgas kleiner.

⁸⁵ Voor de verdere uitwerking van de impact van de in het ontwerp van tarifaire methoden voorziene maatregelen wordt verwezen naar Deel 2: Evaluatie van deze studie.

208. De verschillen tussen de gewesten worden hoofdzakelijk veroorzaakt door de lokale, provinciale, gewestelijke en federale heffingen. Tot in 2010 zijn deze ongeveer zeven maal hoger in Brussel dan in de zones met gemengde DNB's in Vlaanderen (1,05 EUR/MWh versus 0,15 EUR/MWh). Deze heffing bestaat niet in Wallonië (tot en met 2010) en in de zones met zuivere DNB's in Vlaanderen. Vanaf 2011 worden er ook overige lokale, provinciale, gewestelijke en federale heffingen aangerekend in Wallonië⁸⁶. Deze bedragen 1,90 EUR/MWh.

209. De federale bijdrage en toeslag beschermde klanten is voor alle gewesten gelijk:

- de federale bijdrage (0,15 EUR/MWh in 2011) die het door de OCMW's beheerde Sociaal Energiefonds en de werkingskosten van de CREG financiert;
- de federale toeslag beschermde afnemers (0,3506 EUR/MWh in 2011) die dient voor de financiering van de reële nettokost die voortvloeit uit de toepassing van sociale maximumprijzen voor de beschermde afnemers.

210. De volgende tabel geeft een overzicht van de openbare heffingen per gewest.

Tabel 11: Openbare heffingen gas (Bron: CREG, studie 1096)

EUR/MWh	2009	2010	2011
Federale bijdrage	0,15	0,15	0,15
Toeslag beschermde klanten	0,24	0,18	0,35
Aansluitingsvergoeding (enkel voor Wallonië)	0,075	0,075	0,075
De vennootschaps-en rechtspersonenbelasting	Verschillend per DNB		
De overige lokale, provinciale, gewestelijke en federale heffingen			

- **Energiebelasting en BTW**

211. Na de energiecomponent en het distributienettarief is de energiebelasting en BTW de component die het zwaarst doorweegt op de klantenfactuur voor een residentiële klant.

⁸⁶ Vanaf 2011 bestaat de "taxe de voirie" ook voor aardgas.

212. De energiebelasting of energiebijdrage financiert het Fonds voor het financieel evenwicht in de sociale zekerheid. Voor een T2-klant bedraagt dit 0,9889 EUR/MWh. Op deze bijdrage is daarenboven ook nog eens BTW verschuldigd.

213. De BTW is onveranderd op 21 % gebleven. Alle tariefcomponenten zijn aan BTW onderworpen, uitgezonderd de toeslag beschermde afnemers en de Waalse aansluitingsvergoeding. De belastbare basis volgt de evolutie van de andere componenten.

214. Voor een T2-klant kan worden vastgesteld dat, voor de beschouwde periode, de som van de energiebelasting en BTW is toegenomen binnen alle gewesten (Vlaanderen: Imewo, Wallonië: IGH en Brussel: Sibelga). Voor meer details in verband met deze evolutie verwijzen wij naar CREG-studie 1096.

II.1.3 Besluit

215. Uit bovenstaande analyse is gebleken dat, voor wat de particulieren betreft, de totale factuur over de periode 2009-2011, zowel voor elektriciteit als aardgas, sterk is gestegen, respectievelijk met 33,32% en 29,85% voor de respectievelijk weerhouden prijsformule en DNB. De sterkste stijging was waarneembaar tussen 2010 en 2011.

216. Voor elektriciteit is de stijging hoofdzakelijk toe te schrijven aan de component van de distributienettarieven. Deze component vertegenwoordigt de grootste kost in de totaalfactuur en is tussen 2009-2011 ook het sterkst gestegen (+48,44% voor de DNB uit het voorbeeld). Dit is hoofdzakelijk te wijten aan het regulator kader van de meerjarentarieven zoals vervat in het Koninklijk Besluit van 2 september 2008. Voor Vlaanderen komt daarboven nog eens het onvoorziene grote succes van de fotovoltaïsche installaties, aangesloten op het distributienet, waarvoor de DNB financiële ondersteuning dient te bieden, met repercussies op het distributienettarief als gevolg.

217. Daarenboven dient ook te worden opgemerkt dat de bijdrage voor hernieuwbare energie en WKK, en tal van heffingen, toeslagen en belastingen de elektriciteitsfactuur verder opdrijven.

218. Bij aardgas vertegenwoordigt de energiecomponent de grootste kost in de totaalfactuur (58,43% voor het weerhouden voorbeeld in 2011). Deze kost is over de beschouwde periode ook het sterkst gestegen (+40,57%). Op de tweede plaats volgen de distributienettarieven (19,68%).

219. Met betrekking tot de bepaling van de leveranciersprijs stelt de CREG de volgende twee zaken vast. Ten eerste wordt zowel bij elektriciteit als aardgas door bijna alle leveranciers een vaste vergoeding aangerekend. Deze term is een weinig transparant gegeven en verdient zeker opheldering. Dit kan gebeuren in het kader van de vangnetregulering.

220. Ten tweede gebruiken veel leveranciers nog steeds verouderde parameters. De CREG pleit er voor dat niet-representatieve parameters, die vaak nog hun oorsprong hebben in het gereguleerde regime, niet langer worden gebruikt. Leveranciers dienen daarentegen parameters in hun prijszetting te gebruiken die representatief zijn voor hun bevoorradingsstrategie die ze gebruiken om de klanten in hun Belgische portefeuille te dekken.

II.2 Bedrijven

221. In de brief van 19 december 2011 werd gevraagd om een onderscheid te maken tussen particulieren en bedrijven. In dit deel gaan we dieper in op de bedrijven waarbij de situatie voor de professionele afnemers (KMO's) en de (grote) industrie afzonderlijk wordt behandeld.

222. De situatie van de (grote) industrie is in die zin verschillend van de KMO dat zij zich als klant in een sterkere onderhandelingspositie bevindt en dit kan gebruiken tijdens de bilaterale onderhandelingen (met de leverancier). Daarenboven zijn deze klanten in het algemeen aangesloten op het hoogspanningsnet van Elia of het netwerk van Fluxys⁸⁷. De volumes energie die de grote industriële klant afnemen op één aansluitingspunt zijn ook groter dan voor de KMO's waardoor dit soms gepaard gaat met specifieke investeringen (die worden gesocialiseerd) in het net om deze klanten te kunnen bevoorraden.

⁸⁷ Zoals in de inleiding uiteengezet zijn er voor wat gas betreft ook industriële afnemers aangesloten op het netwerk van de DNB's, dit zijn de typeklanten T6.

223. Voor een aantal componenten (vb.: in het geval van de *commodity*) loopt de analyse grotendeels parallel met de analyse die hierboven werd gemaakt voor de particulieren. Er dient wel te worden opgemerkt dat voor de bedrijven de BTW-component aftrekbaar is en dus niet in de cijfers wordt opgenomen. De energiebelasting voor installaties met een aansluitingsvermogen groter dan 1 kV bedraagt nul EUR/MWh.

224. Ten slotte dient te worden vermeld dat in de consumptie-index geen⁸⁸ gewicht wordt toegekend aan deze typeklanten. Voor elektriciteit is de 'grootste' klant die in rekening wordt gebracht van het type De (verbruik van 20.000 kWh per jaar). Voor gas betreft het een klant van het type D3b met een verbruik van 34.890 kWh per jaar.

225. De profielen die de CREG weerhoudt in deze studie voor de professionelen zijn de Ic1 (elektriciteit) en de T4 (gas). Een Ic1 typeklant is een professionele klant, aangesloten op het middenspanningsnet, met een dagverbruik van 135.000 kWh en een nachtverbruik van 25.000 kWh, in totaal dus 160.000 kWh. Een T4 typeklant heeft een jaarverbruik van 2.300.000 kWh. Sporadisch wordt ook verwezen naar een T6 typeklant, een grote gasverbruiker met een aansluiting op het distributienet.

226. Voor de grote industrie, aangesloten op het Elia-net of het Fluxys-net, is het niet aan te raden om te werken met typeklanten aangezien deze onderling zeer verschillende karakteristieken vertonen.

II.2.1 KMO

II.2.1.1 Elektriciteit

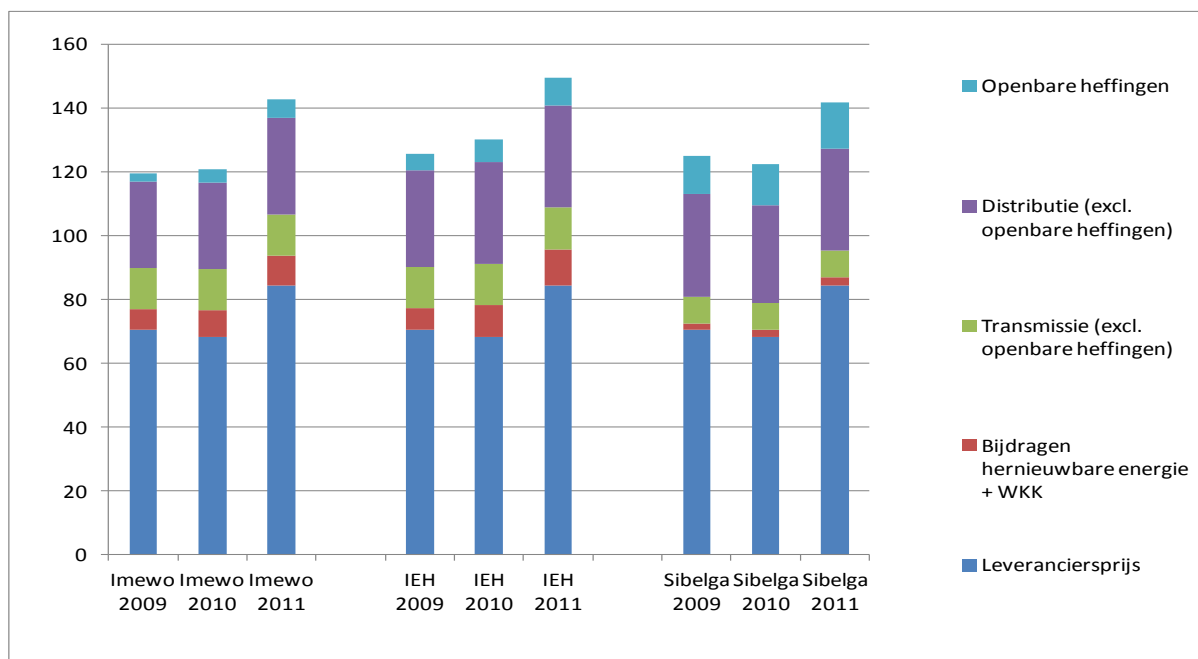
- **Overzicht**

227. In onderstaande figuur wordt de evolutie van de totaalfactuur voor een Ic1-klant (totaalverbruik 160.000 kWh per jaar waarvan 135.000 kWh dag en 25.000 kWh nacht) weergegeven voor de periode 2009-2011. Dit gebeurt op basis van de prijsformule Electrabel Expert Middenspanning (2009-2010) en Electrabel Direct (2011), zowel voor het Vlaamse Gewest (Imewo), het Waalse Gewest (IEH) en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (Sibelga).

⁸⁸ Ook de consument-producent (vb.: eigenaar van PV-installatie) wordt niet in de berekening van de index opgenomen.

De prijzen zijn uitgedrukt in EUR/MWh en exclusief⁸⁹ BTW.

Figuur 14: Overzicht Elektriciteit Ic1-klant (Bron: CREG)



228. De voornaamste vaststelling is dat de eindprijs voor de Ic1-klant, die als leverancier Electrabel heeft, sterk correleert met de evolutie van de prijs voor energie (cfr.: infra).

229. De tabel hieronder verschaft meer details met betrekking tot de exacte evoluties per component voor Imewo. Een uitgebreide analyse voor verschillende leveranciers, voor de verschillende gewesten en voor verschillende typeklanten wordt uitvoerig besproken in studie (F)110922-CDC-1096 over “de componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen” van 22 september 2011 (hierna: studie 1096).

Tabel 12: Evolutie factuur (EUR/MWh) elektriciteit voor een Ic1-klant (Imewo) (Bron: CREG)

	Imewo 2009	Imewo 2010	Imewo 2011	% 2011	%2009-2010	%2010-2011	%2009-2011
Leveranciersprijs	70,53	68,39	84,39	59,06%	-3,04%	23,40%	19,64%
Bijdragen hernieuwbare energie + WKK	6,50	8,25	9,43	6,60%	26,92%	14,30%	45,08%
Transmissie (excl. openbare heffingen)	13,00	13,00	13,00	9,10%	0,00%	0,00%	0,00%
Distributie (excl. openbare heffingen)	26,89	27,22	30,16	21,11%	1,21%	10,80%	12,14%
Openbare heffingen	2,85	4,16	5,89	4,13%	45,65%	41,81%	106,55%
Energiebelasting en BTW	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Prijs eindverbruiker, alles inbegrepen	120	121	143	100%	1,03%	18,06%	19,28%

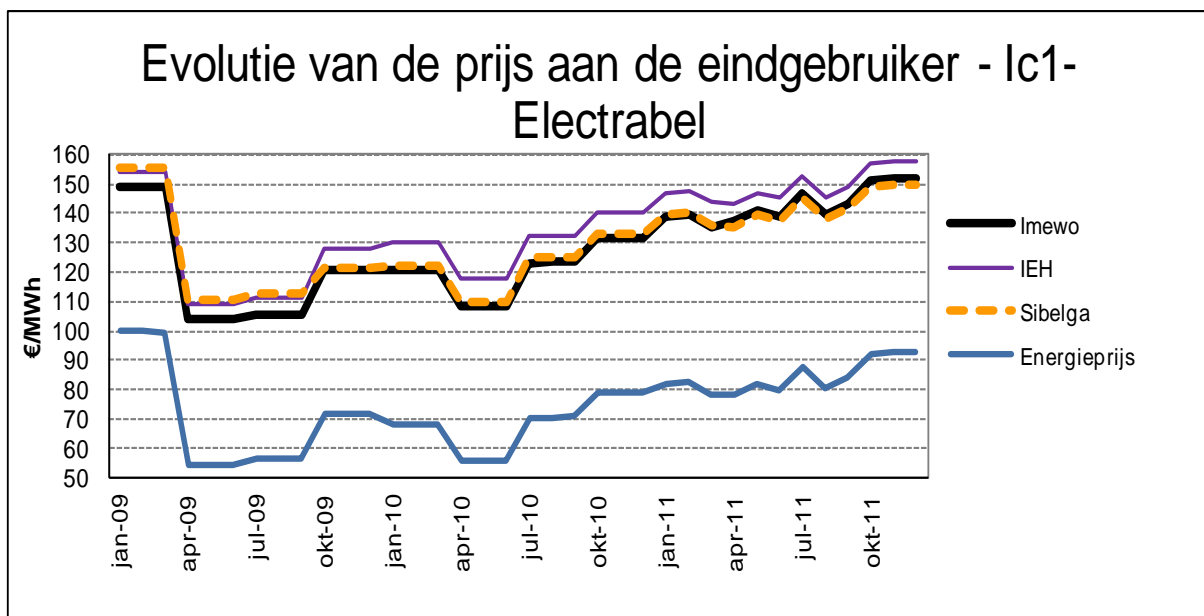
⁸⁹ Aangezien de bedrijven de BTW kunnen recupereren, wordt deze uit de figuur gelaten.

230. We stellen vast dat in de periode 2009-2011 de prijs aan de Ic1-klant (professionele gebruiker op middenspanningsniveau) aangesloten bij Imewo is gestegen. Echter, het is geen continue beweging geweest. In het eerste trimester van 2009 is de energiegcomponent (en bijgevolg de totaalprijs) heel sterk gedaald (tengevolge van de economische crisis). Sinds de tweede helft van 2010 is de energieprijis gestaag gestegen waardoor het prijsniveau (totaalprijs) van december 2011 gelijk is aan dat van januari 2009 mede door de stijging van de bijdrage hernieuwbare energie en WKK, openbare heffingen en distributienettarieven.

- **Energie en CO₂**

231. Onderstaande figuur geeft een overzicht van de evolutie van de prijs (EUR/MWh) voor de periode 2009-2011 voor een Ic1-klant respectievelijk aangesloten bij Imewo, IEH en Sibelga. Daarnaast wordt ook afzonderlijk de evolutie van de leveranciersprijs (energie) opgenomen in de grafiek.

Figuur 15: Evolutie prijs Ic1 periode 2009 – 2011 (Bron: prijsformule leverancier)



232. Er kan duidelijk worden vastgesteld dat de evolutie van de eindfactuur aan deze Ic1-klant de evolutie van de energieprijis volgt. Net zoals voor de particulieren bestaat de energieprijis uit een vaste vergoeding en een prijs voor de verbruikte energie, met een onderscheid tussen daluren en piekuren. Deze energieprijis varieert ook in functie van bepaalde parameters.

- **Indexatieparameters**

233. Electrabel Expert Middenspanning is gebaseerd op de indexen Ne en EBlq. EBlq is een indexatieparameter die wordt berekend op basis van de dagelijkse slotkoersen van *baseload* elektriciteit op de Belgische markt voor een levering in een bepaald kwartaal. Hij geldt voor één kwartaal en wordt uitgedrukt in EUR/MWh. De waarde⁹⁰ van de EBlq-index in trimester Q, is het gemiddelde van de noteringen startend op de vijftiende kalenderdag van de tweede en eindigend op de veertiende kalenderdag van de derde maand van trimester Q-1. Middenspanningsklanten hebben dus een prijs die de evoluties op de korte tot middellange termijn van de energiemarkt volgen. Een fluctuerende prijs is hierbij kenmerkend en afvlakking komt minder voor. Deze afvlakking komt wel voor bij laagspanningsklanten die een energieprijzen hebben gebaseerd op Ne en Nc.

234. Vanaf 2011 vervangt Electrabel Direct het Expert tarief (voor zowel LS als MS). Dit tarief is geïndexeerd op basis van de parameter Power Price basket (PPB⁹¹) en Ne. PPB zal sneller inspelen op de evoluties van de energiemarkten.

235. De energieprijzen zijn relatief hoog in januari 2009 ondanks de daling van de energieprijzen op de internationale markten. Dit komt omdat de indexwaarde EBlq voor de periode januari 2009-maart 2009 gelijk is aan het gemiddelde van de dagelijkse *settlement* prijzen van 15 november 2008 tot en met 14 december 2008 op het segment Q-1 van Endex.

236. De sterke daling van de energieprijzen op de internationale markten ten gevolge van de economische crisis wordt een kwartaal later weergegeven door de EBlq. In de zomer van 2009 beginnen de prijzen op de internationale energiemarkten terug te stijgen. Hierdoor zijn de index EBlq en ook het leveranciertarief vanaf oktober 2009 terug in stijgende lijn.

237. Ook bij andere leveranciers wordt van verschillende parameters gebruik gemaakt. Zo gebruikt Luminus in zijn energieprijzen Luminus Optimum Pro MS de index ENDEX 126 en Ne.

⁹⁰ De waarde voor EBlq voor het kwartaal april-juni 2012 wordt bepaald op basis van het gemiddelde van de noteringen voor *baseload* op het segment Q-1 van Endex (quarter ahead) tussen 15 februari en 15 maart 2012.

⁹¹ De PPB-parameter wordt samengesteld op basis van 50% EBlm en 50% EBls. Die weerspiegelen de prijsevolutie van baseload op de Belgische groothandelsmarkt.

EBls wordt berekend op basis van de dagelijkse slotkoersen van baseload elektriciteit op de Belgische groothandelsmarkt voor de levering tijdens de trimesters van een bepaald semester. Hij blijft geldig gedurende 1 factureringssemester.

EBlm wordt berekend op basis van de dagelijkse slotkoersen van baseload elektriciteit op de Belgische markt voor levering in een bepaalde maand. Hij geldt voor 1 factureringsmaand.

ENDEX126⁹² voor de periode van januari tot en met juni (Q1 en Q2) is gelijk aan het gemiddelde van alle dagelijkse settlement-waarden voor 'baseload' elektriciteitsvoorziening in de Belgische markt voor de betreffende kwartalen (Q1 en Q2), gepubliceerd tijdens de maand oktober voorafgaand aan deze periode. Deze dagelijkse waarden worden gepubliceerd door ENDEX. ENDEX126 voor de periode van juli tot en met december (Q3 and Q4) is gelijk aan het gemiddelde van alle dagelijkse settlement-waarden voor 'baseload' elektriciteitsvoorziening in de Belgische markt voor de betreffende kwartalen (Q3 en Q4), gepubliceerd tijdens de maand april voorafgaand aan deze periode. Deze dagelijkse waarden worden door ENDEX gepubliceerd.

- **Hernieuwbare energie en WKK**

238. De bijdrage hernieuwbare energie en WKK is gestegen door de hogere quotaverplichting net zoals bij particulieren. Zo is de bijdrage gestegen met 2,93 EUR/MWh in Vlaanderen, met 4,73 EUR/MWh in Wallonië en met 0,67 EUR/MWh in Brussel. De evolutie van de quotaverplichtingen⁹³ is in volgende tabel weergegeven.

Tabel 13: Evolutie quotumverplichtingen (Bron: regionale wetgeving)

Quotumverplichting - %	2009	2010	2011
Groenestroomcertificaten			
Vlaanderen	4,90%	5,25%	6,00%
Wallonië	9,00%	10,00-11,75%	13,50%
Brussel	2,50%	2,75%	3,00%
WKK			
Vlaanderen	3,73%	4,39%	4,90%

* Opmerking: Quotumverplichting Wallonië: 10% tussen 01/01/2010 en 31/03/2010 en 11,75% tussen 01/04/2010 en 31/12/2010

- **Transportnettarief**

239. Er is een fundamenteel verschil voor het transportnettarief tussen laagspanningsklanten en middenspanningsklanten. Het transportnettarief voor middenspanningsklanten is gelijk aan de door de DNB's vastgestelde maximumprijs van 13

⁹² Bron:

http://www.luminusbusiness.be/images/downloads/Luminus_Business_Parameters_Electricity_NL%20januari%202012.pdf

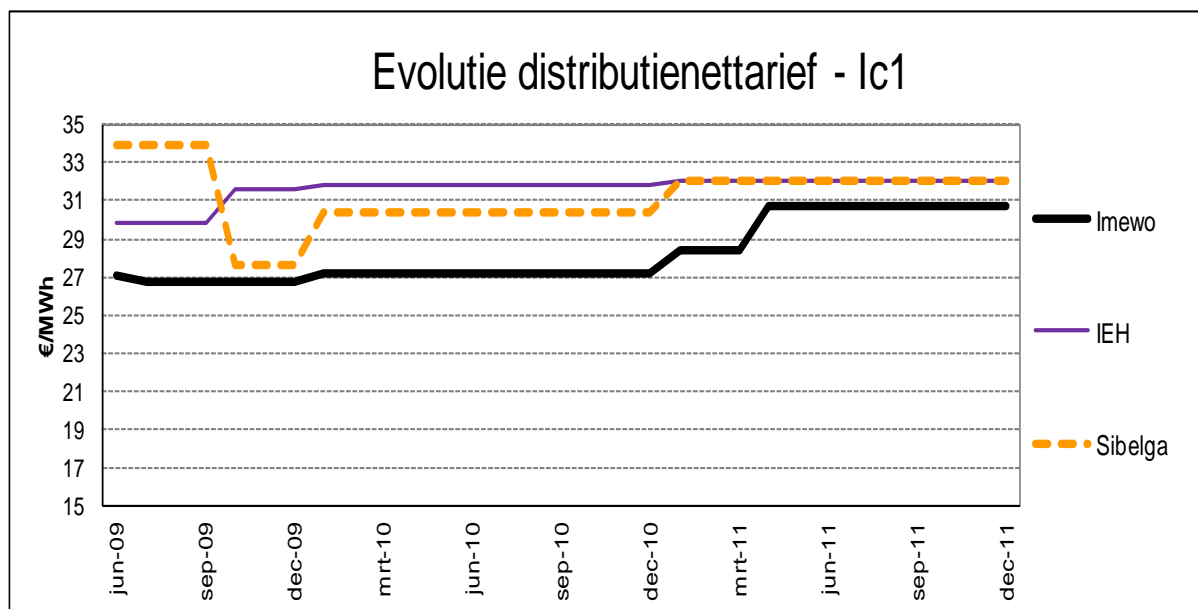
⁹³ Voor de wettelijke basis zie Hoofdstuk XI Ondersteuning Hernieuwbare Energie.

EUR/MWh. Deze maximumprijs voor Ic1 is het gevolg van de geringe gebruiksduur van het net (1.600 uur per jaar). Een uitzondering hierop is Sibelga die een gemiddelde tarifiering toepast die niet tussen de verschillende klantengroepen gedifferentieerd is. De tarieven zijn onveranderd voor de periode 2009-2011.

- **Distributienettarief**

240. De figuur hierna geeft een overzicht van de evolutie van de distributienettarieven voor de periode 2009-2011.

Figuur 16: Evolutie distributienettarief Ic1 periode 2009 – 2011 (Bron: prijsformule leverancier)



241. Net zoals bij de particulieren werden op 1 januari 2009 voorlopige tarieven opgelegd voor alle distributienetbeheerders doordat geen enkele distributienetbeheerder op dat ogenblik kon voldoen aan de vereisten van het Koninklijk Besluit van 2 september 2008 en van de CREG. In de loop van 2009 dienden verschillende partijen een heroverweging van hun tariefvoorstel in. Hierdoor heeft Imewo goedgekeurde tarieven in juli 2009 en IEH en Sibelga in oktober 2009.

242. Dezelfde evoluties als bij laagspanning kunnen worden waargenomen. De middenspanningstarieven liggen echter merkkelijk lager dan de laagspanningstarieven. Dit komt door het principe van de cascade van de kosten tussen klantengroepen. De klanten in middenspanning dragen niet de kosten van de infrastructuur die zich *downstream* van hun

net bevinden. Het is namelijk zo dat op dit moment de elektronen nog steeds vloeien van hoogspanning naar middenspanning en verder naar laagspanning. De kosten worden toegerekend in verhouding tot het effectief gebruikt gedeelte van het net. We illustreren dit met volgend voorbeeld⁹⁴:

VOORBEELD:

	<u>Kosten</u>	<u>Getransiteerde energie</u>	<u>Kostenverdeling</u>
MS	500	500	$500 \times \frac{500}{1.000} = 250$
LS	$\frac{500}{1.000}$	$\frac{500}{1.000}$	$250 + 500 = \frac{750}{1.000}$

VOORBEELD:

HS	500	500	$500 \times \frac{500}{1500} = 167$
MS	500	500	$167 + 500 \times \frac{500}{1.000} = 417$
LS	$\frac{500}{1.500}$	$\frac{500}{1.500}$	$167 + 250 + 500 = \frac{917}{1.500}$

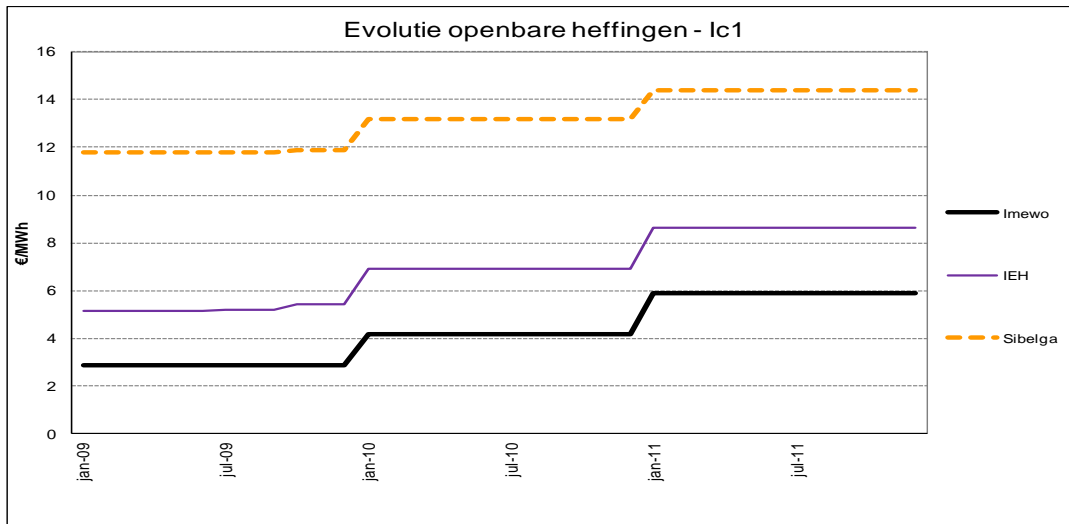
243. Het distributienettarief is in Vlaanderen gestegen met 3,73 EUR/MWh door de toegenomen kosten van de openbare dienstverplichtingen. In Wallonië is het distributienettarief gestegen met 2,33 EUR/MWh door overdrachten van mali van het verleden en de invoering van de meerjarentarieven met een hogere billijke vergoeding. In Brussel is het distributienettarief gedaald met 1,88 EUR/MWh voor middenspanning. Een herverdeling van de klantengroepen op basis van het technisch reglement en de hierdoor sterk gedaalde dossierkosten voor de categorie 26-1kV bij Sibelga hebben geleid tot deze daling.

⁹⁴ Cfr. brief CREG met referentie DIRP/GCA/NCO/kfe/11/111 dd 21 april 2011 aan Vlaams Minister van Energie, Wonen, Steden en Sociale Economie.

- **Heffingen, toeslagen en BTW**

244. De openbare heffingen zijn sterk verschillend per gewest. Dit wordt weergegeven in onderstaande figuur.

Figuur 17: Evolutie openbare heffingen Ic1 periode 2009 – 2011 (Bron: prijsformule leverancier)



245. De verschillen tussen de gewesten worden veroorzaakt door de verschillende heffingen afhankelijk per gewest. Zo is de wegenisvergoeding of taxe de voirie verschillend per gewest. Andere taksen zijn specifiek opgelegd in één gewest:

- de aansluitingsvergoeding in Wallonië;
- de toeslag voor de financiering van de openbare dienstverplichtingen in Brussel;
- de toeslag voor de aansluiting van installaties voor de productie van hernieuwbare energie en de toeslag voor de financiering van de maatregelen ter bevordering van rationeel energieverbruik in Vlaanderen.

246. De federale bijdrage, de financiering voor de aansluiting van de offshore windturbineparken en de toeslag groenestroomcertificaten komen in de 3 gewesten voor. De eenheidsbedragen van de toeslagen worden echter per distributienetbeheerder gecorrigeerd voor netverliezen.

247. Ten opzichte van 2009 zijn de openbare heffingen gestegen met 3,05 EUR/MWh in Vlaanderen, met 3,72 EUR/MWh in Wallonië en met 2,64 EUR/MWh in Brussel. Dit komt door de gestegen federale bijdrage en de nieuwe toeslag groenestroomcertificaat.

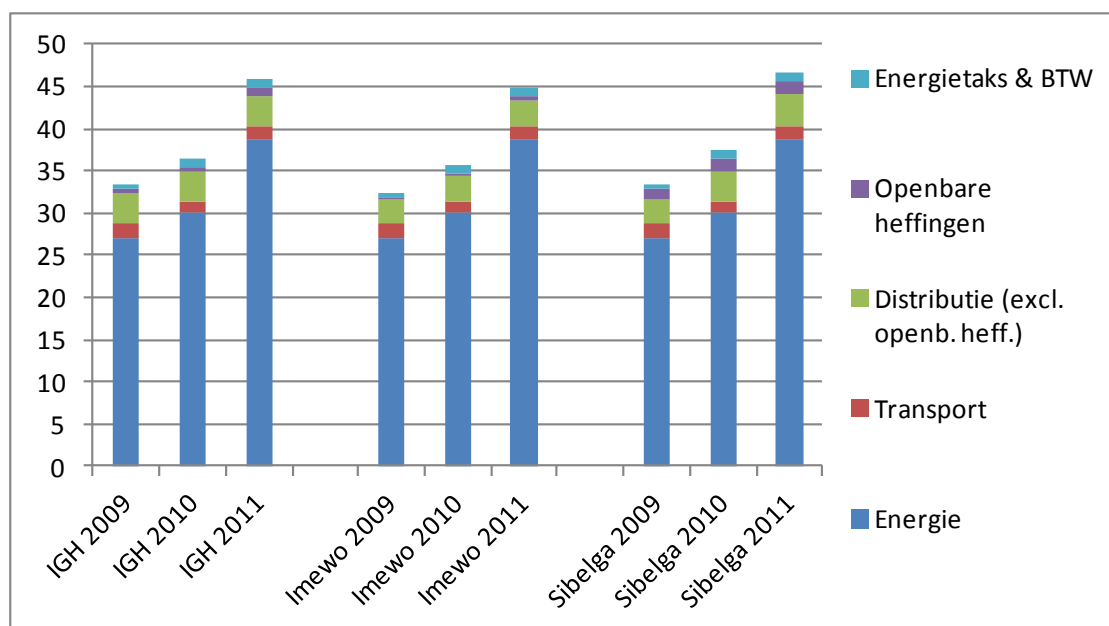
248. De energiebelasting en de BTW bedragen voor de Ic1-klant nul EUR/MWh. Voor professionele afnemers wordt dan ook geen rekening gehouden met de aftrekbare BTW bij de berekening van de prijs aan de eindgebruiker.

II.2.1.2 Gas

- Overzicht

249. In onderstaande figuur wordt de evolutie van de totaalfactuur voor een T4-klant (professionele afnemer, KMO) voor de periode 2009-2011 weergegeven. Een T4-typeklant heeft een jaarverbruik van 2.300.000 kWh. Als leverancier is gekozen voor de prijsformule Electrabel Expert (2009-2010) en Electrabel Direct (2011). Om de regionale verschillen te kunnen bespreken, worden de DNB's Imewo (Vlaams Gewest), IGH (Waals Gewest) en Sibelga (Brussels Hoofdstedelijk Gewest) weerhouden. De prijzen zijn uitgedrukt in EUR/MWh en exclusief⁹⁵ BTW.

Figuur 18: Overzicht gas T4-klant (Bron: CREG)



250. De tabel hieronder verschaft meer details met betrekking tot de exacte evoluties per component voor Imewo. Een uitgebreide analyse voor verschillende leveranciers, voor de verschillende gewesten en voor verschillende typeklanten wordt uitvoerig besproken in studie (F)110922-CDC-1096 over “de componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen” van 22 september 2011.

⁹⁵ Aangezien de bedrijven de BTW kunnen recupereren, wordt deze uit de figuur gelaten.

Tabel 14: Evolutie factuur (EUR/MWh) gas voor een T4-klant (Imewo) (Bron: CREG)

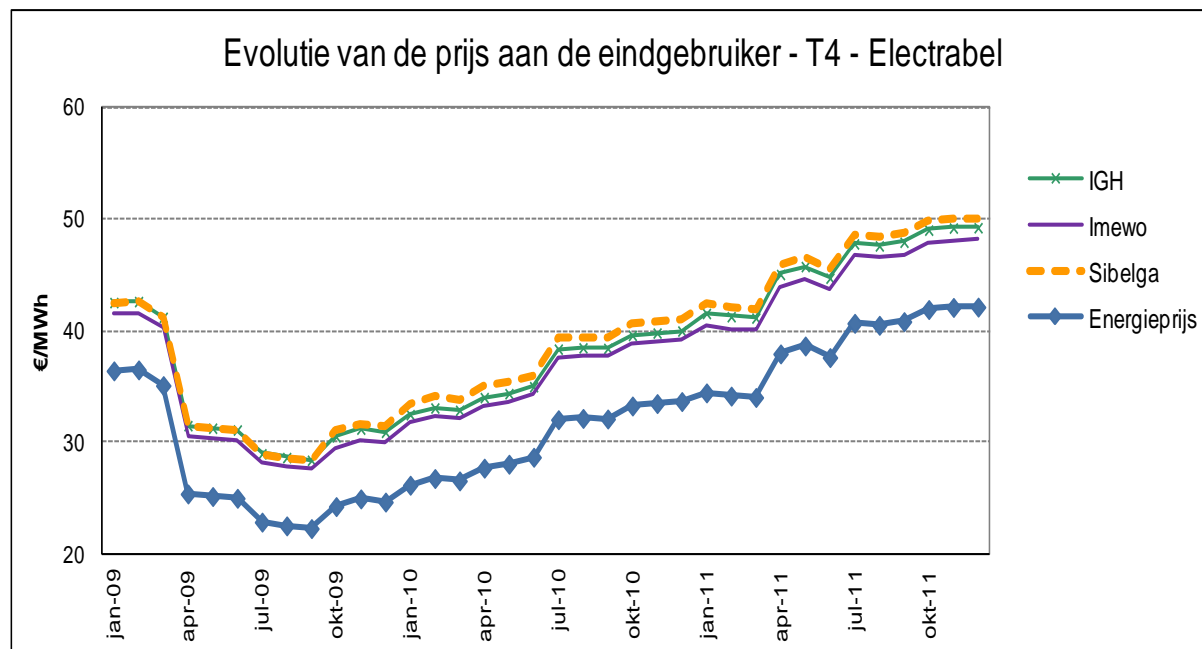
	Imewo 2009	Imewo 2010	Imewo 2011	% 2011	%2009-2010	%2010-2011	%2009-2011
Energie	27,12	30,08	38,77	86,59%	10,92%	28,89%	42,97%
Transport	1,60	1,36	1,40	3,13%	-15,00%	2,94%	-12,50%
Distributie (excl. openb. heff.)	2,76	2,88	3,06	6,84%	4,12%	6,44%	10,82%
Openbare heffingen	0,45	0,38	0,55	1,23%	-16,27%	46,46%	22,62%
Energietaks & BTW	0,36	0,99	0,99	2,21%	171,53%	0,00%	171,53%
Prijs eindgebruiker, alles inbegrepen	32,29	35,68	44,77	100,00%	10,49%	25,48%	38,64%

251. Uit de tabel kan worden afgeleid dat de energiecomponent voor een T4-klant heel zwaar doorweegt in de eindfactuur. In 2011 bedroeg dit 86,59% voor het voorbeeld van een klant die voor Electrabel Direct heeft gekozen. Het is dan ook logisch dat wanneer de gasprijzen sterk fluctueren ook de eindfactuur van dit type klant dezelfde fluctuatie ondergaat.

- **Energie**

252. De volgende figuur zet de leveranciersprijs uit (exclusief transport) ten opzichte van de totale factuur.

Figuur 19: Evolutie prijs T4 periode 2009-2011 (Bron: prijsformule leverancier)



253. De voornaamste vaststelling is dat de eindprijs (voor de leverancier Electrabel) voor de T4-klant gemiddeld (over de gewesten) met 6,96 EUR/MWh is gestegen (tussen 2009 en 2011). Deze stijging wordt grotendeels veroorzaakt door het hogere leverancierstarief (ten opzichte van januari 2009 is de leveranciersprijs gestegen met 4,26 EUR/MWh bij Electrabel dit als gevolg van prijsstijgingen op de aardolie- en aardgasmarkt) en de hogere energietaks. De correlatie tussen de energieprijs en de totale factuur is heel duidelijk vast te stellen.

254. Deze conclusie is analoog aan hetgeen werd vastgesteld bij de residentiële verbruiker. Dit hoeft niet te verbazen aangezien de indexatie-parameters (voor de molecule) die door de leveranciers worden gebruikt dezelfde⁹⁶ zijn voor de klantengroepen T2 en T4.

255. Electrabel wordt bevoorrad met een langetermijncontract geïndexeerd op aardolie. Andere leveranciers⁹⁷, zoals Lampiris, kopen aardgas op de spotmarkt. In 2009 is de aardgasprijs sterk gedaald (door de economische crisis en zijn impact op de grondstoffenmarkten, bijkomend versterkt door een overaanbod van aardgas op de internationale markten door de ontdekking van *shale gas* en de de daaruit voortvloeiende overcapaciteit van LNG).

- **Transportnettariaf**

256. Een T4-typeklant heeft hetzelfde transporttarief als de typeklant T2 (particulier met een verbruik van 23.260 kWh op jaarbasis). Voor de bespreking van het transportnettariaf wordt dan ook verwezen naar de bespreking bij de T2. De tarieven voor 2009 (en ook voor 2008) zijn een verlenging van de tarieven van 2007 en bedragen 1,60 EUR/MWh. De nieuwe transmissietarieven voor 2010 houden een daling in van 15% ten opzichte van 2009. In 2011 zijn de tarieven licht⁹⁸ gestegen (1,40 EUR/MWh).

⁹⁶ Enkel Electrabel gebruikt een andere index, namelijk Grp (in plaats van Gpi). De evolutie van Grp volgt echter deze van Gpi.

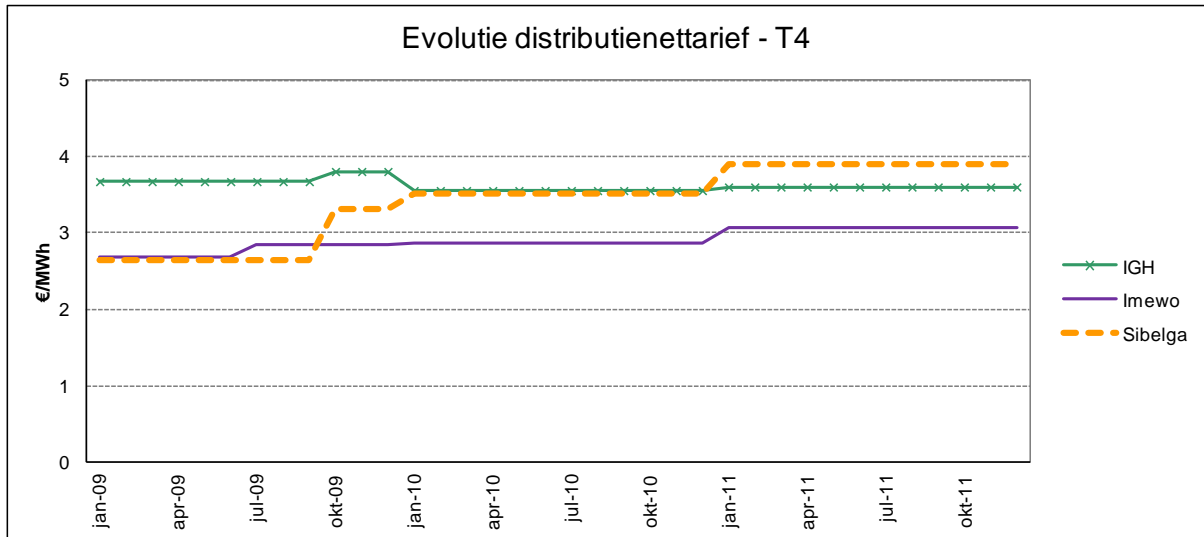
⁹⁷ Lampiris, Essent en Octa+ kopen hun aardgas op de spotmarkt.

⁹⁸ Op p. 82 van studie 1096 is dit grafisch in beeld gebracht.

- **Distributienettarief**

257. De figuur hierna geeft een overzicht van de evolutie van de distributienettarieven voor de periode 2009-2011.

Figuur 20: Evolutie distributienettarief T4 periode 2009-2011 (Bron: prijsformule leverancier)

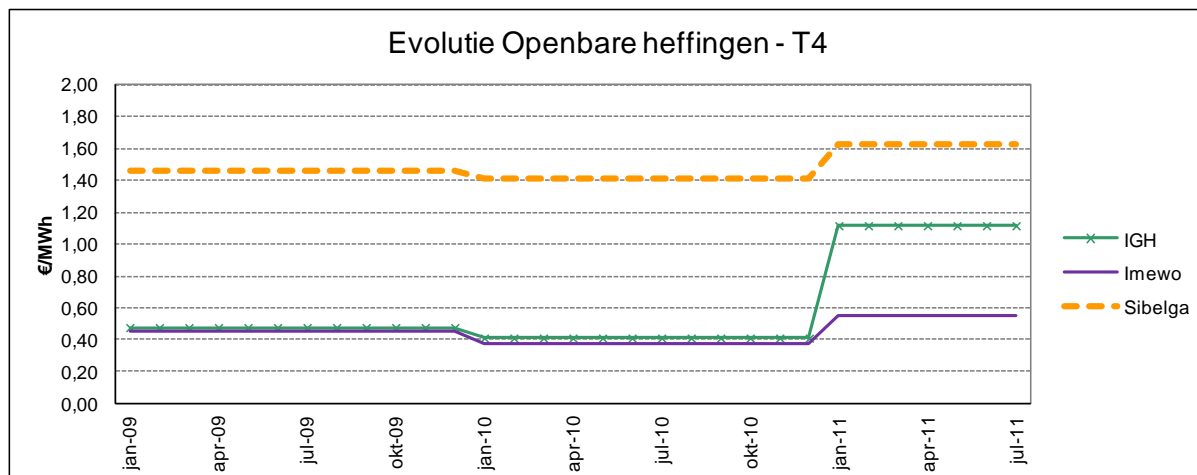


258. De distributienettarieven voor een T4-typeklant zijn merkkelijk lager dan bij particulieren (T2). Dit komt door het cascaderingsprincipe, net zoals bij elektriciteit. Ondanks de cascadering maken beide typeklanten dezelfde evolutie door voor het distributienettarief. Zo ligt ondermeer de invoering van de meerjarentarieven met een hogere billijke vergoeding aan de basis van de stijging. Hiervoor wordt verwezen naar paragraaf II.1.2.4 Distributie.

- **Heffingen, toeslagen en taken**

259. De openbare heffingen zijn sterk verschillend per gewest, zoals weergegeven in onderstaande figuur.

Figuur 21: Evolutie openbare heffingen T4 periode 2009-2011 (Bron: prijsformule leverancier)



260. Men kan duidelijk vaststellen dat de openbare heffingen in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (Sibelga) voor de periode 2009-2010 hoger liggen (ongeveer 1 EUR/MWh) dan in Vlaanderen (Imewo) en Wallonië (IGH). Dit komt door het retributiereglement. Vanaf 2011 wordt deze heffing ook aangerekend in Wallonië en bedraagt deze 0,53 EUR/MWh. Hierdoor wordt het verschil tussen Wallonië en Brussel kleiner. Het verschil met Vlaanderen blijft.

261. Andere oorzaken aan de basis van de verschillen zijn:

- rechtspersonenbelasting (enkel gemengde DNB's⁹⁹);
- de Waalse aansluitingsvergoeding (0,0750 EUR/MWh) die het Waals energiefonds financiert (werkingskosten van de CWAPE, REG-premies en steun aan groenestroomproducenten).

262. Daarnaast wordt de trapgewijze evolutie in alle regio's in januari 2011 verklaard door de evolutie van de federale bijdrage en de toeslag beschermde klanten. Deze heffingen zijn gelijk voor alle gewesten. De hogere toeslag beschermde klanten wordt onder andere veroorzaakt door de stijging van het aantal sociale klanten aardgas. De CREG heeft de Minister en de Staatssecretaris hier reeds van op de hoogte gebracht¹⁰⁰.

⁹⁹ Er wordt door de DNB 15% rechtspersonenbelasting betaald op dividenden uitgekeerd aan de privéaandeelhouder (Electrabel).

¹⁰⁰ Schrijven CREG met referentie DIRP/GCA/FDU/kfe/306 van 19 december 2011

263. De energiebelasting of energiebijdrage financiert het Fonds voor het financieel evenwicht in de sociale zekerheid. Voor een typeklant T4 bedraagt de belasting 0,3640 EUR/MWh tot en met 2009. Vanaf 2010 stijgt de belasting naar 0,9889 EUR/MWh en is er geen onderscheid meer met een T2-klant¹⁰¹.

264. Net zoals voor een Ic1-klant (professionele afnemer elektriciteit), is voor een T4-klant de BTW niet opgenomen in de berekening van de eindprijs voor de consument, daar deze aftrekbaar is.

II.2.2 Industrie

II.2.2.1 Elektriciteit

- Inleiding

265. Vooraleer dieper in te gaan op de details van de analyse, is enige toelichting wel op zijn plaats bij bepaalde specificiteiten van het industriële segment die rechtvaardigen dat de voor de analyse gevolgde methodologie aanzienlijk afwijkt van de methodologie die voor de analyse van de andere klantsegmenten (residentieel en professioneel) wordt gebruikt.

➤ ***Onmogelijkheid om zich op gepubliceerde definitieve prijzen te baseren***

266. In tegenstelling tot wat er gebeurt bij residentiële klanten of KMO's, maken de voor de grote industriële klanten bestemde tariefvoorstellen niet het voorwerp uit van enige publiciteit: een industriële klant vraagt de leveranciers van zijn keuze zelf om een tariefvoorstel te doen. Vervolgens wordt er eerst onderhandeld, op basis van de verkregen voorstellen, vooraleer er een leveringscontract wordt gesloten en de inhoud van dat contract wordt achteraf niet bekendgemaakt.

267. Sinds de CREG over haar monitoringbevoegdheden beschikt, is de levering aan de opnemingspunten met een jaarlijks verbruik van meer dan 10 GWh of een benodigd vermogen van meer dan 5MW (hierna de "grote industriële klanten" genoemd) voor haar een bijzonder aandachtspunt geworden. Van de leveranciers die houder zijn van een federale

¹⁰¹ Bij een T6-klant bedraagt dit 0,0942 EUR/MWh.

leveringsvergunning, kreeg de CREG een lijst van klanten die aan voormeld criterium voldoen voor elk jaar van de periode 2002-2012, met vermelding van de voor hen geldende leveringskarakteristieken (o.a. gefactureerd verbruik, gefactureerde energieprijis) alsook een kopie van de met hen gesloten contracten. Het is op basis van deze gegevens dat de CREG hierna de hoogte en de evolutie van de energiecomponent voor de Belgische grote industriële klanten zal analyseren¹⁰².

➤ **Onmogelijkheid om een “standaard grote industriële klant” te bepalen**

268. Verder dient eveneens opgemerkt dat er, in tegenstelling tot het residentiële segment, voor het segment van de grote industriële klanten niet in termen van “standaardklanten” kan worden geredeneerd. Bij de industriële klanten is er namelijk sprake van een grote diversiteit aan types en verbruik. Enkele voorbeelden die hieronder werden opgenomen, illustreren deze vaststelling:

- Binnen het industriële segment bestaat er een grote diversiteit aan verbruiksprofielen: sommige hebben een *baseload*-profiel, andere verbruiken vooral 's nachts en nog andere, zoals de spoorwegen, hebben een verbruiksprofiel dat sterk lijkt op dat van een residentiële klant;
- Een aanzienlijk deel van de levering aan de grootste industriële klanten is voorts afkomstig van warmtekrachtkoppelinginstallaties die zich op de site van deze industriële klanten zelf bevinden: ongeveer een derde van het verbruik van de klanten die rechtstreeks op het netwerk van Elia zijn aangesloten (goed voor 7,9 TWh in 2009¹⁰³ en 9,1 TWh in 2010¹⁰⁴), wordt op die manier via plaatselijke productie bevoorrad. Bovendien is er bij deze klanten ook sprake van koppelverkoop in de vorm van de gezamenlijke verkoop van elektriciteit en warmte;

¹⁰² Hierbij dient evenwel opgemerkt dat, aangezien de elektriciteitswet de CREG niet toelaat om eindklanten om gegevens te vragen, sommige industriële klanten die rechtstreeks actief zijn op de elektriciteitsbeurzen, niet opgenomen werden in onderstaande analyse. Niettemin is de CREG van mening dat het om een miniem aantal klanten gaat.

¹⁰³ Synergrid, Elektriciteitsstromen in België in 2009, 7 juni 2010, raadpleegbaar op http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=FLUX_D_ELECTRICITE_2009_2010_06_07_NL.pdf

¹⁰⁴ Synergrid, Elektriciteitsstromen in België in 2010, 28 februari 2011, raadpleegbaar op http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=FLUX_D_ELECTRICITE_2010_NL_2011_02_21.doc

- Sommige grote industriële klanten zijn ook eigenaar van hernieuwbare productie-eenheden (fotovoltaïsche, windkracht- of warmtekrachtkoppelinginstallaties (WKK)) en onderhandelen in het kader van hun contract voor de levering van stroom over de verkoop van hun WKK- en/of groenestroomcertificaten aan hun leverancier tegen een min of meer voordelige prijs;
- Andere klanten hebben dan weer een *tolling agreement* met hun leverancier gesloten om geheel of gedeeltelijk in hun stroombehoefte te voorzien. Een *tolling agreement* is een servicecontract op basis waarvan een onderneming primaire energie (meestal gas) aan de operator van een productie-eenheid levert. Deze primaire energie wordt door deze operator dan omgezet in elektriciteit die vervolgens ter beschikking wordt gesteld van de onderneming in ruil voor de betaling van een doorgangsrecht. De prijs van deze service berust voornamelijk op de kostprijs van de omzetting van de primaire energie in elektriciteit en het gebruik van de fabriek op een bepaald ogenblik en voor een bepaalde hoeveelheid. De prijs staat los van de prijs van de primaire energie¹⁰⁵.

269. Zoals hierboven al werd vermeld, heeft de CREG een databank aangelegd met betrekking tot de levering aan de in België gelegen opnemingspunten met een jaarlijks verbruik van meer dan 10 GWh of een benodigd vermogen van meer dan 5 MW. Om de extreme waarden buiten beschouwing te laten, die vaak kenmerkend zijn voor erg specifieke gevallen, is het op basis van de mediaan¹⁰⁶ en het op grond van dit criterium verkregen 1^{ste} en 3^{de} kwartiel¹⁰⁷ van de bevolking dat de CREG hierna op beschrijvende wijze de hoogte en de evolutie van de energieprijzen voor het segment van de grote industriële klanten zal analyseren.

➤ ***Perimeter van de contractuele onderhandelingen: de “energieprijs”***

270. In tegenstelling tot wat er bij residentiële klanten of KMO's gebeurt, vloeit het leveringscontract van een grote industriële klant over het algemeen voort uit moeizame onderhandelingen tijdens dewelke deze laatste zal proberen om de totale kostprijs van zijn

¹⁰⁵ Block (2007), *Le nouveau marché de l'énergie – guide juridique à l'usage des distributeurs et des consommateurs*, Anthemis, p. 283.

¹⁰⁶ De **mediaan** van een geheel van waarden is de waarde *m*, waarvoor het aantal waarden dat groter dan of gelijk aan *m* is, gelijk is aan het aantal waarden dat kleiner dan of gelijk is aan *m*.

¹⁰⁷ Een **kwartiel** is elk van de 3 waarden die een geheel van waarden zodanig in 4 gelijke delen verdelen dat elk deel 1/4 van het bevolkingsstaal vertegenwoordigt: het 1^{ste} kwartiel scheidt de laagste 25 % van de overige waarden; het 2^{de} kwartiel is de mediaan en het 3^{de} kwartiel scheidt de laagste 75 % van de overige waarden.

elektriciteitsbevoorrading zo laag mogelijk te houden. De perimeter van deze onderhandelingen omvat alle componenten waarvoor de leverancier over een zekere marge beschikt: niet alleen de moleculeprijs maar ook de bijdrage “hernieuwbare energie” die door de leverancier wordt gevraagd om een deel van de elektriciteitslevering van WKK- en of groenestroomcertificaten te kunnen voorzien.

271. Zo zal een bepaalde grote industriële klant in het kader van zijn onderhandelingen bijvoorbeeld akkoord kunnen gaan met een bijdrage hernieuwbare energie die 1 EUR/MWh hoger ligt dan de bijdrage die aan zijn concurrent wordt gefactureerd, zonder dat dit echter afbreuk doet aan zijn concurrentievermogen, op voorwaarde dat hij van zijn leverancier in ruil hiervoor een moleculeprijs verkrijgt, die 1 EUR/MWh lager ligt dan die van zijn concurrent. Bij identiek verbruik zullen deze twee grote industriële klanten dus *in fine* dezelfde totaalfactuur betalen.

272. Om in de hieronder volgende analyse elke systematische fout in verband met dit principe van communicerende vaten te vermijden, doen we er goed aan om voor grote industriële klanten de moleculeprijs en de bijdragen hernieuwbare energie als bestanddelen van een groter geheel te beschouwen, dat in de ogen van de grote industriële klant het enige is wat telt: de “energieprijs”. Met de “energieprijs” doelt de CREG hier op de gemiddelde prijs die door de leverancier aan de klant over de tijdsspanne van een jaar wordt gefactureerd voor het verbruik van één MWh stroom, zonder toeslagen, transport- en distributietarieven.

- **Hoogte van de prijzen in 2010**

- ***Bestudeerd segment***

273. Zoals hierboven al werd uiteengezet, stemt het in het kader van onderhavige analyse bestudeerde segment overeen met alle opnemingspunten met een jaarlijks verbruik van meer dan 10 GWh of een benodigd vermogen van meer dan 5 MW.

274. In 2010 voldeden 366 opnemingspunten aan deze omschrijving. Samen waren ze goed voor een totaal gefactureerd verbruik van 31,8 TWh, wat overeenstemt met 37,8 % van het verbruik van de Belgische eindklanten in 2010¹⁰⁸.

¹⁰⁸ Synergrid, Elektriciteitsstromen in België in 2010, 28 februari 2011, raadpleegbaar op: http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=FLUX_D_ELECTRICITE_2010_NL_2011_02_21.doc

➤ **Belangrijkste leveranciers actief in dit segment**

275. Onderstaande grafiek toont de als volgt berekende marktaandelen voor 2010 binnen dit marktsegment: enerzijds volgens het totale volume dat aan deze grote industriële klanten in de loop van 2010 werd gefactureerd, en anderzijds volgens het aantal grote industriële klanten dat in 2010 werd bevoorrad.

276. De leveringen in dit segment van de grote industriële klanten worden voornamelijk gedomineerd door Electrabel dat, in 2010, [Vertrouwelijk] van de Belgische grote industriële klanten en [Vertrouwelijk] van de aan deze laatsten gefactureerde volumes leverde. Rekening houdende met het feit dat RWE Key Account GmbH maar aan één enkele klant in België levert, dient opgemerkt dat de leveranciers SPE+EDF Belgium¹⁰⁹, E.ON Belgium, Eneco International, Nuon Belgium en Essent Belgium in 2010 samen maar goed waren voor [Vertrouwelijk] van het totale volume dat aan de grote industriële klanten werd gefactureerd. Uit deze vaststellingen blijkt duidelijk dat de grootste Belgische industriële klanten allen door Electrabel worden bevoorrad.

Figuur 22: Marktaandelen van de diverse leveranciers in 2010 voor het segment van de grote industriële klanten (Bron: CREG¹¹⁰)

[Vertrouwelijk]

➤ **Hoogte van de prijzen**

277. Onderstaande figuur herneemt in een semilogaritmisch assenstelsel de 366 in 2010 waargenomen paren (verbruik, energieprijs) voor elk van de grote industriële klanten.

278. De in 2010 aan de grote industriële klanten gefactureerde energieprijzen blijken zich te situeren tussen de vork van 29 en 110 EUR/MWh. De mediane “energieprijs” is gelijk aan 64,6 EUR/MWh, het 1^{ste} kwartiel is gelijk aan 59,3 EUR/MWh en het 3^{de} kwartiel is gelijk aan

¹⁰⁹ Iets meer dan een jaar na de overname door EDF van de aandelen van Centrica in SPE-Luminus werd het boekjaar 2010 gekenmerkt door de integratie van de commerciële portefeuille van EDF Belgium in SPE-Luminus.

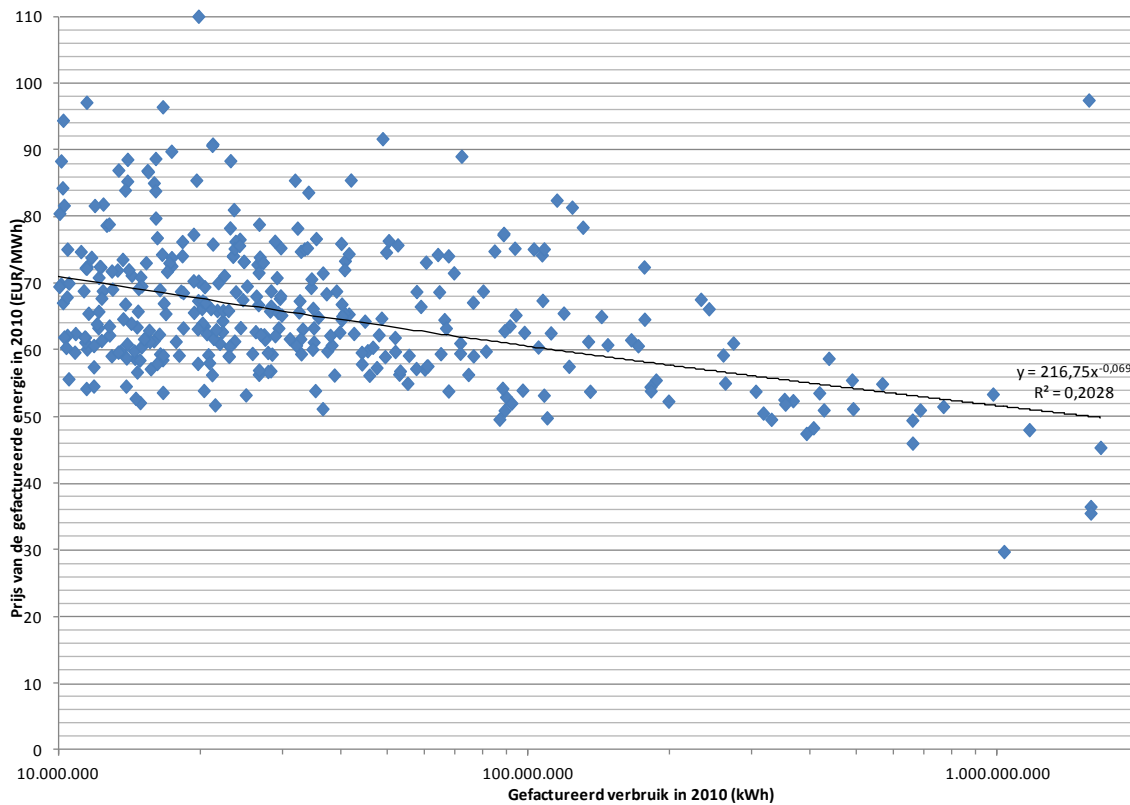
De Tijd, *SPE neemt klanten EDF Belgium over*, 2 september 2010, p.4

L’Echo, *SPE-Luminus intègre les clients d’EDF Belgium*, 2 september 2010, p. 7

¹¹⁰ Op basis van de gegevens die werden bezorgd door ELECTRABEL, RWE Key Account GmbH, SPE, E.ON Belgium, Eneco International, Nuon Belgium en Essent Belgium

72,5 EUR/MWh. Met andere woorden: de helft van de Belgische grote industriële klanten genoot een gefactureerde energieprijis tussen 59,3 en 72,5 EUR/MWh.

Figuur 23: In 2010 door de leveranciers aan elk van de 366 grote industriële klanten gefactureerde “energieprijs” (Bron: CREG¹¹¹)



II.2.2.2 Gas

279. De markt van de grote industriële klanten is het segment waarop we de meeste actieve leveranciers aantreffen. Hierbij dient evenwel opgemerkt dat de grote industriële klanten niet allemaal op het vervoersnet van Fluxys zijn aangesloten. Ongeveer de helft van deze klanten is namelijk aangesloten op het distributienet en ressorteert onder de categorie T6.

280. De belangrijkste spelers op deze markt zijn Distrigas, GDF Suez, ECS, Wingas en Statoil. De markt van de grote industriële klanten is goed voor ca. 72 TWh, wat dus bijna evenveel is als de markt van de residentiële klanten en de KMO's (< 1 GWh/jaar) en de bedrijven (< 10 GWh/jaar) samen.

¹¹¹ Op basis van de gegevens die werden bezorgd door ELECTRABEL, RWE Key Account GmbH, SPE, E.ON Belgium, Eneco International, Nuon Belgium en Essent Belgium

Figuur 24: Marktaandeel in 2010 op basis van het volume dat werd geleverd aan de industriële klanten met een jaarlijks verbruiksvolume van meer dan 10 GWh/jaar (72 TWh)

[Vertrouwelijk]

281. We stellen vast dat er maar weinig evolutie is ten opzichte van 2009 qua openstelling van de markt. Het marktaandeel van Distrigas, de belangrijkste leverancier voor dit segment, [Vertrouwelijk] en dat van de volgende belangrijkste actoren [Vertrouwelijk]. Anderzijds constateren we wel een lichte daling van het marktaandeel van de kleinste spelers.

282. Net zoals voor de andere marktsegmenten stellen we dus ook hier het bestaan van een feitelijk quasi duopolie van enerzijds Distrigas en anderzijds de groep GDF Suez (ECS en GDF Suez) vast, die samen bijna [Vertrouwelijk] in handen blijven hebben.

283. In dit marktsegment maken de prijzen natuurlijk altijd het voorwerp uit van onderhandelingen. De meest gangbare verkoopformule (43 %) is de gemengde formule die uit een combinatie van een vaste en een variabele prijs bestaat. Daarna volgt de vaste formule (40 %). De formule met variabele prijs blijkt veel minder aan te slaan (17 %). Dit alles varieert natuurlijk van leverancier tot leverancier, ook al wordt bij het merendeel van de leveranciers wel het meeste voor de gemengde formule geopteerd.

284. De parameters en noteringen die een impact hebben op de variabele prijzen op de markt van de grote industriële klanten, treffen we ook aan op de residentiële markt en de markt van de T4/T5-bedrijven. Toch stellen we een aantal verschillen¹¹² vast tussen de T4/T5-markt en de markt van de grote industriële klanten:

- *Tarifaire creativiteit:* de gehanteerde tariefformules geven blijk van veel meer vrijheid en creativiteit dan bij het voorgaande segment, waar bepaalde contracten soms op relatief identieke grondslagen worden opgesteld;
- *Afzonderlijke facturering transport – energie:* in het overgrote merendeel van de gevallen wordt de transportprijs apart gefactureerd. De transportprijs is eigen aan elke klant en hangt af van diens afnamepatroon. De gemiddelde prijs schommelt tussen 0,5 en 1 EUR/MWh;

¹¹² Studie (F)111103-CDC-1122 over 'de verhouding tussen de kosten en de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2010' van 3 november 2011, 37 p.

- *Seizoensgebonden karakter:* sommige zeldzame contracten voorzien een andere facturering in functie van de periode (winter/zomer);
- *Onderbreekbaarheid:* sommige contracten bevatten onderbreekbaarheidsclausules. Voor deze onderbreekbaarheid worden er soms kortingen van doorgaans 0,5 EUR/MWh toegekend, maar daartegenover staat wel dat de respectieve ondernemingen er niet 100 % zeker van kunnen zijn dat ze continu met gas zullen worden bevoorrad;
- *Duur:* de meeste contracten hebben een looptijd van één, twee of drie jaar (net zoals dat bij particulieren en T4/T5-bedrijven het geval is). Bij één leverancier bleken er echter ook contracten met een looptijd van meer dan 5 jaar te bestaan, waarvan één zelfs met een looptijd van 8 jaar.

285. De gemiddelde tarieven, energiecomponent, bedroegen in 2010 ca. [Vertrouwelijk]. Toch stellen we grote verschillen vast met verkoopprijzen die tot [Vertrouwelijk] variëren. Net zoals dat het geval was voor de T4/T5-bedrijven, kunnen we deze verschillen vooral verklaren door het moment waarop het contract werd gesloten, in het bijzonder voor de contracten met een vaste prijs.

286. De volgende grafiek toont de door de verschillende leveranciers meegedeelde prijzen van de energiecomponent (in EUR/MWh) voor 1.840 industriële klanten met een jaarlijks volume tussen 10 en 500 GWh. Daarbij stellen we vast dat het volume-effect geen doorslaggevende rol lijkt te spelen bij het bepalen van de prijs binnen deze categorie. De gemiddelde prijs bedraagt [Vertrouwelijk]. Dat is [Vertrouwelijk] lager dan de gemiddelde prijs van de T4/T5-industrieën en [Vertrouwelijk] lager dan de gemiddelde residentiële prijs.

Figuur 25: Spreiding van de energieprijzen (in EUR/MWh) en de volumes (in kWh) van de industriële klanten met een verbruik tussen 10 en 500 GWh in 2010

[Vertrouwelijk]

II.2.3 Besluit

287. De situatie voor de bedrijven is opgesplitst in twee delen, enerzijds de professionele ondernemingen (KMO), anderzijds de (grote) industrie. De professionele afnemer werd benaderd met de typeklant Ic1 voor elektriciteit en met de typeklant T4 voor gas. Voor de grote industrie, aangesloten op het Elia-net en het Fluxys-net, is het onmogelijk om met typeklanten te werken aangezien deze profielen zodanig van elkaar verschillen dat een analyse geval per geval aan te bevelen is. Een industriële gebruiker van aardgas, aangesloten op het lagedruknet, wordt benaderd met een T6-klant.

288. We stellen vast dat bij de professionele klanten de leveranciersprijs het grootste deel van de eindfactuur inneemt. Bij elektriciteit ging het over 59,06% van de totaalfactuur en bij gas zelfs over 86,59% (beide gegevens voor 2011 voor het weerhouden voorbeeld). Deze categorieën zijn dan ook heel gevoelig voor de volatiliteit van de achterliggende commodities.

III. Buurlanden

289. De Minister en de Staatssecretaris hebben in hun schrijven ook gevraagd naar een vergelijking tussen de energieprijzen van België en die van het buitenland. De landen die in de analyse betrokken worden, zijn Nederland (NL), Frankrijk (FR), Duitsland (GE) en Groot-Brittannië (GB) (hierna : de buurlanden). Het objectief van dit hoofdstuk is dan ook om na te gaan of er substantiële prijsverschillen zijn tussen België en de buurlanden, zowel voor elektriciteit als gas en voor particulieren en bedrijven. Dit hoofdstuk is opgedeeld in drie paragrafen.

290. In de eerste paragraaf wordt een vergelijking van de elektriciteitsprijzen gemaakt. Er worden een aantal algemene elementen behandeld (de samenstelling van het productiepark, de convergentie van de energieprijzen op de groothandelsmarkt en de relatie tussen deze prijzen en investeringen) om de situatie te kaderen. Vervolgens worden de eindprijzen, en hun samenstellende componenten, in de verschillende landen vergeleken.

291. In een tweede stuk worden de gasprijzen bekeken. Tenslotte wordt in een derde stuk kort ingegaan op de transmissienettarieven voor elektriciteit en gas in de verschillende landen.

292. Zoals aan het begin van deze studie werd meegegeven, beschikt de CREG over een kleiner aantal gegevens met betrekking tot het buitenland. De toegang van de CREG tot data beperkt zich namelijk tot de Belgische energiemarkt. Bijgevolg is voor dit hoofdstuk beroep gedaan op secundaire bronnen met de hoogste betrouwbaarheid.

293. In het bijzonder vermelden we hier nogmaals de studies die *Frontier Economics* op vraag van de Algemene Raad van de CREG heeft gemaakt en die in oktober 2011 ter beschikking werden gesteld. In die studies wordt zowel de situatie van de particulieren, KMO als (grote) industrie beschouwd. Het is belangrijk dat de lezer de gegevens steeds binnen de juiste context analyseert. Een reconciliatie tussen de cijfers uit bijvoorbeeld de tariefcomponentenstudie (studie 1096), of de cijfers die hier in Deel 1: Analyse 2009-2011 aan bod zijn gekomen en de cijfers uit *Frontier Economics* is mogelijk maar heeft als vereiste dat ten volle rekening wordt gehouden met de verschillen in de werkhypothesen. Indien men dit niet doet, worden appels met peren vergeleken. Het is dan ook best om de cijfers van *Frontier Economics* te bekijken binnen het kader van die studies, met name een betrouwbare en transparante vergelijking maken met de situatie in de buurlanden.

294. Twee andere relevante werken betreffen de studies¹¹³ van de CREG waarin een vergelijking wordt gemaakt tussen de prijzen voor de residentiële gebruikers (zowel voor elektriciteit als gas) in de hoofdsteden van de buurlanden: Brussel, Parijs, Amsterdam, Berlijn en Londen. De resultaten uit deze twee studies zijn vergelijkbaar met die van *Frontier Economics*.

295. **Zowel de studies van Frontier Economics als die van de hoofdsteden werden aan de regulatoren van de betrokken landen ter beschikking gesteld en gevalideerd.**

III.1 Elektriciteit

III.1.1 Algemene aspecten

III.1.1.1 Productiepark

296. Tussen de verschillende landen die in de analyse worden betrokken, bestaat er een groot verschil in de samenstelling van het productiepark dat elektriciteit genereert. Volgende tabel geeft een overzicht¹¹⁴ van het percentage geproduceerde elektriciteit per technologie in België en in de buurlanden.

Tabel 15 : Overzicht % productie per technologie (Eurelectric, 31/12/2010)

	Belgium	Netherlands	France	Germany	United Kingdom
Nuclear	51,31%	3,81%	75,86%	25,02%	12,65%
Coal	10,29%	21,03%	3,12%	19,18%	32,62%
Brown Coal	0%	0%	0%	22,52%	0%
Oil	1,26%	0,19%	0,32%	1,42%	0,93%
Gas	32,69%	61,75%	1,57%	14,76%	45,94%
Hydro	1,14%	0,10%	12,46%	4,50%	2,39%
Renewables	3,31%	13,13%	2,57%	12,61%	5,58%
Not specified	0%	0%	4,09%	0%	0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

* Voor Duitsland is de situatie sinds maart 2011 betekenisvol veranderd na het sluiten van een aantal nucleaire eenheden

¹¹³ Studie (F)110224-CDC-1037 over de vergelijking van de aardgasprijzen voor een gezin met verbruik van 23.260 kWh aardgas in Brussel, Parijs, Berlijn, Amsterdam en Londen, 30p, <http://www.creg.info/pdf/Etudes/F1037NL.pdf>

Studie (F)101007-CDC-995 over de vergelijking van de elektriciteitsprijzen, voor een gezin met verbruik van 3.500 kWh in Brussel, Parijs, Berlijn, Amsterdam en Londen, 33p, <http://www.creg.info/pdf/Studies/F995NL.pdf>

¹¹⁴ Bron: *Eurelectric: Statistics and Prospects for the European Sector*, 37^{ste} editie EurProg 2009, oktober 2009, 188 p

297. Uit de tabel blijkt dat voornamelijk nucleair en gas de technologieën zijn waarop België en zijn buurlanden terugvallen om elektriciteit te genereren. België (51,31%) en Frankrijk (75,86%) halen meer dan 50% van elektriciteit uit splijting van kernbrandstoffen. Nederland (61,75%) en Groot-Brittannië (45,94%), beide producenten van aardgas, gebruiken vooral gasgestookte centrales voor de elektriciteitsproductie. Ten slotte, Duitsland heeft een heel verscheiden productiepark, zowel nucleair, steenkool, bruinkool, gas en hernieuwbaar (voornamelijk offshore wind) nemen 10% tot 25% van de productie voor hun rekening.

298. Samengevat is het duidelijk dat er een groot verschil bestaat in de samenstelling van de productieparken in de verschillende landen. Elk van deze technologie heeft zijn eigen kostenstructuur, rendement en rentabiliteit. Hierop wordt in het deel IV.1.1 Producenten nog teruggekomen. Er kan hier al worden vermeld dat in België de grootste marges worden gerealiseerd met afgeschreven nucleaire centrales, en dat de marges over het algemeen voor de gasgestookte eenheden kleiner zijn.

299. In volgende paragraaf wordt op de groothandelsprijzen ingegaan. Men zou kunnen verwachten dat gezien de grote verschillen in de samenstelling van de productieparken ook de prijzen op de groothandelsmarkten tussen deze landen (sterk) verschillen. Dit is echter niet het geval.

III.1.1.2 Convergentie elektriciteitsprijzen

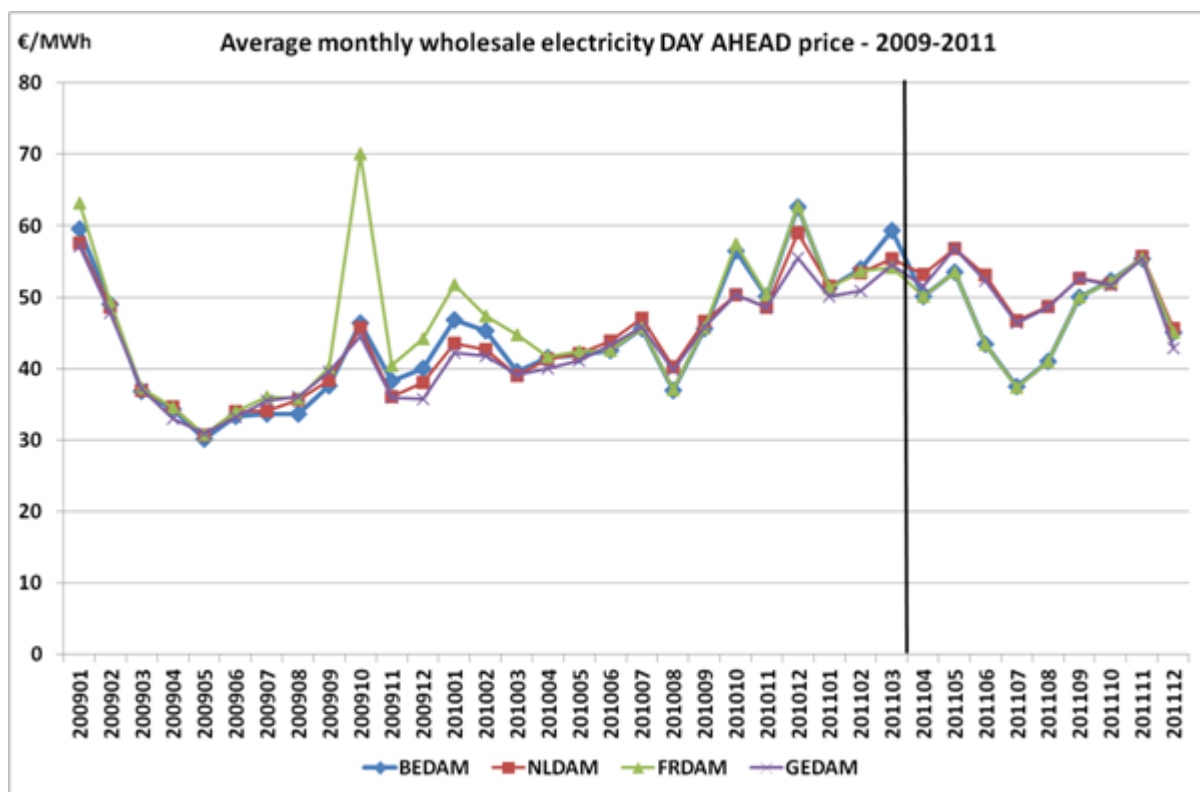
- **Spotprijzen: Central Western European Market Coupling DAM**

300. Sinds de start van de Belpex DAM op 22 november 2006 en tot 9 november 2010 was de Belpex DAM impliciet gekoppeld met de twee day-ahead markten in Nederland (APX DAM) en Frankrijk (voorheen Powernext DAM, nu EPEX FR DAM). Deze zogenaamde tri-laterale marktkoppeling impliceert dat interconnectiecapaciteit en elektrische energie samen worden verkocht, wat een optimaal gebruik van de beschikbare commerciële capaciteit toelaat. Vanaf 10 november 2010¹¹⁵ is de Belpex DAM nog steeds impliciet met deze twee buurmarkten gekoppeld, maar werd ook de Duitse beurs (EPEX GE DAM) in de impliciete marktkoppeling opgenomen.

¹¹⁵ Cfr. voor meer info over CWE <http://www.apxindex.com/index.php?id=186>

301. Onderstaande figuur geeft de prijzen weer op de DAM voor België, Frankrijk, Nederland en Duitsland sinds de beurzen zijn gekoppeld. We stellen vast dat de prijzen op de DAM zich relatief dicht bij elkaar bevinden (op een uitzonderlijk piek voor Frankrijk in het najaar van 2009). Op de figuur is een verticale zwarte lijn aangebracht; deze geeft de beslissing weer van de regering in Duitsland om zijn zeven oudste kerncentrales uit dienst te nemen (15 maart 2011). Op dat moment ontstond er een tijdelijke ontkoppeling tussen de spotprijzen tussen Nederland en Duitsland enerzijds en België en Frankrijk anderzijds. Tegen het einde van 2011 is de impact van die beslissing niet meer merkbaar, de prijzen in de vier landen bevinden zich allemaal terug op hetzelfde niveau.

Figuur 26: DAM-prijzen 2009-2011



302. Cijfermatig uitgedrukt geeft dit volgende tabel.

Tabel 16: DAM prijzen (EUR/MWh)

Wholesale Power Price DAY AHEAD – transactieperiode 2009-2011							
	average prices				%changes		
(€/MWh)	2009	2010	2011	2009-2011	2009-2010	2010-2011	2009-2011
BE	39,4	46,3	49,4	45	17%	7%	25%
NL	39,2	45,3	52,1	45,5	16%	15%	33%
FR	43	47,5	48,9	46,5	10%	3%	14%
GE	38,9	44,5	51,1	44,8	14%	15%	32%
Verschil tov BE (positief => BE goedkoper)							
NL	-0,50%	-2,00%	5,40%	1,10%			
FR	9,10%	2,60%	-1,00%	3,20%			
GE	-1,30%	-3,90%	3,50%	-0,40%			

303. Ter vervollediging geven we nog mee dat de DAM prijzen in 2008 gemiddeld 70 EUR/MWh bedroeg, wat opmerkelijk hoger is dan de prijzen in de daaropvolgende jaren.

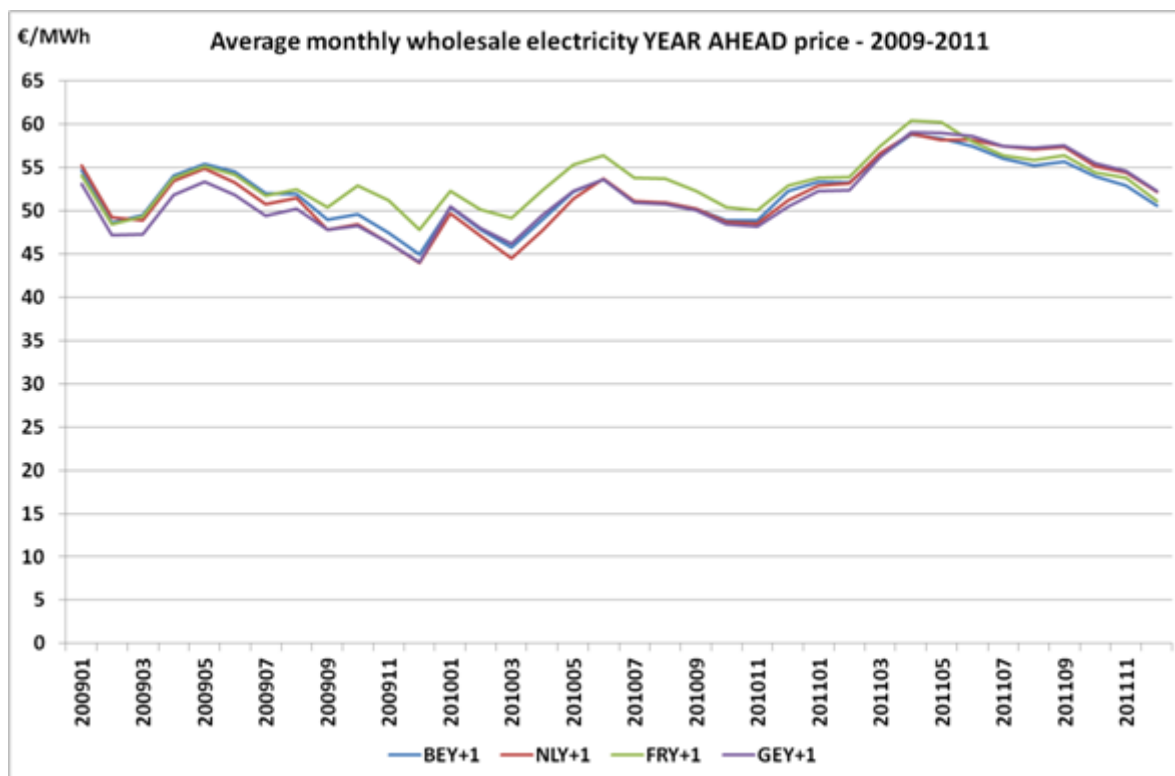
304. De spotmarkt van de UK is niet gekoppeld met die van de andere vier landen. Om volledig te zijn, worden hier de prijzen voor de periode 2009-2011 meegegeven (Bron: Bloomberg). Die zijn respectievelijk 41,39 EUR/MWh voor 2009, 48,02 EUR/MWh voor 2010 en 55,77 EUR/MWh voor 2011. Dit geeft een gemiddelde van 48,39 EUR/MWh over de periode 2009-2011. Dit is de hoogste prijs van de vijf landen. Voornamelijk in 2010 en 2011 was de spotprijs in Groot-Brittannië hoger dan in de andere landen.

- **Futures**

305. Naast de kortetermijnmarkt is er ook nog een langetermijnmarkt. Deze verhandelt producten waarvan de levering in de toekomst gebeurt (de zogenaamde *futures*). Er bestaan verschillende types producten op deze markt: zo zijn er onder andere de *month-ahead* (M+1), *quarter-ahead* (Q+1) en de *year ahead* (Y+1).

306. In deze paragraaf wordt de evolutie van de *futures* nagegaan tussen de periode 2009-2011 voor wat betreft de Cal+1. De Cal+1 (Calendar+1) betreft in dit geval de noteringen tijdens het jaar voorafgaand aan het jaar van de levering van *baseload* elektriciteit. Volgende figuur geeft een overzicht van de *year ahead* noteringen in België, Nederland, Frankrijk en Duitsland. Hieruit blijkt dat de noteringen in 2011 dicht bij elkaar liggen.

Figuur 27: Forward Cal+1 prijzen 2009 - 2011



307. Verder blijkt ook dat de forwardnoteringen voor België in 2011 de laagste waren in vergelijking met de buurlanden. Gemiddeld lagen de Cal+1 noteringen in 2011 in België 1,5% lager dan in de buurlanden. Volgende tabel geeft cijfermatig de verschillen weer.

Tabel 17: Forward Cal+1 prijzen (EUR/MWh)

Wholesale Power Price YEAR AHEAD – transactieperiode 2009-2011							
	average prices				%changes		
EUR/MWh	2009	2010	2011	2009-2011	2009-2010	2010-2011	2009-2011
BE	51	50,1	55,2	52,1	-0,02	10%	8%
NL	50,3	49,6	56	51,9	-0,01	13%	11%
FR	51,8	52,4	56	53,4	0,01	7%	8%
GE	49,2	49,9	56	51,7	0,01	12%	14%
Verschil tov BE (positief => BE goedkoper)							
NL	-1,30%	-1,00%	1,50%	-0,20%			
FR	1,60%	4,60%	1,50%	2,50%			
GE	-3,40%	-0,30%	1,60%	-0,70%			

III.1.2 Relatie tussen groothandelsprijzen en investeringen

308. Kandidaat-investeerdere leggen frequent het verband tussen het niveau van de groothandelsprijzen en het rendement van hun nieuwe investeringen. Hierbij dient opgemerkt dat alle producenten ook leverancier aan de eindverbruiker zijn en dat bijgevolg de riante leveranciersmarge (zie infra) in de afweging van het rendement op nieuwe investeringen mee in rekening dient te worden gebracht, en dit zolang beide activiteiten niet worden ontvlecht.

309. Dezelfde kandidaat-investeerdere verwijzen ook naar de - sporadisch - negatieve *clean spark spread* (verschil tussen de groothandelsprijzen enerzijds en de som van de brandstofkost van het gas en de CO₂ anderzijds). Hierbij dient opgemerkt dat de prijs van het gas in deze afweging zeer belangrijk is en dat eerder in deze tekst werd uiteengezet dat de prijzen op de Henry Hub substantieel lager liggen dan op de TTF-markt (cfr. randnummer 173) en dat de marges in de ganse *supply chain* van gas eveneens aanzienlijk zijn (cfr. IV.2 Gas).

310. De vergelijking tussen de TTF-gasprijzen en de aankooprijzen van het gas voor elektriciteitsproducenten geeft een voor de producenten gunstig prijsverschil van 5 tot 9 EUR/MWh, die de rentabiliteit van de elektriciteitscentrale in sterke mate gunstig beïnvloedt.

III.1.3 Particulieren

311. In vergelijking met de cijfers die in Deel 1: Analyse 2009-2011 voor België werden besproken, zijn er een aantal verschillen met de studie *Frontier Economics*. Eerst en vooral vertrekt de studie van *Frontier Economics* van een Dc-klant (3.500 kWh) met een enkelvoudige teller, en is er geen onderscheid tussen dag en nacht. Alle 3.500 kWh worden aan dezelfde eenheidsprijs gewaardeerd.

312. Bij wijze van voorbeeld geven we in volgende tabel mee wat de verschillen zijn tussen de twee situaties voor een Dc-klant die kiest voor de prijsformule Electrabel EnergyPlus. Het verschil situeert zich bij de componenten leveranciersprijs en

distributienettarieven. Alle andere elementen blijven onveranderd¹¹⁶, ongeacht of de klant nu een enkelvoudige of een tweevoudige teller heeft.

Tabel 18: Vergelijking enkelvoudige vs tweevoudige meter voor Electrabel EnergyPlus

€/MWh 2010	Enkelvoudige teller			Tweevoudige teller		
	Imewo	IEH	Sibelga	Imewo	IEH	Sibelga
Leveranciersprijs	62,65	83,71	83,71	57,59	78,64	78,64
Bijdragen hernieuwbare energie + WKK	7,39	8,48	2,06	7,39	8,48	2,06
Transmissie (excl. openbare heffingen)	8,22	8,78	8,42	8,22	8,78	8,42
Distributie (excl. openbare heffingen)	69,39	66,97	65,34	53,28	56,72	55,59
Openbare heffingen	5,05	8,07	14,13	5,05	8,07	14,13
Energiebelasting en BTW	34,38	39,12	38,78	29,93	35,90	35,67
Prijs eindverbruiker, alles inbegrepen	187,07	215,13	212,43	161,45	196,59	194,51
Delta				-25,62	-18,54	-17,92

313. Uit de tabel blijkt dat voor dit concrete geval een Dc-klant goedkoper af is met een tweevoudige teller. Het verschil bedraagt gemiddeld (over de drie DNB's) 20,69 EUR/MWh. **Op jaarbasis betekent dit een verschil van 72,41 EUR.**

314. Een tweede verschil is het aantal DNB's. In deze studie wordt steeds gebruikt gemaakt van Imewo, IEH en Sibelga. Studie 1096 gebruikt voor Vlaanderen Imewo, Gaselwest en Inter-Energa, voor Wallonië IEH en Tecteo en voor Brussel Sibelga. *Frontier Economics* gebruikt voor Vlaanderen Imewo en Gaselwest, voor Wallonië IEH en Ideg en voor Brussel Sibelga.

315. Een derde verschil betreft de leveranciers. In deze studie verwijzen we voor een Dc-klant elektriciteit steeds naar de prijsformule Electrabel EnergyPlus. In studie 1096 vergelijkt men vijf prijsformules van vijf leveranciers (Electrabel EnergyPlus, Luminus Actief, Nuon Comofort/Comfort 3 jaar, Lampiris elektriciteit, Essent variabel/Essent groen variabel).

316. De methodologie van *Frontier Economics* is anders. Zij weerhouden drie prijsformules plus het sociaal tarief. De drie prijsformules zijn: de standaardformule van de historische speler, het beste aanbod van de historische speler en het beste aanbod van de concurrent die na de historische speler het grootste marktaandeel heeft.

¹¹⁶ Het BTW-bedrag verandert ook omdat de belastbare basis verandert, maar het percentage is hetzelfde (21%).

317. Verder gebruikt *Frontier Economics* cijfers voor november 2010 en dus eerder een momentopname van de hoogte van toen.

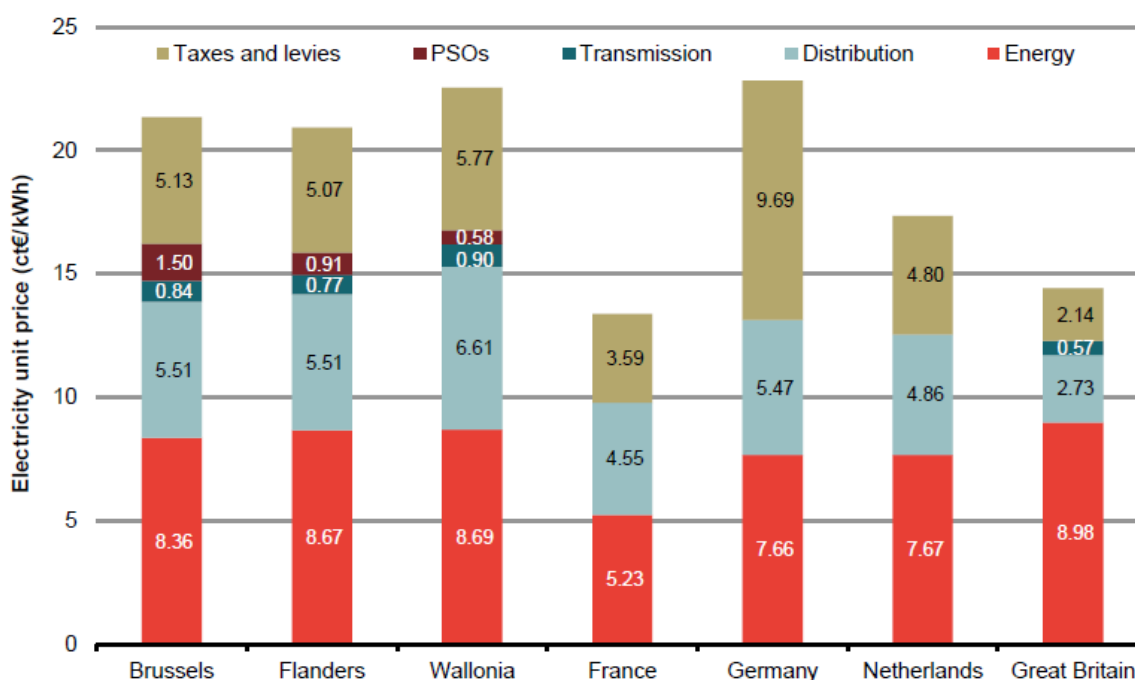
318. Ten slotte, de opsplitsing tussen de componenten verloopt ook anders. Dit is altijd een grote bekommernis bij het maken van internationale vergelijkingen van energieprijzen. In de studie van *Frontier Economics* wordt steeds een opsplitsing gemaakt tussen:

- zuivere elektriciteitsprijs (*commodity*);
- distributienettarieven en transmissienettarieven (opgesplitst waar mogelijk);
- kosten voor openbare dienstverplichtingen en toeslagen (het betreft alle kosten die niet rechtstreeks gelinkt zijn aan de zuivere levering van elektriciteit aan de eindverbruiker).

319. *Frontier Economics* zondert naast de heffingen, ook de openbare dienstverplichtingen (ODV's) af. Deze worden uit de distributienettarieven gehaald om een zo zuiver mogelijke vergelijking van de distributienettarieven te krijgen over de landen heen (die enkel de kost van de distributie-activiteit weergeven). Dit laat tegelijk ook een betere vergelijking toe tussen de sociale en ecologische steunmaatregelen, over de grenzen heen.

320. In volgende figuur wordt een overzicht gegeven van de resultaten van de vergelijking uit de studie *Frontier Economics*.

Figuur 28: Vergelijking Dc-klant met de buurlanden (Bron: Frontier Economics)



321. Zoals uit bovenstaande figuur blijkt, wordt voor België geopteerd om de prijzen voor de drie gewesten afzonderlijk te tonen, dit omwille van de grote verscheidenheid aan regelgeving tussen de gewesten¹¹⁷, die een significante impact hebben op de eindprijs aan particulieren.

322. De voornaamste conclusies die (voor elektriciteit) uit bovenstaande figuur kunnen worden getrokken, zijn:

- België bekleedt in de rangschikking een weinig benijdenswaardige tweede plaats en dit na Duitsland. In Frankrijk betalen particulieren het laagste tarief, wat onder andere het gevolg is van de nog steeds sterke regulering van eindprijzen aan de consumenten. Daarbij wordt in Frankrijk onder andere sterk de nadruk gelegd op het feit dat alle eindverbruikers mee moeten kunnen genieten van de goedkope elektriciteit die in de nucleaire centrales wordt opgewekt. De vergelijking met Frankrijk is dus niet voor de hand liggend gezien de kenmerken van het Franse systeem;

¹¹⁷ Het verschil in regionale regelgeving en de impact hiervan op de distributienettarieven werd meer in detail besproken in II.1.1.4 Distributie.

- **België kent van alle landen de hoogste distributienettarieven, zelfs wanneer de kosten voor openbare dienstverplichtingen en toeslagen als afzonderlijke componenten worden getoond;**
- België heeft de op één na hoogste belastingsintensiteit¹¹⁸. Het treft hier zowel de BTW als de bijkomende toeslagen die door de verschillende overheden op elektriciteit worden geheven. België kent daarbij het hoogste BTW-percentage¹¹⁹ van de landen opgenomen in de vergelijking.

III.1.4 Bedrijven

323. Er wordt, net zoals dat voor België werd gedaan, een onderscheid gemaakt tussen de professionele afnemer (KMO) en de grote industrie. Ook hier wordt verwezen naar de studie van *Frontier Economics*.

III.1.4.1 KMO

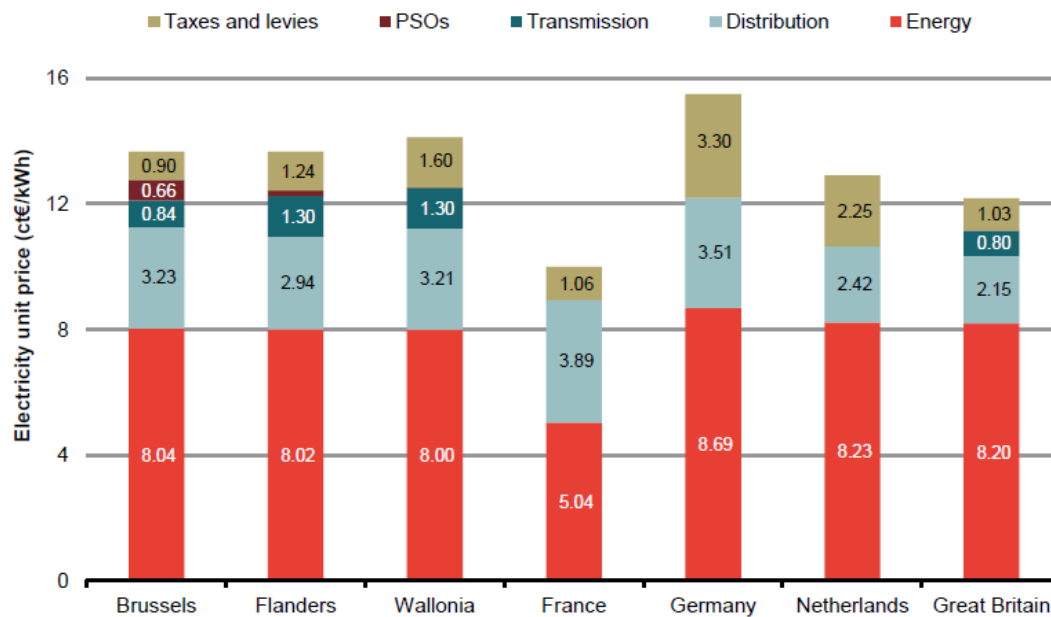
324. Hoewel *Frontier Economics* van dezelfde typeklant Ic1 gebruik maakt, komt het resultaat hierna niet overeen met de resultaten voor Vlaanderen, Wallonië en Brussel zoals vermeld in II.2.1.1 Elektriciteit. De redenen hiervoor zijn eerder al vermeld.

325. Volgende figuur geeft de gemiddelde elektriciteitsprijs weer (all-in) voor een KMO in België (per regio), Nederland, Frankrijk, Duitsland en Groot-Brittannië. De componenten van de elektriciteitsprijs worden in een verschillende kleur weergegeven.

¹¹⁸ Met belastingsintensiteit wordt hier verwezen naar het aandeel van de component heffingen, toeslagen en BTW (allen samen) in de totaalfactuur. Hoe hoger de belastingsintensiteit hoe belangrijker deze component in de totaalfactuur.

¹¹⁹ BTW toegepast op elektriciteitslevering: BE: 21%, FR: 19,6%, DE: 19%, NL: 19%, GB: 5%.

Figuur 29: Vergelijking Ic1-klant met de buurlanden (Bron: Frontier Economics)



326. De hoogste elektriciteitsprijs kan in Duitsland worden waargenomen (150,00 EUR/MWh), de laagste in Frankrijk (99,90 EUR/MWh). De elektriciteitsprijzen in Nederland en Groot-Brittannië liggen rond de mediaan. Na analyse van de verschillende prijscomponenten, kan men het volgende vaststellen:

- de energiecomponent heeft in alle landen bij benadering hetzelfde niveau (België iets lager), uitgezonderd in Frankrijk, waar het prijspeil merkkelijk lager is. In Frankrijk is het energietarief gereguleerd en **halen de klanten rechtstreeks voordeel uit de lage kostprijs van nucleaire energie**;
- de verschillen tussen de landen worden veroorzaakt door de heffingen en netwerkkosten;
- de distributie- en transportkosten zijn merkkelijk lager in Nederland en Groot-Brittannië dan in de andere landen;
- de heffingen en openbare dienstverplichtingen zijn lager in Frankrijk en Groot-Brittannië. In België zijn deze kosten hoog ondermeer door de verschillende openbare dienstverplichtingen die worden opgelegd aan de distributienet-beheerders zoals de opkoopverplichting van groenestroomcertificaten. In Duitsland zijn deze kosten ook hoog o.a. door de financiering van de hernieuwbare energie.

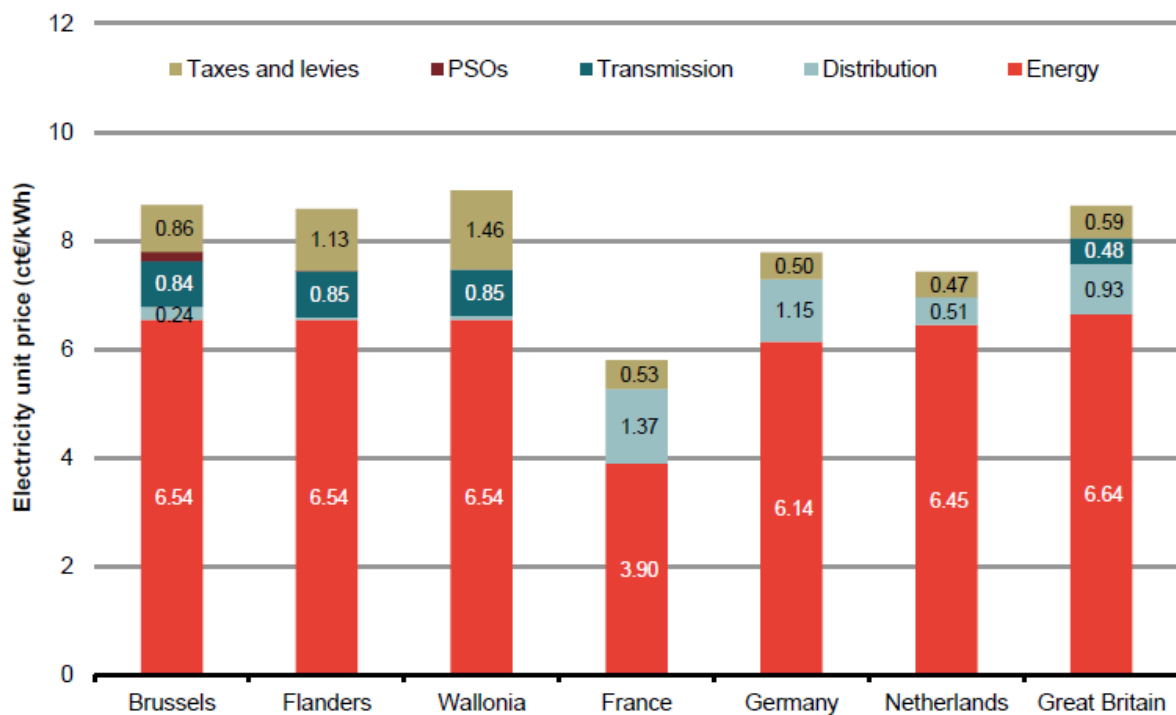
III.1.4.2 Grote industriële klanten

- Frontier Economics

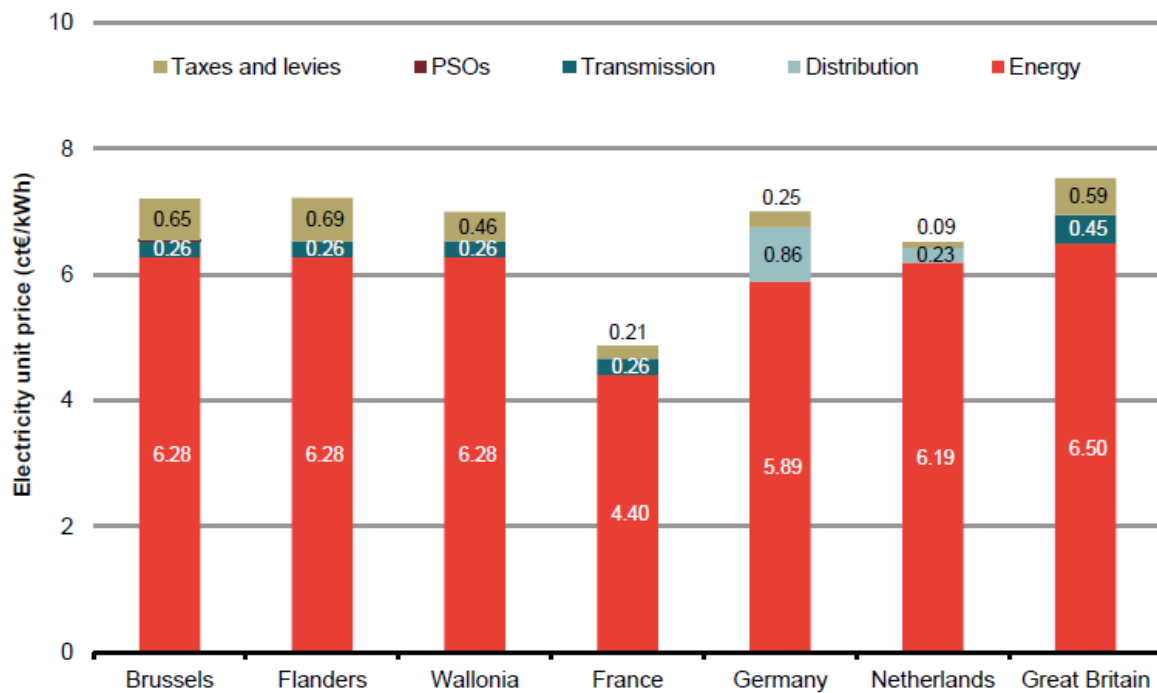
327. Hoewel ze niet beschikte over de daadwerkelijk aan de grote industriële klanten in kwestie gefactureerde energieprijzen, heeft *Frontier Economics* toch een raming gemaakt van de in 2010 aan twee profielen van grote industriële klanten gefactureerde energieprijzen op basis van de prijzen van de elektriciteitsbeurzen en de vigerende nationale reglementering: een eerste type klant met een jaarlijks *non-baseload*-verbruik van 25 GWh/jaar en een tweede type klant met een jaarlijks *baseload*-verbruik van 250 GWh/jaar.

328. De resultaten vindt u hieronder.

Figuur 30: Resultaten voor een industriële klant met een verbruik van 25 GWh/jaar



Figuur 31: Resultaten voor een industriële klant met een verbruik van 250 GWh/jaar



329. Conclusies van de figuren:

- i. de Franse prijzen liggen beduidend lager dan de prijzen die in de vier andere landen worden gefactureerd;
- ii. de Nederlandse en Duitse prijzen situeren zich net onder de Belgische prijzen en het bestaan in België van de “bijdragen hernieuwbare energie” verklaart een groot deel van dit prijsverschil;
- iii. de Engelse prijzen situeren zich nu eens onder, dan weer boven de Belgische prijzen.

330. Om de geldigheid van de voor België door *Frontier Economics* geformuleerde ramingen na te gaan, heeft de CREG deze vergeleken met de energieprijzen die in 2010 aan de hierboven reeds vermelde 366 Belgische grote industriële klanten werden gefactureerd. Hierbij dient opgemerkt dat om voor een gemeenschappelijke vergelijkingsbasis te zorgen, bij de rode component “Energy” het deel van de groene component “Taxes and levies” met betrekking tot de door de leveranciers gevraagde “bijdragen hernieuwbare energie” moet

worden geteld¹²⁰. De hoogte van deze “bijdragen hernieuwbare energie”, die voor België afhangt van het type klant en het Gewest waar dit type klant is gevestigd, verklaart zodoende de verschillen tussen de bedragen van 65,4 EUR/MWh en 62,8 EUR/MWh die onder de noemer “Energy” door *Frontier Economics* voor beide types van Belgische klanten werden weerhouden en degene die in bovenstaande tabel werden opgenomen. Het resultaat van de vergelijking vindt u in onderstaande tabel.

Tabel 19: Vergelijking tussen de voor 2010 door de CREG waargenomen “energieprijzen” en de voor 2010 door Frontier Economics geraamde “energieprijzen” (Bronnen: CREG en Frontier Economics)

	Bron	EUR/MWh
Gefactureerde energieprijis in 2010 aan Belgische grote industriële klanten - 1ste kwartiel	CREG	59,3
Gefactureerde energieprijis in 2010 aan Belgische grote industriële klanten - mediaan	CREG	64,6
Geschatte energieprijis voor 2010 voor een klant met een jaarlijks verbruik van 250 GWh uit Brussel	FRONTIER ECONOMICS	65,1
Geschatte energieprijis voor 2010 voor een klant met een jaarlijks verbruik van 250 GWh uit Wallonië	FRONTIER ECONOMICS	66,4
Geschatte energieprijis voor 2010 voor een klant met een jaarlijks verbruik van 25 GWh uit Brussel	FRONTIER ECONOMICS	67,7
Geschatte energieprijis voor 2010 voor een klant met een jaarlijks verbruik van 250 GWh uit Vlaanderen	FRONTIER ECONOMICS	68,4
Gefactureerde energieprijis in 2010 aan Belgische grote industriële klanten - 3de kwartiel	CREG	72,5
Geschatte energieprijis voor 2010 voor een klant met een jaarlijks verbruik van 25 GWh uit Vlaanderen	FRONTIER ECONOMICS	73,0
Geschatte energieprijis voor 2010 voor een klant met een jaarlijks verbruik van 25 GWh uit Wallonië	FRONTIER ECONOMICS	73,8

331. De CREG stelt vast dat de voor België voor 2010 geformuleerde ramingen zich voor het merendeel situeren tussen de mediaan en het 3^{de} kwartiel van de energieprijzen die in 2010 aan de hierboven reeds vermelde 366 grote industriële klanten werden aangerekend. Gelet op het feit dat de door *Frontier Economics* beoogde klanten geen eigen karakteristieken hebben die een lage energieprijis met zich kunnen brengen (zoals louter nachtverbruik, een lokale productie of een *tolling agreement*), is de CREG van mening dat de door *Frontier Economics* geformuleerde ramingen volledig coherent zijn met de energieprijzen die in België aan de weerhouden types van klanten werden gefactureerd.

332. **Wat de geldigheid van de ramingen betreft die voor de andere landen werden geformuleerd, wijst de CREG erop dat de inhoud van de *Frontier Economics*-studie werd gevalideerd door de desbetreffende nationale regulatoren: CRE (Frankrijk), NMa (Nederland), OFGEM (Groot-Brittannië) en BUNDESNETZAGENTUR (Duitsland).**

¹²⁰ Voor België, zie p. 156 (Vlaanderen) “*Obligation to purchase Green and cogen certificates*”, p. 160 (Wallonië) en p. 162 (Brussel) “*Obligation to purchase green certificates*” van de *Frontier Economics*-studie.

Voorts dient opgemerkt dat er in Groot-Brittannië een vergelijkbare bijdrage bestaat: zie “*Renewable Obligation (RO)*”, p. 189 van de *Frontier Economics*-studie.

III.2 Gas

333. Net zoals voor elektriciteit vertrekt de CREG van de resultaten van de studie van *Frontier Economics*, zowel voor de particulieren als de bedrijven. Zoals in de inleiding van dit hoofdstuk werd vermeld, maakte de CREG daarenboven in februari 2011 een studie¹²¹ over de vergelijking van de aardgasprijzen voor een gezin met een verbruik van 23.260 kWh aardgas in Brussel, Parijs, Berlijn, Amsterdam en Londen. De resultaten die uit deze studie naar voor kwamen, zijn gelijk aan die van *Frontier Economics*.

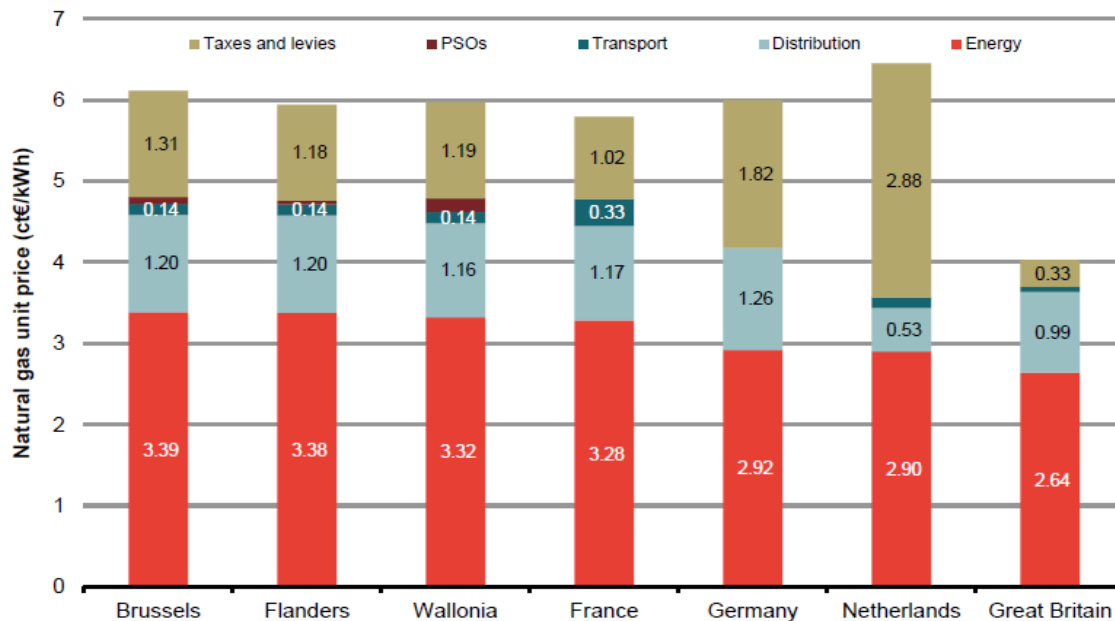
III.2.1 Particulieren

334. Voor de vergelijking van de aardgasprijzen voor particulieren met de buurlanden wordt een T2-typeklant genomen, met bijhorend specifiek profiel. We worden hier niet geconfronteerd met de problemen van enkelvoudige of tweevoudige meters zoals dat het geval was bij elektriciteit.

335. In onderstaande figuur wordt een overzicht gegeven van de resultaten van de vergelijking uit de studie *Frontier Economics*.

¹²¹ CREG, Studie (F)110224-CDC-1037 over 'de vergelijking van de aardgasprijzen voor een gezin met een verbruik van 23.260 kWh aardgas in Brussel, Parijs, Berlijn, Amsterdam en Londen'.

Figuur 32: Vergelijking T2-klant met de buurlanden (Bron: Frontier Economics)



336. Zoals uit bovenstaande figuur blijkt, wordt voor België geopteerd om - net zoals voor elektriciteit - de prijzen voor de drie gewesten afzonderlijk te tonen, dit omwille van de grote verscheidenheid aan regelgeving tussen de gewesten¹²², die een significante impact hebben op de eindprijs aan particulieren.

337. De voornaamste conclusies die uit bovenstaande figuur kunnen worden getrokken zijn:

- België bekleedt in de rangschikking een weinig benijdenswaardige tweede plaats en is na Nederland het duurste land. Het verschil met Duitsland is minimaal. In Groot-Brittannië betalen particulieren de laagste prijs. Groot-Brittannië kent veruit de laagste *commodity*-prijs, gevolgd door Nederland. Het feit dat beide landen eigen aardgasproductie hebben, is daar een verklaring voor. België kent daarentegen de hoogste prijs voor de energie (*commodity*). Zoals in het hoofdstuk over België werd uiteengezet is de energiecomponent in de totaalfactuur van de eindgebruiker (zowel residentieel als professioneel) het element dat het zwaarst doorweegt. In Groot-Brittannië wordt ook het laagste bedrag aan belastingen aangerekend;

¹²² Het verschil in regionale regelgeving en de impact hiervan op de distributenettarieven werd meer in detail besproken in II.1.2.4 Distributie.

- België kent na Duitsland de hoogste distributienettarieven. In V.2. Distributie wordt dieper ingegaan op mogelijke maatregelen die ervoor kunnen zorgen dat de distributienettarieven in België worden verlaagd;
- Qua belastingsintensiteit wordt België voorafgegaan door Duitsland¹²³ en Nederland¹²⁴. Het treft hier zowel de BTW als de bijkomende toeslagen die door de verschillende overheden op aardgas worden geheven. België kent daarbij het hoogste BTW-percentages¹²⁵ van alle landen opgenomen in de vergelijking.

III.2.2 Bedrijven

III.2.2.1 KMO

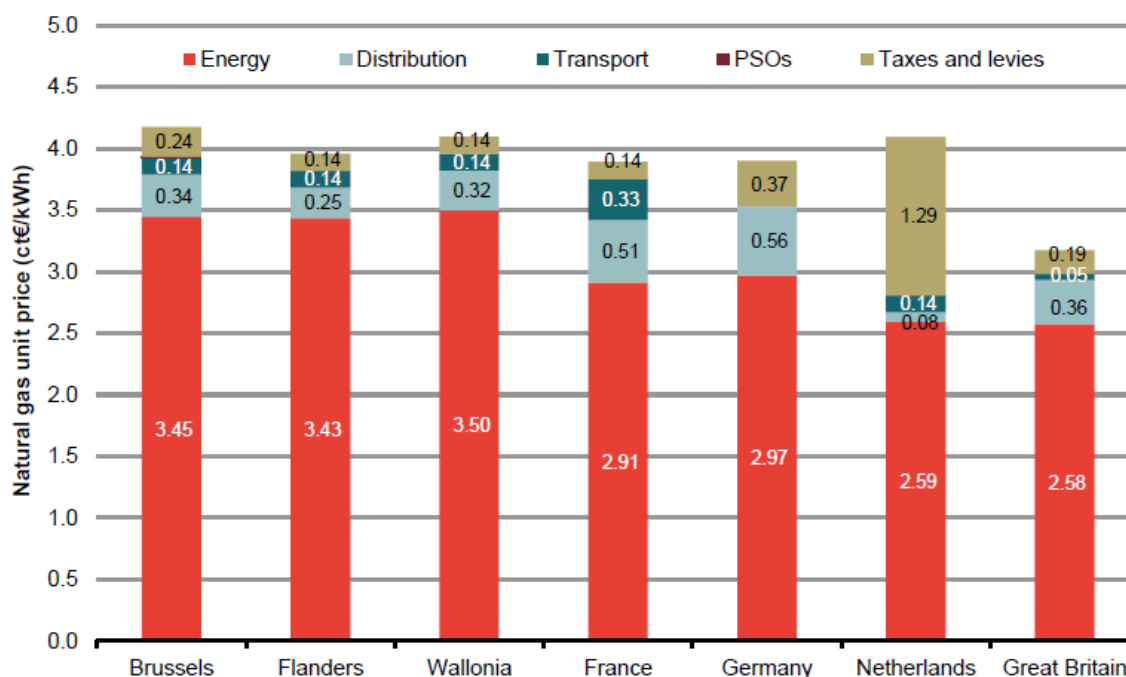
338. Zoals kan worden waargenomen in onderstaande figuur, zijn de verschillen tussen de landen kleiner voor de aardgasprijs 2010 dan bij elektriciteit. De prijscomponenten worden door verschillende kleuren weergegeven.

¹²³ Belastingen in Duitsland behelzen: Erdgassteuer (aardgasbijdrage) en Konzessionsabgabe (concessiebijdrage). In Duitsland geldt een BTW-percentages van 19%.

¹²⁴ In Nederland zorgt vooral de Energiebelasting – deze vertegenwoordigt meer dan 1,7 cEUR/kWh - voor een hoog bedrag aan belastingen. In Nederland geldt daarenboven een BTW-percentages van 19%.

¹²⁵ BTW toegepast op aardgaslevering: BE: 21%, FR: 5,5% op de vaste term en 19,6% op de proportionele term, DE: 19%, NL: 19%, GB: 5%.

Figuur 33: Vergelijking T4-klant met de buurlanden (Bron: Frontier Economics)



339. De aardgasprijs¹²⁶ is het laagst in Groot-Brittannië (31,70 EUR/MWh) ten opzichte van de andere landen van de steekproef. Hun gemiddelde aardgasprijs schommelt rond de 40,00 EUR/MWh. In deze figuur valt het verschil tussen de landen met eigen gasproductie en de andere landen nog sterker op. De energiecomponent bedraagt bij de producerende landen respectievelijk 25,8 EUR/MWh en 25,9 EUR/MWh. Daarna volgen Frankrijk en Duitsland (+/-29,5 EUR/MWh). België heeft een gemiddelde van +/- 34,5 EUR/MWh wat opmerkelijk hoger is; ongeveer 6 EUR/MWh ten opzichte van Frankrijk en Duitsland en 8,5 EUR/MWh ten opzichte van de producerende landen Nederland en Groot-Brittannië.

340. Bij analyse van de prijscomponenten valt op dat de lage energieprijs van de molecule in Nederland wordt gecompenseerd door hoge taken. Daarnaast heeft Groot-Brittannië de laagste prijs van de molecule (25,8 EUR/MWh). Dit komt door de hoge liquiditeit van de aardgasmarkt in Groot-Brittannië en het feit dat de contracten niet op aardolie zijn gebaseerd. De prijs van de molecule is iets hoger in Nederland. De rechtstreekse toegang tot aardgas in Nederland is hiervoor een verklaring.

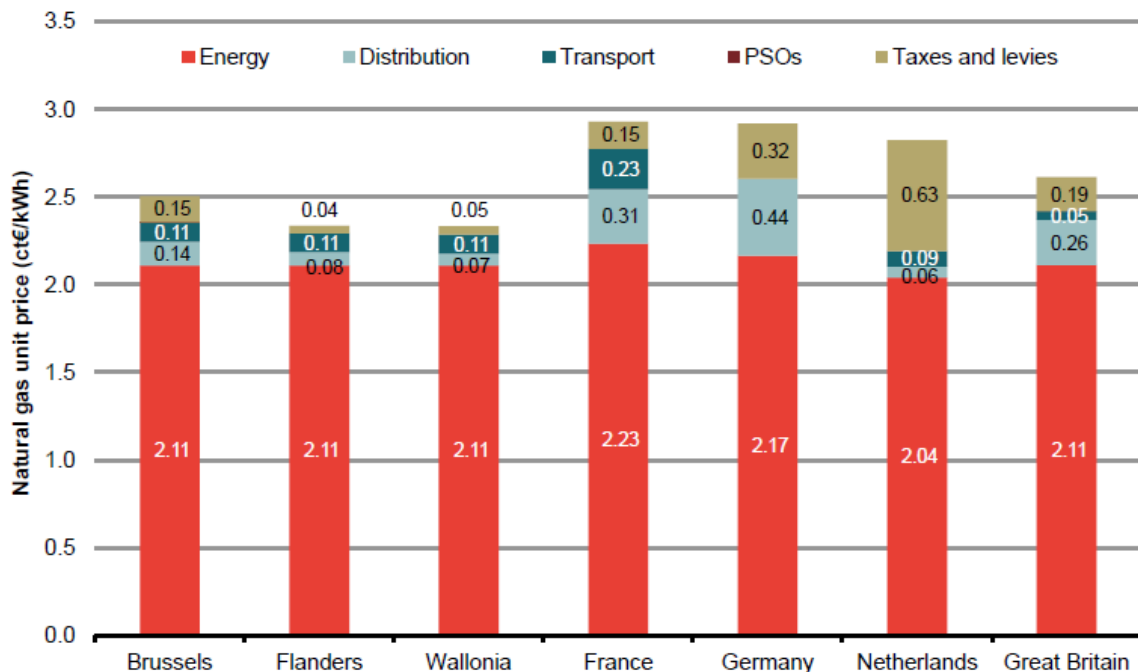
¹²⁶ De cijfers werden omgezet van cEUR/kWh naar EUR/MWh (factor x10).

III.2.2.2 Industrie

341. De typeklant dat *Frontier Economics* weerhoudt voor de analyse van de industrie is een T6. Zoals in de inleiding van de studie werd uiteengezet, is dit een grote verbruiker van aardgas aangesloten op het distributienet (vandaar dus dat ook nog een distributienetcomponent op onderstaande grafiek kan worden teruggevonden). Het gaat dus niet over een grote industriële verbruiker aangesloten op het net van Fluxys.

342. Uit onderstaande figuur blijkt dat België de laagste prijzen kent voor aardgas wanneer het levering betreft aan de grote industrie

Figuur 34: Vergelijking T6-klant met buurlanden (Bron: Frontier Economics)



343. Een zeer opmerkelijke vaststelling is dat de energieprijis voor deze typeklant in België bij de laagste is (21,1 EUR/MWh), identiek aan de prijs voor een T6 in Groot-Brittannië en lager dan de prijs in Frankrijk en Duitsland. Het verschil tussen de energieprijis voor een T4 en een T6 in België is dan ook heel groot (34,5 EUR/MWh t.o.v. 21,1 EUR/MWh).

III.3 Transmissie

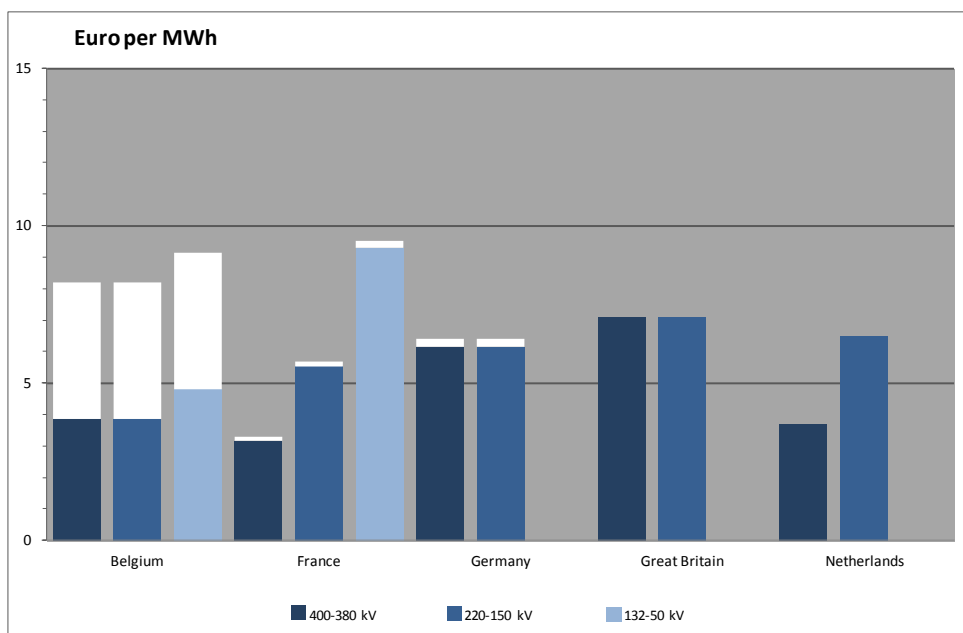
III.3.1 Elektriciteit

344. Sinds 2003 publiceert ENTSO-E jaarlijks de vergelijking van de transmissienettarieven. Voor België betreft het dus het hoogste spanningsniveau. De CREG selecteerde de gegevens voor België, Frankrijk, Duitsland, het Verenigd Koninkrijk en Nederland.

345. De hoogte van de nettarieven blijkt uit de volgende figuren (Bron: ENTSO-E 2010) die het onderscheid duidelijk maken tussen de tarieven die betrekking hebben op de daadwerkelijke TSO-taken en deze die bijkomend (cfr. randnummer 141 i.v.m. de federale bijdrage) door de overheden worden opgelegd.

346. Bemerkt dat de Belgische nettarieven voor de echte TSO-taken voor grote industriële afnemers zich in 2010 op een erg goed Europees niveau bevinden.

Figuur 35: Transmissienettarieven (elektriciteit) vergelijking buitenland (EUR/MWh)



- Aan TSO-activiteiten gerelateerde kosten: infrastructuur (kapitaal en alle werkingskosten), verliezen, systeemdiensten en congestie
- Overige regulatorische kosten die niet rechtstreeks verband houden met TSO-activiteiten: gestrande kosten, 'openbaar belang'-bijdragen, hernieuwbare energie, etc.

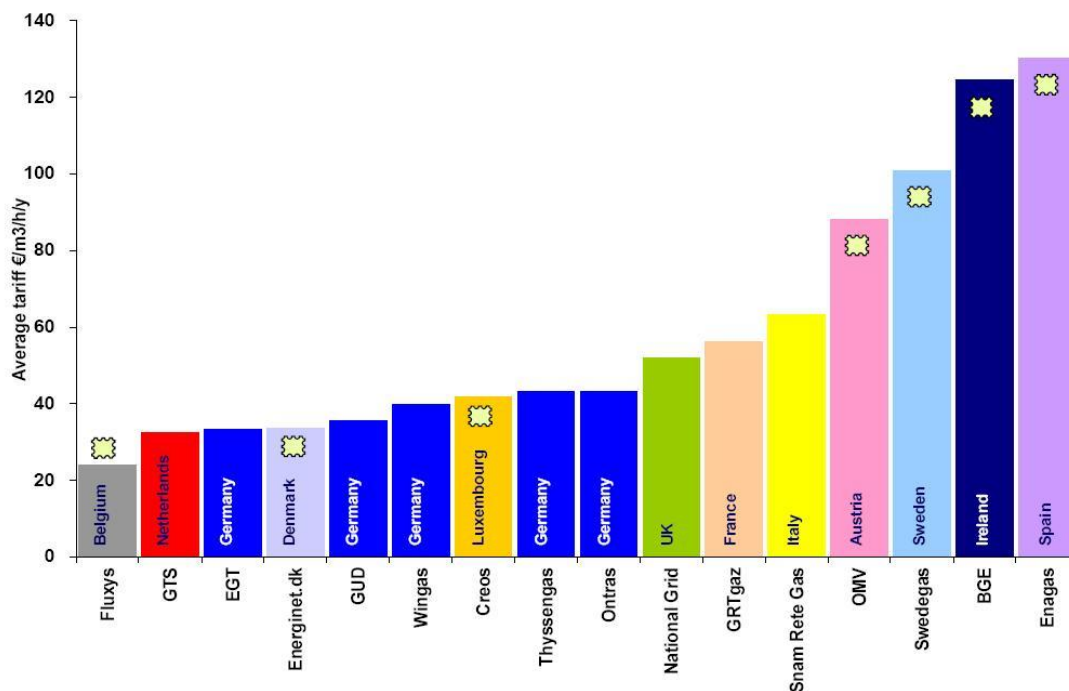
III.3.2 Gas

347. Op basis van een studie, uitgevoerd door de internationale consultant Arthur D. Little, zijn de tarieven van Fluxys, voor het jaar 2010, de goedkoopste in vergelijking met die van andere Europese landen. De methodologie en de berekeningen worden uiteengezet in hun rapport van april 2011 dat beschikbaar is op de volgende link:

www.gastransportservices.nl/en/downloads/publications/studies.

348. De volgende tabel geeft de vergelijking van de transmissienettarieven in verschillende Europese landen.

Figuur 36: Transmissienettarieven (aardgas) vergelijking buitenland (Bron: Arthur D.Little)



III.4 Besluit

349. In dit hoofdstuk heeft de CREG de energieprijzen van België vergeleken met die van de buurlanden (Nederland, Duitsland, Frankrijk en Groot-Brittannië). De CREG is daarvoor hoofdzakelijk teruggevallen op de studies die *Frontier Economics* in opdracht van de Algemene Raad van de CREG heeft gemaakt (oktober 2011). Deze studies werden gevalideerd door de regulatoren van de buurlanden. Hierbij werd erop gewezen dat de cijfers uit de studies van *Frontier Economics* verschillen (kunnen) vertonen met de cijfers die door de CREG zijn besproken in studie 1096 en in het hoofdstuk over België van voorliggende

studie. Alles heeft te maken met een verschil in werkhypothesen en uitgangspunten met betrekking tot de keuze van DNB's, leveranciers, opsplitsing van de componenten en tijdshorizon.

350. Voor wat elektriciteit betreft, is de totaalfactuur van een residentiële gebruiker heel hoog in vergelijking met de buurlanden; alleen in Duitsland wordt nog meer betaald (voornamelijk als gevolg van heffingen en belastingen). De voornaamste oorzaak zijn de hoge distributienettarieven (in *Frontier Economics* voorgesteld exclusief openbare dienstverplichtingen (ODV's)), toeslagen en heffingen. Daarenboven komen dus nog eens de vele ODV's. Ook de *commodity* wordt door de residentiële gebruiker in België duur betaald (gemiddeld 85,7 EUR/MWh); gemiddeld 9 EUR/MWh duurder dan bijvoorbeeld in Nederland (76,7 EUR/MWh). Dit is opmerkelijk gezien de spotprijzen van deze twee landen gekoppeld zijn en dat ook de forwardprijzen van de twee landen niet zo ver uit elkaar liggen (beperkte *spreads*: +/- 1%).

351. De situatie voor de Ic1-klant is vergelijkbaar. Een opmerkelijke vaststelling is echter dat de *commodity* voor deze typeklant (gemiddeld 80,2 EUR/MWh) enkel goedkoper is in (het gereguleerde) Frankrijk (50,4 EUR/MWh). Duitsland (86,9 EUR/MWh), Nederland (82,3 EUR/MWh) en Groot-Brittannië (82,0 EUR/MWh) zijn duurder dan België. Dit zou er kunnen op wijzen dat leveranciers in België voornamelijk marges (proberen te) realiseren in het residentiële segment.

352. Voor aardgas stellen we vast dat de residentiële verbruiker en nog meer de professionele klant een hoge prijs betaalt voor de *commodity* in vergelijking met het buitenland. Het verschil voor de professionele verbruiker (T4) is 8,5 EUR/MWh met Nederland en Groot-Brittannië (landen met eigen gasproductie) en 5 EUR/MWh met Duitsland en Frankrijk.

353. Samengevat, de Belgische energieverbruiker, en in het bijzonder de residentiële klant, betaalt zijn energie zeer duur in vergelijking met de buurlanden.

DEEL 2: EVALUATIE

354. Het objectief van dit deel is om op basis van de analyse en de vaststellingen die in het eerste deel zijn gedaan nu een evaluatie te maken. In een eerste hoofdstuk wordt ingegaan op de marges van de actoren die betrokken zijn in de activiteiten in de *supply chain* (vb.: producenten, leveranciers, etc). In een tweede hoofdstuk wordt ingegaan op de marges van de netwerkbeheerders (zowel transmissie als distributie).

IV. Marges in de supply chain

IV.1 Elektriciteit

IV.1.1 Producenten

355. Het kwantificeren van de marges in de *supply chain* is geen eenvoudige opdracht. Het vereist onvermijdelijk een aantal assumpties en correcte data. Dit is in het verleden reeds een probleem gebleken.

356. Op vraag van de Minister van Klimaat en Energie uit de vorige legislatuur werd de CREG begin 2009 gevraagd om de kostenstructuur van de nucleaire productie in detail te bestuderen en vervolgens de winsten die met deze centrales worden gemaakt in te schatten. Op de resultaten van deze oefening wordt teruggekomen in hoofdstuk IX. Nucleaire rente.

357. Voortvloeiend uit de resultaten volgde een uitgebreide discussie tussen de betrokken actoren (producenten, regulator, parlement, etc.) die leidde tot de vraag van de Minister van Klimaat en Energie aan de CREG om de “*nucleaire winsten*” aan te sluiten met het bedrijfsresultaat van Electrabel.

358. Om op die vraag een antwoord te kunnen formuleren, vroeg de CREG aan Electrabel bijkomende informatie met betrekking tot de kostenstructuur van de (niet-nucleaire) centrales. **Tot op vandaag heeft de CREG de informatie die ze wenst niet ontvangen. Electrabel oordeelt onder andere dat het onmogelijk is om de kostenstructuur van bijvoorbeeld haar centrales op fossiele brandstoffen in kaart te brengen.**

359. Als gevolg hiervan heeft de CREG een administratieve geldboete opgelegd waartegen Electrabel in beroep is gegaan. Een uitspraak in de zaak wordt in de loop van het jaar verwacht.

360. Verder is de marge van een bepaalde productietechnologie ook afhankelijk van het tijdstip van analyse. Financieringskost (afgeschreven centrales vs eenheden die net in gebruik zijn genomen), aankooprij van gas en steenkool, CO₂-prijs, rendement, etc.

361. Het bepalen van de verkoopprijs is ook geen evidentie. Elektronen, of ze nu van een nucleaire centrale, een fossiele eenheid of hernieuwbaar afkomstig zijn, dragen geen label en hebben dezelfde karakteristiek, m.n. ze volgen de weg van de minste weerstand. Het is dus niet mogelijk om aan te geven welk elektron bij welke gebruiker terecht komt. Om de realiteit te benaderen dienen hypothesen te worden gemaakt (cfr. IX. Nucleaire rente).

362. De verkoopprijs die voor de nucleaire eenheden voor jaar N wordt weerhouden, is bepaald door een lineaire *hedging*-strategie waarbij een derde van de elektriciteit die de installatie kan produceren in jaar N reeds verkocht wordt in jaar N-3 (drie jaar op voorhand), een derde in jaar N-2 en een derde in jaar N-1. De gemiddelde verkoopprijs is bijgevolg deze zoals genoteerd voor een *baseload calendar* op Endex Belgium in de drie jaren voorafgaand aan jaar N. Voorbeeld: de verkoopprijs voor 2011 is het gemiddelde van de noteringen van Cal+1 tijdens 2010, van Cal+2 tijdens 2009 en van Cal+3 tijdens 2008.

363. Dit geeft volgende waarden voor de verkoopprijs; 2009: 62,4 EUR/MWh, 2010: 59,2 EUR/MWh en voor 2011: 59,3 EUR/MWh. Rekening houdende met een nucleaire kost van +/- 22 EUR/MWh geeft dit marges van grootte-orde 40 EUR/MWh - 37 EUR/MWh; dit vermenigvuldigt met een totale nucleaire productie van 45 TWh geeft een globaal resultaat van EUR 1,8 miljard voor 2009 en EUR 1,7 miljard voor 2010 en 2011.

364. Het moge duidelijk zijn dat dergelijke grote winstmarges met andere type centrales, zoals STEGs en steenkoolcentrales niet kunnen worden gehaald. Deze marges zullen dan ook lager liggen. Om hiervan een exacte inschatting te kunnen maken, is vereist dat de CREG data ontvangt van de producenten met een even grote mate van detail zoals dat gebeurd is bij het nucleaire dossier. Dit is tot op heden niet het geval.

IV.1.2 Leveranciers

365. Sommige leveranciers kunnen zich beroepen op een eigen productiepark, andere dienen zich geheel of gedeeltelijk op de groothandelsmarkten voor elektriciteit te bevoorraden. Daarom gaan we in de volgende paragraaf eerst op het aspect van de markten in.

➤ ***Evolutie Belgische¹²⁷ groothandelsmarkt voor elektriciteit***

366. Wat de groothandelsmarkt betreft, dient een onderscheid te worden gemaakt tussen de langetermijnmarkt en de kortetermijnmarkt. Voor meer informatie met betrekking tot dit *topic* verwijst de CREG naar studie (F)110331-CDC-1050 over 'de werking van de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit – monitoringrapport 2010' van 31 maart 2011 (hierna: studie 1050) en studie (F)110811-CDC-1092 over de 'evolutie van de elektriciteitsprijzen op de korte- en langetermijngroothandelsmarkt voor het jaar 2010' van 11 augustus 2011.

367. De kortetermijnmarkt (spotmarkt) Belpex is een elektriciteitsbeurs die uit twee segmenten bestaat. Enerzijds is er de Belpex Day Ahead Market (Belpex DAM), anderzijds is er het segment Belpex Continuous Intraday Market (Belpex CIM). Het belangrijkste segment is de Belpex DAM dat sinds zijn start op 22 november 2006 impliciet¹²⁸ is gekoppeld met de DAM in Nederland (APX DAM) en Frankrijk (voorheen Powernext DAM, nu EPEX FR DAM). Sinds 10 november 2010 is Belpex DAM eveneens met de Duitse beurs (EPEX GE DAM) gekoppeld. Dit leidt er toe dat de prijzen op deze platforms naar elkaar toe convergeren (cfr. III.1.1.2 Convergentie Elektriciteitsprijzen).

¹²⁷ Onder III.1.1.2 Convergentie elektriciteitsprijzen wordt aandacht besteed aan de koppeling van de elektriciteitsbeurzen binnen het Centraal-West-Europees platform en de convergentie van de prijzen die deze koppeling met zich meebrengt.

¹²⁸ Impliciete koppeling betekent dat de koper of verkoper van elektriciteit automatisch toegang krijgt tot de beschikbare capaciteiten en de overige markten door aanbiedingen in te dienen bij één van de beurzen. (Bron: www.elia.be/repository/ProductsSheets/C4_N_MARKTKOPPELING.pdf)

368. Endex Power BE is de langetermijnmarkt voor elektriciteit voor België. De drie belangrijkste producten die hier worden verhandeld zijn de *month ahead*¹²⁹, de *quarter ahead*¹³⁰ en de *year ahead*¹³¹.

369. Het zijn onder andere deze beursplatforms die de leveranciers gebruiken om hun energie aan te kopen. Inderdaad, op het moment dat een klant intekent op een leverancierscontract met een vaste energieprijs voor een jaar, neemt de leverancier een risico: op dat moment heeft de leverancier zich er immers toe verbonden om energie te leveren aan de klant tegen een vaste energieprijs. Deze energieprijs kan echter sterk veranderen in de loop van de contractperiode.

370. Dit risico moet worden afgedekt. Een leverancier kan dit risico gedeeltelijk afdekken op de groothandelsmarkt voor langetermijncontracten (in casu Endex). De leverancier kan met deze financiële producten het risico afdekken, rekening houdend met onder meer zijn eigen productiepark, zijn eigen risicoprofiel, zijn totale portfolio van klanten en de verwachte consumptie ervan en het bestaande portfolio van contracten voor energiebevoorrading.

➤ **Leveranciersmarge Dc-klant**

371. In dit stuk wordt een inschatting gemaakt van de marge die een leverancier realiseert bij het beleveren van een Dc-klant. Een analoge benadering kan worden gemaakt voor Ic1-klanten maar dit vereist bijkomend onderzoek (en tijd). Daartoe wordt in eerste instantie een *baseload*-referentieprijs berekend, gebruik makend van de logica die zonet is uiteengezet.

372. De onderstaande figuur heeft voor elke maand deze referentieprijs berekend op basis van de verschillende beschikbare financiële elektriciteitsproducten. Het is belangrijk op te merken dat deze *baseload*-referentieprijs, die de CREG creëert, niet noodzakelijk de

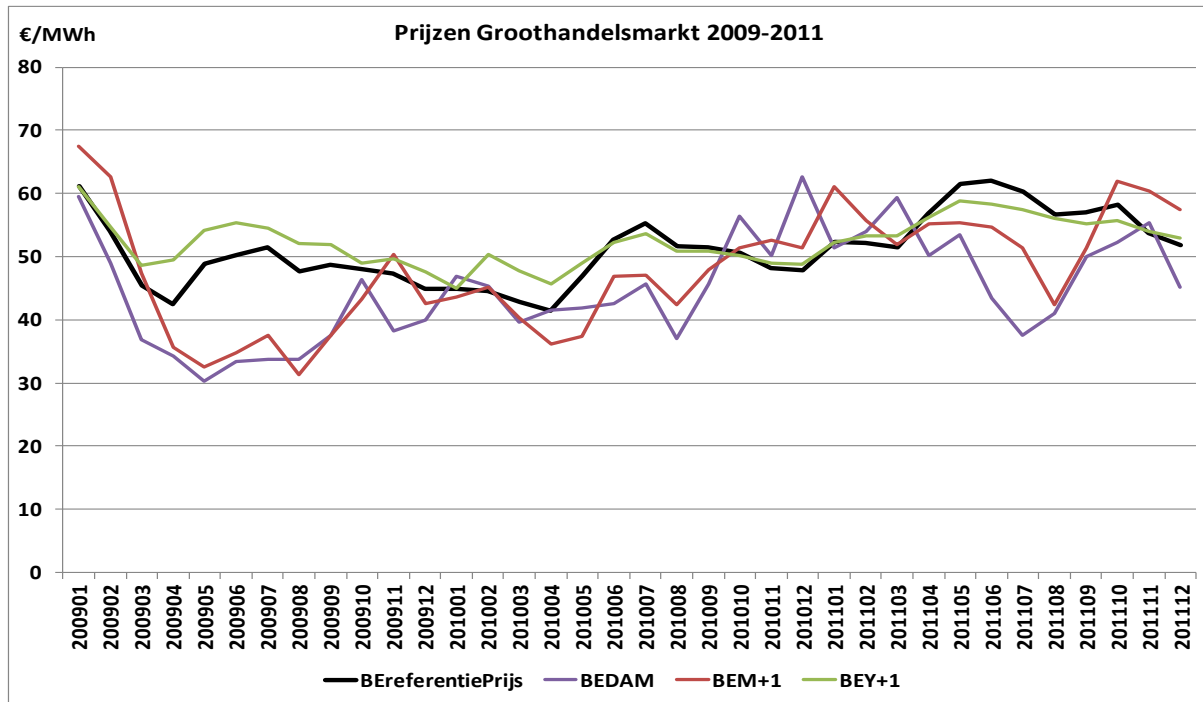
¹²⁹ *month ahead* is de Endex Power BE Month en is het rekenkundig gemiddelde in EUR/MWh van de referentieprijzen zoals die aan het eind van de dag zijn vastgesteld ("end of day") van *month ahead* contracten (contracten voor de fysische levering van elektriciteit op het Belgische hoogspanningsnet in de daaropvolgende maand), zoals gepubliceerd op de website www.apxendex.com.

¹³⁰ *quarter ahead* is de Endex Power BE Quarter en is het rekenkundig gemiddelde in EUR/MWh van de referentieprijzen zoals die aan het eind van de dag zijn vastgesteld ("end of day") van *quarter ahead* contracten (contracten voor de fysische levering van elektriciteit op het Belgische hoogspanningsnet in het daaropvolgende trimester), zoals gepubliceerd op de website www.apxendex.com.

¹³¹ *year ahead* is de Endex Power BE Calendar en is het rekenkundig gemiddelde in EUR/MWh van de referentieprijzen zoals die aan het eind van de dag zijn vastgesteld ("end of day") van *calendar* contracten (contracten voor de fysische levering van elektriciteit op het Belgische hoogspanningsnet in het daaropvolgende kalenderjaar, zoals gepubliceerd op de website www.apxendex.com.

baseloadprijs is die de leveranciers gebruiken voor hun prijszetting¹³². De figuur hieronder geeft dan ook de evolutie van een aantal basisblokken van de referentieprij: BEDAM, M+1, Y+1 en de referentieprij, telkens voor de Belgische groothandelsmarkt.

Figuur 37: Prijzen groothandelsmarkt baseload 2009-2011 (Bron: Endex, Belpex, CREG)



373. De onderstaande tabel geeft in het linkse deel ('gemiddelde') de gemiddelde groothandelsprijs per jaar en voor de volledige beschouwde periode 2009-2011, telkens voor de vier beschouwde producten (BEDAM, M+1, Y+1 en de referentieprij zoals weergegeven in de figuur hierboven). Het tweede, rechtse deel van de tabel ('%verandering') geeft achtereenvolgens de procentuele verandering van deze gemiddelde jaarprijzen van 2010 ten opzichte van 2009 ('2009-2010'), van 2011 ten opzichte van 2010 ('2010-2011') en van 2011 ten opzichte van 2009 ('2009-2011').

¹³² De gewichten die aan de verschillende financiële elektriciteitsproducten worden gegeven, kunnen anders zijn, maar er kunnen ook andere financiële producten worden gebruikt zoals olie-futures.

Tabel 20: Groothandelsprijzen voor baseload voor België (Bron: Endex, Belpex)

Product	Groothandelsprijzen voor baseload voor België						
	Gemiddelde (€/MWh)				%verandering		
	2009	2010	2011	2009-2011	2009-2010	2010-2011	2009-2011
BEDAM	39,4	46,3	49,4	45,0	17%	7%	25%
BEM+1	43,6	45,2	54,9	47,9	4%	21%	26%
BEY+1	52,3	49,5	55,3	52,4	-5%	12%	6%
BEreferentiePrijs	49,2	48,2	56,2	51,2	-2%	17%	14%

374. Het tweede deel van de tabel ('%verandering') is relevant om te kunnen vergelijken met de veranderingen van de leveranciersprijs.

375. Volgende vaststellingen kunnen worden gemaakt:

- jaar 2010 ten opzichte van 2009 ('2009-2010'): 2 van de 4 producten, waaronder de CREG-referentieprijs voor *baseload* hebben in 2010 een gemiddelde prijs die lager is dan in 2009, terwijl de 2 andere een stijging van de gemiddelde energieprijzen kennen van maximaal 4%-17%;
- jaar 2011 ten opzichte van 2010 ('2010-2011'): alle energieproducten hebben in 2011 een fors duurder gemiddelde energieprijzen in vergelijking met 2010, met stijgingen van 7%-21%.

376. Vooraleer de leveranciersprijs kan worden vergeleken met de *baseload* prijs op de groothandelsmarkt, moet het *baseload* product worden omgezet in een variabel profiel dat met het verbruiksprofiel van een residentiële klant overeenkomt. Er moet bijgevolg een 'profilering' worden toegepast: het *baseload* product moet in een variabel profiel worden omgezet. Daarvoor kan door de leverancier de volgende strategie worden gevolgd:

- 'overtollige' energie van de *baseload*-band verkopen op de uren dat de klant minder verbruikt dan gemiddeld;
- bijkomende energie kopen op de uren dat de klant meer verbruikt dan gemiddeld.

377. De totale verkochte en de aangekochte energie zijn gelijk. Maar doordat de prijzen waartegen wordt verkocht gemiddeld lager zijn dan de prijzen waartegen wordt gekocht, wordt op deze operatie door de leverancier een verlies gemaakt. Door deze 'profilering' vermindert dus de marge van de leverancier.

378. Voor de profilering van de residentiële klant van type Dc wordt het SLP-profiel S21¹³³ beschouwd. De strategie van hierboven wordt voor elk kwartier van het jaar gevolgd:

- verbruik ligt onder het jaargemiddelde: het verschil tussen het verbruik en het gemiddelde wordt verkocht tegen de dan geldende prijs op de Belpex DAM;
- verbruik ligt boven het jaargemiddelde: het verschil tussen het verbruik en het gemiddelde wordt aangekocht tegen de dan geldende prijs op de Belpex DAM.

379. Op de kortetermijnmarkt wordt energie verhandeld in blokken per uur, terwijl de levering gebeurt per kwartier. Er zal dus ook nog een onevenwichtskost zijn voor de leverancier. De onderstaande tabel geeft het verlies per geleverde MWh voor het S21-profiel voor de residentiële klant per jaar. De kost bestaat dus uit de 'profilering' van *baseload* naar een uurprofiel en uit kosten voor 'balancing' voor de omzetting van uur naar kwartier. Hieruit blijkt dat de verliezen door de profilering en de balancing van een S21-klant vooral groot zijn in 2007 en daarna dalen tot 2,4 EUR/MWh in 2011.

Tabel 21: Kost omzetting baseload naar S21-profiel (Bron: Endex, Belpex)

Kost omzetting baseload naar S21-profiel			
EUR/MWh	Profilering	Balancing	Totaal
2007	-5,4	-0,4	-5,9
2008	-3,7	-0,5	-4,2
2009	-3,0	-0,4	-3,4
2010	-2,7	-0,4	-3,1
2011*	-2,0	-0,5	-2,4
2007-2011	-3,4	-0,4	-3,8

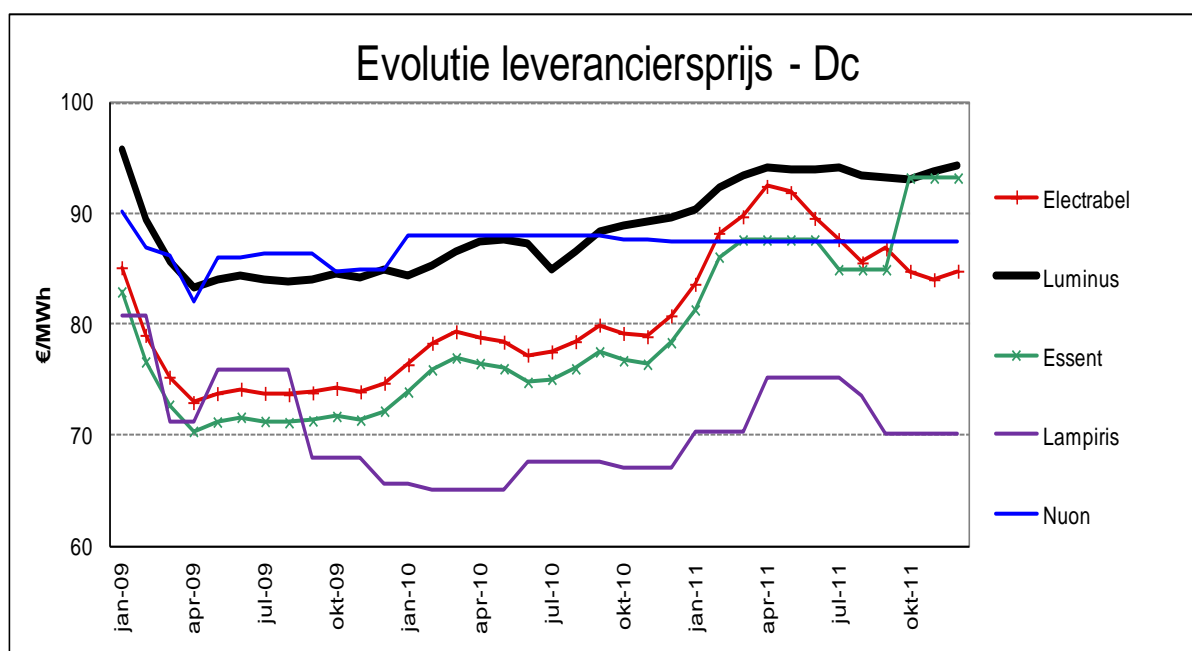
¹³³ SLP: Synthetic Load Profiles zijn type-verbruiksprofielen die in de vrije elektriciteits-en gasmarkt worden gebruikt voor de verrekening van de afname van verbruikers die niet met telemeting zijn uitgerust. Er worden zeven (vier voor elektriciteit, drie voor gas) verschillende SLP-profielen opgesteld waarvan S21 er één van is. S21 betreft een huishoudelijke afnemer met een verhouding nachtverbruik/dagverbruik < 1,3.

Bron: www.synergrid.be/index.cfm?PageID=16896&language_code=NED

380. Deze verliezen zijn echter enkel ex-post gekend. Ex-ante is het moeilijk om in te schatten in welke mate de prijzen tijdens verkoopuren lager zullen zijn dan in koopuren. Een vuistregel die kan worden gebruikt, is om het verlies door profilering in het vorige jaar te gebruiken voor een schatting van het verlies in het komende jaar.

381. Vooraleer we de bekomen referentieprijzen uitzetten ten opzichte van de leveranciersprijzen uit Deel 1 (cfr.: II.1.1.2 Energie en CO₂) brengen we deze leveranciersprijzen nog eens in herinnering.

Figuur 38: Leveranciersprijzen elektriciteit (Bron: CREG)



382. Met marge wordt hier bedoeld, het verschil tussen de door de CREG berekende referentieprijzen voor *baseload*, hier de kosten voor profilering aan toegevoegd, en dat vergeleken met de verschillende prijzen die de leveranciers aanrekenen voor de *commodity* aan de eindklant. Dat geeft de onderstaande tabel.

Tabel 22: Leveranciersmarge

	Marge						
	Gemiddelde (EUR/MWh)				%verandering		
	2009	2010	2011	2009-2011	2009-2010	2010-2011	2009-2011
Electrabel	19,2	24,0	24,5	23,7	25%	2%	28%
Luminus	28,5	31,7	29,7	31,1	11%	-6%	4%
Essent	16,5	21,4	24,3	21,9	30%	14%	47%
Nuon	28,3	32,1	23,9	29,2	13%	-25%	-15%
Lampiris	15,8	11,4	8,5	13,0	-28%	-25%	-46%

383. Uit deze tabel blijkt het volgende:

- jaar 2010 ten opzichte van 2009 ('2009-2010'): de marge van 4 van de 5 leveranciers steeg tussen 2009 en 2010 fors met 11-30%, terwijl de marge van Lampiris fors daalde met 28%;
- jaar 2011 ten opzichte van 2010 ('2010-2011'): 3 van de 5 leveranciers zien in 2011 hun marge dalen (met 6-25%), waaronder opnieuw Lampiris.

384. Let wel, in deze berekeningen is geen rekening gehouden met het dekken van vaste kosten van marketing, call-center, etc.

IV.2 Gas

385. De component energie is bij gas het belangrijkste element van de verkoopprijs (cfr. II.1.2.1 Overzicht). Deze is namelijk goed voor ongeveer 60% van de verkoopprijs van gas voor residentiële klanten (met verwarming), terwijl diezelfde component maar 30% van de eindprijs bij elektriciteit vertegenwoordigt.

386. Voormelde energiecomponent omvat verschillende elementen, met name de productie, de invoer, de groothandelsverkoop en de verkoop aan de eindklant. **Elke tussenpersoon kent zich een marge toe.** De extra schakel die er bij gas altijd is in vergelijking met elektriciteit is de invoer, aangezien België geen aardgas produceert in tegenstelling tot bijvoorbeeld Nederland. Laat ons elke post die aan de energiecomponent gekoppeld is, nu eens van naderbij bekijken. Het grootste deel van het hoofdstuk is opgenomen in de studie (F)111103-CDC-1122 over 'de verhouding tussen de kosten en de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2010' van 3 november 2011.

IV.2.1 Verkoopprijzen per segment van de *supply chain*

- **Productie**

387. De productiekostprijs is het minst makkelijk te doorzien. De productiekosten worden namelijk door de producerende landen geheim gehouden en de enkele studiebureaus die

wel productiekosten publiceren, vermelden vaak uiteenlopende cijfers voor eenzelfde producerend land. De CREG kon weliswaar bepaalde rapporten van consultants met betrekking tot de productiekosten inkijken, maar met de cijfers die erin worden vermeld, dient met de nodige voorzichtigheid te worden omgesprongen. Zo blijkt dat de totale gemiddelde kostprijs zich tussen [Vertrouwelijk] (Midden-Oosten) en [Vertrouwelijk] (Noordpool) situeert. De productiekosten in Rusland situeren zich rond [Vertrouwelijk] EUR/MWh.

388. Voor Nederland en Noorwegen, onze belangrijkste gasbronnen, konden er geen betrouwbare gegevens worden verzameld. Redelijkerwijs mogen we er echter van uitgaan dat hun totale productiekosten zich binnen deze vork situeren en dat vermoedelijk op een niveau in de buurt van dat van Rusland. Voormelde landen bevoorraadden ons namelijk al in het begin van de jaren 2000, toen de invoerprijs G (prijs van het gas aan de grens) rond [Vertrouwelijk] schommelde en in de loop van de jaren 1990, toen de prijs van het gas nog minder dan [Vertrouwelijk] bedroeg. Deze invoerprijs wordt echter zodanig bepaald dat hij hoger is dan de productieprijs en de productiekostprijs is vermoedelijk niet sterker geëvolueerd dan de inflatie. Het is bijgevolg waarschijnlijk dat deze productieactiviteit het meest winstgevend is, gelet op de sterke stijging van de aan de aardolieprijs gekoppelde verkoopprijs, terwijl de productiekostprijs klaarblijkelijk een meer stabiele evolutie kent.

- **Invoer**

389. Tot aan de liberalisering was Distrigas de enige onderneming in België die aardgas invoerde. Sinds het openstellen van de markt en nog meer sinds de verkoop van Distrigas aan ENI door (GDF) Suez heeft deze laatste een relatief belangrijke positie op de markt verworven, ook al blijft meer dan de helft van de markt in handen van Distrigas. Daarnaast zijn er ook enkele kleinere actoren, zoals Wingas, die eveneens als invoerder actief zijn, maar hun aandeel blijft veeleer bescheiden. We kunnen dan ook eerder spreken van een duopolie dan van een erg concurrentiële markt.

390. Voorts was de bevoorrading in het verleden uitsluitend gebaseerd op aan de aardolieprijs gekoppelde langetermijncontracten. Op dit ogenblik hangt deze bevoorrading nog steeds voor meer dan twee derde af van langetermijncontracten en wordt de rest op de spotmarkt aangekocht, waar de prijs zich de laatste jaren doorgaans onder de langetermijnprijs situeert.

391. Zo bedroeg de gemiddelde aankoopprijs op de langetermijnmarkt ongeveer [Vertrouwelijk] gedurende de periode 2009-2011, terwijl de gemiddelde prijs op de sportmarkt tijdens diezelfde periode meer dan [Vertrouwelijk] minder bedroeg. Dit gezegd zijnde, dient evenwel opgemerkt dat sommige invoerders in hun langetermijncontracten aan de spotmarkt gekoppelde componenten hebben opgenomen, wat tot prijsdalingen heeft geleid. Over het geheel genomen, bedroeg de gemiddelde invoerprijs (LT en spot) ongeveer [Vertrouwelijk] tijdens de periode 2009-2011. Alles welbeschouwd is de invoerprijs ten belope van [Vertrouwelijk] op de prijs van de spotmarkt gebaseerd.

- **Groothandelsverkoop**

392. Met wederverkoop of groothandelsverkoop wordt bedoeld op de verkoop door invoerders aan andere ondernemingen die op de gasmarkt actief zijn. Bovendien gebeurt het dat invoerders ook volumes aan andere invoerders verkopen. Zo verkocht [Vertrouwelijk] aanzienlijke hoeveelheden aardgas aan [Vertrouwelijk] in de loop van de periode 2009-2011, omdat deze laatste niet aan alle behoeften van [Vertrouwelijk] kon voldoen. Dit gezegd zijnde, merken we ook hier de opkomst van een duopolie van Distrigaz en GDF Suez, omdat deze twee ondernemingen de belangrijkste wederverkopers op de Belgische markt zijn. De wederverkoopprijs op de markt bedroeg ca. [Vertrouwelijk] gedurende de periode 2009-2011, goed voor een brutomarge van meer dan [Vertrouwelijk]. Hierbij dient echter opgemerkt dat deze maar [Vertrouwelijk] bedroeg in 2009-2010. Hij vertoont dan ook de neiging om de laatste maanden tot [Vertrouwelijk] te stijgen onder invloed van de stijging van de aardolieprijzen. Sinds eind 2006 zijn de invoer- en wederverkoopformules namelijk niet langer op elkaar afgestemd. Hierdoor ontstaan er variabele groothandelsmarges die naar omhoog evolueren, wanneer de aardolieprijs stijgt.

393. **De formule van de groothandelscontracten zou dan ook beter moeten worden afgestemd op de reële invoerprijzen om de inaanmerkingneming van de marktprijzen beter te weerspiegelen. Deze formule is op dit moment echter voor [Vertrouwelijk] gekoppeld aan de aardolieprijzen en voor [Vertrouwelijk] aan de gasprijs op de spotmarkt.**

- **Verkoop aan de eindgebruiker**

394. Wat de verkoop aan de eindgebruiker op de markt van de residentiële afnemers (T2) of de KMO's (T4) betreft, wordt de markt nog grotendeels gedomineerd door Electrabel met

een marktaandeel van ongeveer 70 %. Aangezien deze speler veruit de belangrijkste is voor dit segment, heeft de CREG ervoor geopteerd om in deze studie uit te gaan van de tariefformulering EnergyPlus voor de T2 (23.260 kWh/jaar) en Direct voor de T4 (2.300.000 kWh/jaar) (cfr. II.1.2.2 Energie en II.2.2.2 Gas). Wat de residentiële klanten betreft, dient opgemerkt dat de tarieven van Electrabel samen met die van EDF-Luminus tot de hoogste van de markt behoren. Het verschil op jaarbasis tussen het duurste en het goedkoopste marktaanbod (voor de variabele tarieven) bedraagt ongeveer EUR 300.

395. De gemiddelde prijs (energiecomponent) voor een klant van Electrabel tijdens de periode 2009-2011 bedroeg:

- 33,2 EUR/MWh voor een T2;
- 32,4 EUR/MWh voor een T4.

396. **De tariefformule van de historische leverancier omvat dezelfde koppelingsparameters als de groothandelsformule (voor 85 % gekoppeld aan aardolie en voor 15 % aan gas) en voegt daar een marge aan toe. Deze formule moet in het voordeel van de klant worden herzien** ¹³⁴.

397. Het huidige tarief voor een T2-klant bij een leverancier die van een TTF-formule ¹³⁵ gebruik maakt, bedraagt minder dan 10,4 EUR/MWh. Als de historische leverancier een gelijkaardige formule zou hanteren voor:

- 50 % van zijn verkoopprijs, dan zou deze minder bedragen dan 5,2 EUR/MWh;
- 35 % van zijn verkoopprijs, dan zou deze minder bedragen dan 3,6 EUR/MWh.

398. De daling die voor een T4-klant wordt verkregen, is in aanzienlijke mate vergelijkbaar met degene die voor een T2-klant wordt verkregen. Wat de verkoop aan de eindklant op de industriële markt (T6) betreft, ziet de situatie er anders uit. Op deze vroeger door Distrigas gedomineerde markt, treffen we tal van verschillende spelers aan en het is het enige marktsegment waarin de belangrijkste onderneming een marktaandeel van minder dan 50 % heeft. De prijzen op deze markt zijn zeer uiteenlopend en kunnen erg sterk variëren.

¹³⁴ In haar rapport van september 2011 over de bevoorradingskosten formuleert de CRE de aanbeveling om het marktproductieaandeel op te trekken tot 30 %. **Voor België is de CREG van mening dat dit minstens 50 % zou moeten zijn.** Op dit ogenblik is de energiecomponent voor een T2 5 EUR/MWh hoger bij ECS in vergelijking met GDF, terwijl GDF Suez bevestigt dat ze haar Europese bevoorradingsportefeuille op globale wijze beheert, zonder specifieke ondersteuning.

¹³⁵ In dit geval hanteert Eneco een TTF-formule + 7,95 (EUR/MWh). Voor januari 2012 geeft dit 32,7 EUR/MWh bij Eneco tegenover 43,7 EUR/MWh bij ECS. Eneco kan lagere prijzen aanbieden omdat de onderneming zich bevoorraadt op basis van een goedkoper TTF-contract dan de aankoopcontracten die voornamelijk op de aardolieprijzen zijn gebaseerd.

Gemiddeld stellen we evenwel vast dat de marges in dit segment relatief klein zijn en [Vertrouwelijk]. Voor de periode 2009-2011 bedroeg de gemiddelde prijs voor alle leveranciers samen hier [Vertrouwelijk].

- **Grafiek energiecomponent**

399. De volgende grafiek toont de maandelijkse evolutie van de prijs voor de periode 2009-2011 van de verschillende segmenten van de energiecomponent.

Figuur 39: Evolutie van de prijs 2009-2011

[Vertrouwelijk]

IV.2.2 Marges in de *supply chain*

- **Productie/invoer**

400. [Vertrouwelijk]

- **Invoer/groothandel**

401. [Vertrouwelijk]

- **Levering/groothandel**

402. [Vertrouwelijk]

403. [Vertrouwelijk]

404. [Vertrouwelijk]

- **Synthese voor België**

405. Volgende figuur geeft een algemeen overzicht van de gemiddelde prijzen en gemiddelde wederverkoop- (groothandel) en leveringsmarges voor de periode 2009-2011.

Figuur 40: Samenvatting van de marges in de gassector

[Vertrouwelijk]

406. [Vertrouwelijk]

407. [Vertrouwelijk]

Figuur 41: Marges in de gassector

[Vertrouwelijk]

408. De CREG stelt dan ook voor om te opteren voor een (groothandels- en leverings)tarifiering die voor minstens 50 % op gasprijsnoteringen is gebaseerd, zoals de HUB of de TTF, zonder dat dit echter tot grotere marges¹³⁶ mag leiden of tot een grotere indexering dan op basis van de evolutie van de kosten gerechtvaardigd is.

409. Door gebruik te maken van een tarifiering die voor 50 % op de spotprijs is gebaseerd, moet de prijs van de energiecomponent in ons land met 5 EUR/MWh (vermindering van 116,3 EUR/jaar voor een T2-klant) kunnen dalen om op die manier bij een prijs uit te komen die vergelijkbaar is met degene die door GDF Suez op de Franse markt wordt gehanteerd.

¹³⁶ [Vertrouwelijk]

V. Marges bij de netwerkbeheerders

V.1 Transmissie

V.1.1 Elektriciteit

410. In toepassing van de Belgische wetgeving heeft de CREG de billijke winstmarge steeds gedefinieerd in functie van de in het net geïnvesteerde kapitalen en niet in functie van het eigen vermogen: we spreken dus van een *Return on Investment* i.p.v. een *Return on Equity*.

411. Zoals de meeste energieregulators heeft de CREG het verband willen leggen tussen de hoogte van de billijke winstmarge en deze van het werkelijke risico dat de netbeheerder loopt.

412. Daarom heeft zij zich steeds gebaseerd op de toepassing van het zgn. '*Capital Asset Pricing Model*'. Dit vermaarde beleggingsmodel houdt rekening met het individuele risico via de toepassing van een wegingsfactor bèta op een marktrisicopremie. Deze laatste vormt het verschil tussen de opbrengst van een risicovrije belegging (vb.: Staatsobligaties) en de globale beleggingsopbrengst van de financiële markt waarop de netbeheerder actief is (beursnotering van aandelen).

413. Beide elementen (bèta en de risicopremie) zijn 'exacte' gegevens, die via gebruikelijke statistische technieken worden berekend en die geen enkele verdere interpretatie behoeven.

414. In tegenstelling tot de tarifaire methoden voor distributie heeft de CREG sinds 1 januari 2008 (meerjarentarieven 2008-2011) voor Elia een zakelijke berekening kunnen maken en toepassen (zowel KB als Voorlopige Tarifaire Methoden) voor deze 2 elementen.

415. Dit heeft geleid tot een winstmarge die billijk mag worden genoemd en een gunstige invloed op het algemene nettatarief voor transmissie van elektriciteit heeft gehad.

V.1.2 Gas

416. Er dient een onderscheid te worden gemaakt tussen de netto-winst van Fluxys en de billijke vergoeding van Fluxys. Dit komt om twee redenen :

- ten eerste worden in de boekhouding de herwaarderingsmeerwaarden op de vaste activa afgeschreven. Deze afschrijvingskost wordt niet in de tarieven aanvaard. Echter, bij buitengebruikstelling van de activa mogen de herwaarderingsmeerwaarden na vennootschapsbelastingen onder bepaalde voorwaarden wel in de kosten van de tarieven worden verhaald. Deze buitengebruikstellingen gebeuren normaliter pas op het einde van de levensduur van het activum;
- ten tweede vertoont het resultaat van Fluxys NV ook het resultaat van de niet-gereguleerde activiteiten, zoals bijvoorbeeld dividenden op financiële vaste activa.

417. De billijke vergoeding van Fluxys NV gebeurt op basis van de geïnvesteerde kapitalen (Regulated Asset Base (RAB)) vergoed aan een Weighted Average Cost of Capital (WACC). Deze formule leidt tot de billijke netto marge, dus het gedeelte dat toekomt aan de aandeelhouders na aftrek van belastingen en interestlasten.

V.2 Distributie

V.2.1 Elektriciteit

- Algemeen

418. Via haar ontwerp van tarifaire methoden wil de CREG de betrokken netbeheerders duidelijke instructies geven en dit voldoende voorafgaand aan de nieuwe regulatoire periode 2013-2016. Deze tarifaire methoden hebben daarenboven tot doel om **het evenwicht tussen de belangen van de netbeheerders en de consument te herstellen**, zonder echter de in het verleden gekende tariefmethodologie overhoop te halen.

419. Om het evenwicht tussen de belangen van de distributienetbeheerders en de consument te herstellen, heeft de CREG in haar ontwerp van tarifaire methoden een aantal parameters in de berekeningsformule van het rendementspercentage toegepast op het geïnvesteerd kapitaal aangepast, om deze meer marktconform te maken. Concreet betekent dit dat de formule voor de vergoeding van het geïnvesteerd kapitaal als volgt kan worden voorgesteld en dat deze niet werd aangepast ten opzichte van het verleden:

“De financiële structuur van de betrokken distributienetbeheerder (S) is het quotiënt, begrensd op 100%, van zijn eigen vermogen en zijn gereguleerd actief. Teller en noemer worden voor het betreffende exploitatiejaar berekend als het rekenkundig gemiddelde van de beginwaarde en de eindwaarde ervan, na resultaatverwerking.

Indien de financiële structuur van de distributienetbeheerder kleiner of gelijk is aan 33% bedraagt het rendementspercentage het resultaat van de formule: $S^{137} \times (1+\alpha) \times [\text{Risicovrije rente OLO op 10 jaar} + (\text{Risicopremie}^{138} \times \text{bèta-factor})]$.

Indien de financiële structuur van de distributienetbeheerder groter is dan 33%, wordt in de formule in voorgaand lid S gelijk gesteld aan 33% en wordt daarbij opgeteld het resultaat van volgende formule: $(S-33\%) \times (\text{Risicovrije rente OLO op 10 jaar} + 70 \text{ basispunten})$ ”.

420. Daartegenover staat wel dat de bèta-factor waarmee de marktrisicopremie wordt vermenigvuldigd in het ontwerp van tarifaire methoden wordt aangepast om volledig aan te sluiten met de definitie:

“De factor bèta (β), die de gevoeligheid van marktbevingen weergeeft van het rendement van de belegging in aandelen van de distributienetbeheerder, is de covariantie van het rendement van het aandeel van de distributienetbeheerder met het rendement op de markt, te delen door de variantie van die markt. Als markt gelden de aandelen die in dat jaar deel uitmaakten van de BEL20-aandelenkorf (of diens vervanger). De factor bèta wordt over een periode van zeven exploitatiejaren berekend, waarbij het zevende jaar overeenkomt met het betreffend exploitatiejaar.

Zolang de betrokken distributienetbeheerder niet beursgenoteerd is, wordt enerzijds de factor bèta bepaald op basis van de covariantie van het rendement van het aandeel van de beheerder van het nationaal transmissienet voor elektriciteit, en wordt

¹³⁷ S = Eigen Vermogen / Gereguleerde activa (zonder netto bedrijfskapitaal).

¹³⁸ Risicopremie = 3,5%.

anderzijds de risicovrije rente en de risicopremie voor de distributienetbeheerder verhoogd met een illiquiditeitscoëfficiënt (α) van 20%”.

421. Omwille van het feit dat de distributienetbeheerders niet beursgenoteerd zijn, wordt het rendement van het Elia-aandeel genomen. Dit zorgt er ook voor dat de berekening van het rendementspercentage, vanaf 2013, voor de gereguleerde transportactiviteit van elektriciteit zowel op het transmissie- als op het distributieniveau op eenzelfde marktconforme manier zal gebeuren. Met die uitzondering dat omwille van illiquiditeit van de belegging de aandeelhouders van de distributienetbeheerders een bijkomende vergoeding ontvangen ($\alpha = 20\%$).

422. De in het verleden toegepaste waarden van de bèta-factor waren niet altijd conform deze definitie. De aanpassing van de bèta-factor¹³⁹ zoals hiervoor beschreven, heeft een impact van ongeveer EUR 60 miljoen op het totaal budget van de distributienetbeheerders, dat op basis van de laatst gekende werkelijke cijfers (2010) ongeveer EUR 2 miljard bedroeg. Dit wil zeggen een besparing van 3%¹⁴⁰.

423. Conform artikel 37(8) van de derde Elektriciteitsrichtlijn wordt in het ontwerp van tarifaire methoden voorzien in een beoordelingsmodel voor kostenbeheersing. Dit beoordelingsmodel en de daarbij horende geïdentificeerde efficiëntiedoelstellingen moeten ervoor zorgen dat de distributienetbeheerders passende stimulansen krijgen, zowel op korte als op lange termijn, om hun efficiëntie te verbeteren.

424. De CREG stelde daartoe samen met Sumicsid (UCL Prof. Dr. Per Agrell en Prof. Dr. Peter Bogetoft) voor elke distributienetbeheerder een productiviteit- en efficiëntieverbetering vast. Daarbij wordt enerzijds rekening gehouden met de haalbare productiviteitsverbetering voor de globale sector van het distributienetbeheer (“*frontier shift*”) en anderzijds met de objectieve efficiëntieachterstand (“*incumbent inefficiency*” of “*catch up*”) van elke individuele distributienetbeheerder, vastgesteld op basis van benchmarkingtechnieken (Data Envelopment Analysis of DEA), waarbij voor elke distributienetbeheerder de relatieve efficiëntie ten opzichte van de andere distributienetbeheerders wordt bepaald, met een score tussen 0 (inefficiënt) en 1 (efficiënt), gebaseerd op een gewogen gemiddelde van input en outputs, in de zin dat hoe meer eenheden output per eenheid input worden geproduceerd, hoe efficiënter de distributienetbeheerder. Bij de DEA geldt als inputfactor het totaal

¹³⁹ Op basis van de nu beschikbare cijfers wordt in deze berekeningen rekening gehouden met een bèta-factor van 0,17.

¹⁴⁰ EUR 60 miljoen / EUR 2 miljard = 3%

inkomen, met uitzondering van: de kosten voor gebruik van het transmissienet, de kosten voor openbare dienstverplichtingen, de toeslagen en de overdrachten uit voorgaande jaren die deel uitmaken van het totaal inkomen, en als outputfactoren: het aantal actieve toegangspunten, de lengte van het circuit en het aantal transformatoren. De modaliteiten van dit benchmarkingmodel worden in detail weergegeven in het document “NEREUS PROJECT- Ontwikkeling van benchmarkingmodellen voor distributienetbeheerders in België –EINDRAPPORT” zoals gepubliceerd op de website van de CREG.

425. Op basis van de op dit moment beschikbare informatie en een aantal niet definitieve simulatieberekeningen wordt een algemene efficiëntie van 92% voor de elektriciteitsdistributienetbeheerders vastgesteld. Dit wil zeggen dat er een objectieve efficiëntieachterstand (*catch up*) van 8% is.

426. Voor de algemeen haalbare productiviteitsverbetering (*frontier shift*) wordt op basis van dezelfde niet definitieve gegevens uitgegaan van 3%. Dit levert voor alle distributienetbeheerders samen een mogelijke besparing op van EUR 45 miljoen¹⁴¹ of 2,25%¹⁴².

- **Saldi**

427. Bij de bespreking van de distributienettarieven (cfr. II.1.1.4 Distributie (elektriciteit) en II.1.2.4 Distributie (aardgas)) werd als één van de redenen tot stijging van deze tarieven verwezen naar de introductie van een meerjarenregulering, waarin onder andere wordt uitgegaan van een automatische indexering van gebudgetteerde kosten in plaats van de laatst gekende werkelijke kosten en waarbij voor een zeer beperkt deel aan beheersbare kosten een productiviteitstijging werd opgelegd van 0,625%¹⁴³ per jaar.

428. Naast de analyse en goedkeuring van de tarieven (= ex-ante) voert de CREG ook jaarlijks een analyse naar de werkelijke cijfers (ex-post) en stelt zij de saldi vast tussen het budget (ex-ante) en de werkelijkheid (ex-post). Volgende tabel geeft een overzicht van de door de netbeheerders gerapporteerde saldi voor de exploitatiejaren 2009 en 2010.

¹⁴¹ Inputcijfers voor 2010 zoals gebruikt in het benchmarkingmodel bedragen EUR 1,5 miljard (= totale kosten – transmissie – openbare dienstverplichtingen – toeslagen – overdrachten). Een besparing van 3% op EUR 1,5 miljard is EUR 45 miljoen.

¹⁴² De besparing van EUR 45 miljoen wordt geplaatst ten opzicht van de totale kosten van de distributienetbeheerders (excl. transmissie), dit wil zeggen EUR 45 miljoen / EUR 2 miljard = 2,25%.

¹⁴³ Er wordt uitgegaan van een verbetering van de productiviteit van 2,5% voor de eerste regulatoire periode. Dit wil zeggen 2,5% over 4 jaar (2009-2012) = 2,5% / 4 = 0,625% per jaar. De CREG gaat uit voor de volgende regulatoire periode van een haalbare productiviteitstijging van 3% per jaar.

[Vertrouwelijk]

429. Uit deze tabel blijkt dat de distributienetbeheerders enorme negatieve saldi (malussen) realiseren op wat zij niet-beheersbare kosten noemen en dat daartegenover positieve saldi (bonussen) op de beheersbare kosten worden voorzien. Niet toevallig voorziet de regelgeving met betrekking tot de meerjarentarieven in een bestemming van de saldi aan beheersbare kosten rechtstreeks naar het resultaat¹⁴⁴ van de netbeheerder.

430. Net omwille van haar kritiek op de afgrenzing van een zeer beperkt aantal beheersbare kosten en de beperkte productiviteitstijging die aan de distributienetbeheerders werd opgelegd, heeft de CREG reeds herhaaldelijk voorgesteld om de globale saldi, dus beheersbaar en niet-beheersbaar samen, aan de tarieven toe te wijzen.

431. Een dergelijke werkwijze zou, op basis van de cijfers in de tabel hierboven, voor de jaren 2009 en 2010 neerkomen op [Vertrouwelijk]. Dit enorm bedrag aan negatieve saldi voor niet beheersbare kosten wordt vooral veroorzaakt door overschrijding van de budgetten voor de kosten van openbare dienstverplichtingen in Vlaanderen en de kosten van netverliezen. Uit de bespreking van de evolutie van de distributienettarieven bleek dat in de loop van 2011 aan de Vlaamse distributienetbeheerders een tariefverhoging werd toegestaan, onder andere om de olopende negatieve saldi op openbare dienstverplichtingen te kunnen recupereren. Deze recuperatie heeft ervoor gezorgd dat voor de jaren 2009 en 2010, reeds ongeveer [Vertrouwelijk] in 2011 en 2012 zal worden gerecupereerd.

432. Verdergaand op bovenstaande redenering en op basis van de cijfers opgenomen in de tabel hierboven, zorgt dit ervoor dat van de malussen 2009 en 2010 nog [Vertrouwelijk] overblijft. Dit bedrag moet nog bestemd worden bij de analyse van de tarieven van de volgende regulatoire periode en houdt een mogelijke stijging van 1%¹⁴⁵ van de distributienettarieven in. Indien geen rekening wordt gehouden met de compensatie van bonussen en malussen uit al dan niet beheersbare kosten heeft dit een stijging van de tarieven van 5%¹⁴⁶ tot gevolg.

¹⁴⁴ Deze saldi komen bovenop de reeds toegekende billijke vergoeding.

¹⁴⁵ [Vertrouwelijk]

¹⁴⁶ [Vertrouwelijk]

433. Voor de jaren 2011 en 2012 worden omwille van de tariefaanpassingen in de loop van 2011 veel kleinere negatieve saldi aan niet beheersbare kosten verwacht. De positieve saldi op beheersbare kosten worden verwacht zich opnieuw te realiseren, waardoor naar de toekomst toe de compensatie van deze saldi mogelijk nog een meer gunstig effect op de tarieven zal hebben.

V.2.2 Gas

- **Algemeen**

434. Via haar ontwerp van tarifaire methoden wil de CREG de betrokken netbeheerders duidelijke instructies geven en dit voldoende voorafgaand aan de nieuwe regulatoire periode 2013-2016. **Deze tarifaire methoden hebben daarenboven tot doel om het evenwicht tussen de belangen van de netbeheerders en de consument te herstellen, zonder echter de in het verleden gekende tariefmethodologie overhoop te halen.**

435. Net zoals bij elektriciteit heeft de CREG in haar ontwerp van tarifaire methoden een aantal parameters in de berekeningsformule van het rendementspercentage toegepast op het geïnvesteerd kapitaal aangepast om deze meer marktconform te maken en zo het evenwicht tussen de belangen van de distributienetbeheerders en de consument te herstellen.

436. Daartoe werd net zoals voor de elektriciteitsdistributie de bèta-factor waarmee de marktrisicopremie wordt vermenigvuldigd in het ontwerp van tarifaire methoden aangepast om volledig aan te sluiten met de definitie:

“De factor bèta (β), die de gevoeligheid van marktbevingen weergeeft van het rendement van de belegging in aandelen van de distributienetbeheerder, is de covariantie van het rendement van het aandeel van de distributienetbeheerder met het rendement op de markt, te delen door de variantie van die markt. Als markt gelden de aandelen die in dat jaar deel uitmaakten van de BEL20-aandelenkorf (of diens vervanger). De factor bèta wordt over een periode van zeven exploitatiejaren berekend, waarbij het zevende jaar overeenkomt met het betreffend exploitatiejaar.

Zolang de betrokken distributienetbeheerder niet beursgenoteerd is, wordt enerzijds de factor bèta bepaald op basis van de covariantie van het rendement van het

aandeel van de beheerder van het aardgasvervoersnet, en wordt anderzijds de risicovrije rente en de risicopremie voor de distributienetbeheerder verhoogd met een illiquiditeitscoëfficiënt (α) van 20%”.

437. Omwille van het feit dat de distributienetbeheerders niet beursgenoteerd zijn, wordt het rendement van het Fluxys-aandeel genomen. Dit zorgt er ook voor dat voor de berekening van het rendementspercentage, vanaf 2013, de gereguleerde transportactiviteit van aardgas zowel op het transmissie- als op het distributieniveau op eenzelfde marktconforme manier zal gebeuren. Met die uitzondering dat omwille van illiquiditeit van de belegging de aandeelhouders van de distributienetbeheerders een bijkomende vergoeding ontvangen ($\alpha = 20\%$).

438. De in het verleden toegepaste waarden van de bèta-factor waren niet altijd conform deze definitie. De aanpassing van de bèta-factor¹⁴⁷, zoals hiervoor beschreven, heeft een impact van ongeveer EUR 53 miljoen op het totaal budget van de distributienetbeheerders, dat op basis van de laatst gekende werkelijke cijfers (2010) ongeveer EUR 800 miljoen bedroeg. Dit wil zeggen een besparing van 6,6%¹⁴⁸.

439. Conform artikel 41(8) van de derde Gasrichtlijn wordt in het ontwerp van tarifaire methoden voorzien in een beoordelingsmodel voor kostenbeheersing. Dit beoordelingsmodel en de daarbij horende geïdentificeerde efficiëntiedoelstellingen moeten ervoor zorgen dat de distributienetbeheerders passende stimulansen krijgen, zowel op korte als op lange termijn, om hun efficiëntie te verbeteren.

440. De CREG stelde daartoe samen met Sumicsid (UCL Prof. Dr. Per Agrell en Prof. Dr. Peter Bogetoft) voor elke distributienetbeheerder een productiviteits- en efficiëntieverbetering vast. Daarbij wordt enerzijds rekening gehouden met de haalbare productiviteitsverbetering voor de globale sector van het distributienetbeheer (“*frontier shift*”) en anderzijds met de objectieve efficiëntieachterstand (“*incumbent inefficiency*” of “*catch up*”) van elke individuele distributienetbeheerder, vastgesteld op basis van benchmarkingtechnieken (Data Envelopment Analysis of DEA), waarbij voor elke distributienetbeheerder de relatieve efficiëntie ten opzichte van de andere distributienetbeheerders wordt bepaald, met een score tussen 0 (inefficiënt) en 1 (efficiënt), gebaseerd op een gewogen gemiddelde van input en outputs, in de zin dat hoe meer eenheden output per eenheid input worden geproduceerd,

¹⁴⁷ Op basis van de nu beschikbare cijfers wordt in deze berekeningen rekening gehouden met een bèta-factor van 0,13.

¹⁴⁸ EUR 53 miljoen / EUR 800 miljoen = 6,6%

hoe efficiënter de distributienetbeheerder. Bij de DEA geldt als inputfactor het totaal inkomen, met uitzondering van de kosten voor openbare dienstverplichtingen, de toeslagen en de overdrachten uit voorgaande jaren die deel uitmaken van het totaal inkomen, en als outputfactoren: het aantal actieve toegangspunten, de gewogen lengte van de pijpleidingen en het aantal drukstations. De modaliteiten van dit benchmarkingmodel wordt in detail weergegeven in het document “NEREUS PROJECT- Ontwikkeling van benchmarkingmodellen voor distributienetbeheerders in België –EINDRAPPORT” zoals gepubliceerd op de website van de CREG.

441. Op basis van de op dit moment beschikbare informatie en een aantal niet definitieve simulatieberekeningen, wordt een algemene efficiëntie van 84% voor de aardgasdistributienetbeheerders vastgesteld. Dit wil zeggen dat er een objectieve efficiëntieachterstand (*catch up*) van 16% is.

442. Voor de algemeen haalbare productiviteitsverbetering (*frontier shift*) wordt op basis van dezelfde niet definitieve gegevens uitgegaan van 3%. Dit levert voor alle distributienetbeheerders samen een mogelijke besparing op van EUR 18,75 miljoen¹⁴⁹ of 2,3%¹⁵⁰.

- **Saldi**

443. Bij de bespreking van de distributienettarieven werd als één van de redenen tot stijging van deze tarieven verwezen naar de introductie van een meerjarenregulering, waarin onder andere wordt uitgegaan van een automatische indexering van gebudgetteerde kosten in plaats van de laatst gekende werkelijke kosten en waarbij voor een zeer beperkt deel aan beheersbare kosten een productiviteitstijging werd opgelegd van 0,625%¹⁵¹ per jaar.

¹⁴⁹ Input cijfers voor 2010 zoals gebruikt in het benchmarkingmodel bedragen EUR 625 miljoen (= totale kosten - openbare dienstverplichtingen - toeslagen - overdrachten). Een besparing van 3% op EUR 625 miljoen is EUR 18,75 miljoen.

¹⁵⁰De besparing van EUR 18,75 miljoen wordt geplaatst ten opzicht van de totale kosten van de distributienetbeheerders, dit wil zeggen EUR 18,75 miljoen / EUR 800 miljoen= 2,34%.

¹⁵¹ Er wordt uitgegaan van een verbetering van de productiviteit van 2,5% voor de eerste regulatorische periode. Dit wil zeggen 2,5% over 4 jaar (2009-2012) = 2,5% / 4 = 0,625% per jaar.

444. Naast de analyse en goedkeuring van de tarieven (= ex-ante) voert de CREG ook jaarlijks een analyse naar de werkelijke cijfers (ex-post) en stelt zij de saldi vast tussen het budget (ex-ante) en de werkelijkheid (ex-post). Onderstaande tabel geeft een overzicht van de door de netbeheerders gerapporteerde saldi voor de exploitatiejaren 2009 en 2010.

Tabel 24: Overzicht saldi 2009 en 2010 aardgas

[Vertrouwelijk]

445. Uit deze tabel blijkt dat, in tegenstelling tot elektriciteit, de aardgasdistributienetbeheerders zowel op de beheersbare als op de niet beheersbare kosten positieve saldi (bonussen) voorzien. Waarbij de positieve saldi op niet beheersbare kosten vooral worden gerealiseerd door positieve volumeverschillen.

446. Omwille van haar kritiek op de afgrenzing van een zeer beperkt aantal beheersbare kosten en de beperkte productiviteitstijging die aan de distributienetbeheerders werd opgelegd, heeft de CREG reeds herhaaldelijk voorgesteld om de globale saldi, dus beheersbaar en niet-beheersbaar samen, aan de tarieven toe te wijzen.

447. Een dergelijke werkwijze zou op basis van de cijfers in bovenstaande tabel, hierboven, voor de jaren 2009 en 2010 neerkomen op het samenvoegen van ongeveer [Vertrouwelijk] aan niet beheersbare bonus en [Vertrouwelijk] aan beheersbare bonus. Het totaal bedrag van [Vertrouwelijk] heeft een positieve impact van 6%¹⁵² op de tarieven.

448. Voor de jaren 2011 en 2012 wordt verwacht dat voormelde positieve saldi zich opnieuw zullen realiseren, waardoor naar de toekomst toe de compensatie van deze saldi een gunstig effect op de tarieven zal blijven hebben.

V.2.3 Noodzakelijke wijzigingen

449. **Deze ogenschijnlijk voor de hand liggende kostendalingen zullen in de praktijk zeer moeilijk, zonet onmogelijk door de CREG kunnen worden opgelegd.**

¹⁵² [Vertrouwelijk]

450. **Ten eerste werden bij de omzetting van de derde Europese richtlijn elektriciteit en gas naar Belgische wetgeving, de zogenaamde omzettingswet, de belangen van de netbeheerders en niet die van de consumenten voorop gesteld.** Bij wijze van voorbeeld kan worden vastgesteld dat een *benchmarking* van kosten van de netbeheerders wel wordt toegelaten (!) maar ten zeerste wordt bemoeilijkt door betwistbare richtsnoeren (art. 12bis, §5, 15° *in fine*). Bovenal wordt de toepassing van de uitkomst van de *benchmarking* bij wet gehalveerd (art. 12bis, §5, 15° eerste lid) en wordt de perimeter van de te benchmarken kosten beperkt tot de zogenaamde beheersbare kosten, die ongeveer 20% van de totale kosten zouden uitmaken (art. 12bis, §5, 20°).

451. Ten tweede heeft de rechtspraak van het Hof van Beroep uitgewezen dat zij de verzoeken van de netbeheerders inwilligt en nagenoeg alle beslissingen van de CREG annuleert. Zeer uitgebreide nota's aan de leden van het Kernkabinet (dd. 28 november 2008 - met vertaling op 18 december 2008 en dd. 20 november 2009 - met vertaling op 26 november 2009) die de gebreken van de wetgeving aan de kaak stelden, alsook een uitgebreide nota over de gebrekkige en in sommige gevallen tegenstrijdige rechtspraak van het Hof van Beroep (dd. 22 oktober 2010) bleven tot op heden zonder gevolg. Tenminste één arrest werd geveld met miskenning van elementaire rechtsbeginselen¹⁵³.

452. Ook de kritische commentaren van de CREG tijdens de parlementaire hoorzitting van 8 november 2011 over het ontwerp van omzettingswet bleven zonder gevolg.

¹⁵³ De beslissing van de eisende partij, waarvan een kopie aan het verzoekschrift tot hoger beroep werd gevoegd, gaat ervan uit dat krachtens artikel 23, §§ 2-3 van Europese richtlijn 2003/54/EG de bevoegde instantie van de lidstaat uitsluitend de bevoegdheid heeft om het haar door de regelgevende instantie voorgelegde voorstel van besluit goed te keuren of te verwerpen; dat het voorstel van koninklijk tariefbesluit dat ze had uitgewerkt, gewijzigd werd door een besluit betreffende de goedkeuring van de 'gereguleerd actief'-waarde op basis van de economische reconstructiewaarde dat binnen de Ministerraad werd besproken, met name door de toevoeging van een derde paragraaf aan artikel 4; en dat deze Belgische rechtsbepaling niet kan worden toegepast, aangezien de manier waarop het koninklijk tariefbesluit van 2 september 2008 tot stand kwam, in strijd is met het Gemeenschapsrecht.

Omwille van deze redenen besluit ze dat de verwerende partij "de [eisende partij] op basis van artikel 4, § 3 van het koninklijk besluit van 2 september 2008 gevraagd heeft om de nieuwe valorisatie van de materiële vaste activa goed te keuren in het licht van de economische reconstructiewaarde en dit op te nemen in haar tariefvoorstel met begroting voor de regulatoire periode 2009-2012; dat het koninklijk besluit van 2 september 2008 meerdere fundamentele gebreken vertoont en met name op een manier tot stand is gekomen, die indruist tegen de Europese regelgeving; dat de [eisende partij] beslist dat ze de door de distributienetbeheerder voorgestelde waarde van de iRAB niet kan goedkeuren".

Overwegende dat de beslissing van de eisende partij berust op de toepassing van het tariefbesluit, terwijl ze uitdrukkelijk de toepassing van artikel 4, § 3 van dit besluit uitsluit, d.w.z. de enige bepaling waarop het verzoek van de verwerende partij berustte, **geeft het arrest een interpretatie van deze beslissing die onverzoenbaar is met haar voorwaarden en die bijgevolg het vertrouwen schendt, dat haar verschuldigd is.** (Bron: Cass., 19 mei, 2011 in de zaak C.10.0086.F/1 : CREG/Ville de Wavre).

Meerdere cassatieprocedures, die tot hetzelfde arrest zouden geleid hebben, werden stopgezet omdat dadingen met de netbeheerders werden afgesloten.

453. Het wettelijk kader en de rechtspraak van het Hof van Beroep enerzijds en de genereuze ondersteuningsmechanismen voor de hernieuwbare energie anderzijds hebben in het verleden voor een sterke en meestal onnodige verhoging van de nettarieven gezorgd die op hun beurt tot een onnodige verhoging van de levensduurte voor de consument hebben bijgedragen.

454. Met betrekking tot de inperking van de billijke winstmarge zijn de richtsnoeren minder beperkend dan voor de inperking van de kosten. Nochtans kunnen de volgende artikelen ervoor zorgen dat opnieuw niet de Commissie maar wel het Hof van Beroep op verzoek van de netbeheerder de billijke marge bepaalt: art. 12*bis*, §5, 9°, dat een normale vergoeding voorschrijft om de noodzakelijke investeringen te kunnen doen, art. 12*bis*, §9 dat het behoud van de waarde van de gereguleerde activa voorziet en tot slot art. 12*bis*, §14, dat voorziet in een beroepsmogelijkheid tegen de tariefmethodologie. Gelet op de ervaringen uit het verleden is ook hier grote voorzichtigheid geboden bij het voorspellen van mogelijke verminderingen van de vergoedingen voor de geïnvesteerde kapitalen.

455. Het besluit van dit alles kan zijn dat op basis van de bestaande wetgeving en vigerende rechtspraak van het Hof van Beroep een verlenging van de bestaande nettarieven een zeer verdedigbare beleidsoptie is omdat in de praktijk de netbeheerders over de hoogte van de nettarieven beslissen en niet de CREG.

456. Indien er toch een politieke wil zou bestaan om de netbeheerders te reguleren conform een strikt bedrijfseconomische logica, dan zullen alle beperkende richtsnoeren uit de bestaande wetgeving moeten worden verwijderd. De CREG zal integendeel moeten worden gemachtigd om marktconforme vergoedingen voor het geïnvesteerde kapitaal te bepalen en een jaarlijkse productiviteitswinsten op te leggen op grond van internationaal aanvaarde kennis en expertise en een door de CREG bepaalde methodologie, uitvoerig gedocumenteerd en verantwoord.

DEEL 3 : PRIJSMATREGELEN MET GUNSTIGE IMPACT OP DE PRIJS

457. In dit derde deel wordt de laatste vraag van de Minister en de Staatssecretaris behandeld, t.t.z. voorstellen tot prijsmaatregelen.

458. In eerste instantie wordt ingegaan op de suggestie van maximumprijzen. Daarna wordt uitgebreid stilgestaan bij de mogelijkheid tot het invoeren van een vangnetregulering. Een derde *topic* dat wordt behandeld, zijn de groepsaankopen. Alle drie deze voorstellen zijn ingrepen die aan het einde van de supply chain plaatsvinden, met name op de prijs die de leverancier aan de eindverbruiker aanrekent.

459. Zoals vastgesteld in Deel 1 en Deel 2 van deze studie is er echter zeker ook nog ruimte tot verbetering in andere segmenten, niet in het minst wat betreft de eigenaars van de afgeschreven nucleaire centrales en de ondersteuningsmaatregelen voor hernieuwbare energie. Deze twee elementen worden in hoofdstuk IX en X behandeld.

460. In een laatste hoofdstuk (XI. Diversen) worden nog een aantal specifieke suggesties gesuggereerd, bijvoorbeeld met betrekking tot de opstalvergoeding voor *onshore* windmolens en het Fonds dat de CREG beheert en dient om de leveranciers te vergoeden die sociale klanten bedienen.

VI. Maximumprijzen

461. Op het einde van het schrijven dd 19 december 2011 verwijzen de Minister en de Staatssecretaris naar de mogelijke instelling van een maximumprijs. De voorwaarde voor deze maatregel is opgenomen op p.126 van het regeerakkoord:

“Indien het onderzoek van de CREG besluit dat het verschil [tussen de prijzen in België en de buurlanden] niet gerechtvaardigd is, zal zij de regering een tijdelijke maximumprijs voorstellen, die de Belgische prijzen tot het gemiddelde van de prijzen in de buurlanden zal terugbrengen, en waarbij de concurrentie moet blijven spelen.”

462. In onderstaande paragrafen wordt een antwoord geformuleerd op de wenselijkheid van het opleggen van een maximumprijs als tijdelijke maatregel. De analyse gebeurt zowel vanuit economisch als juridisch perspectief en beperkt zich tot de situatie van de residentiële verbruikers (type Dc-klant).

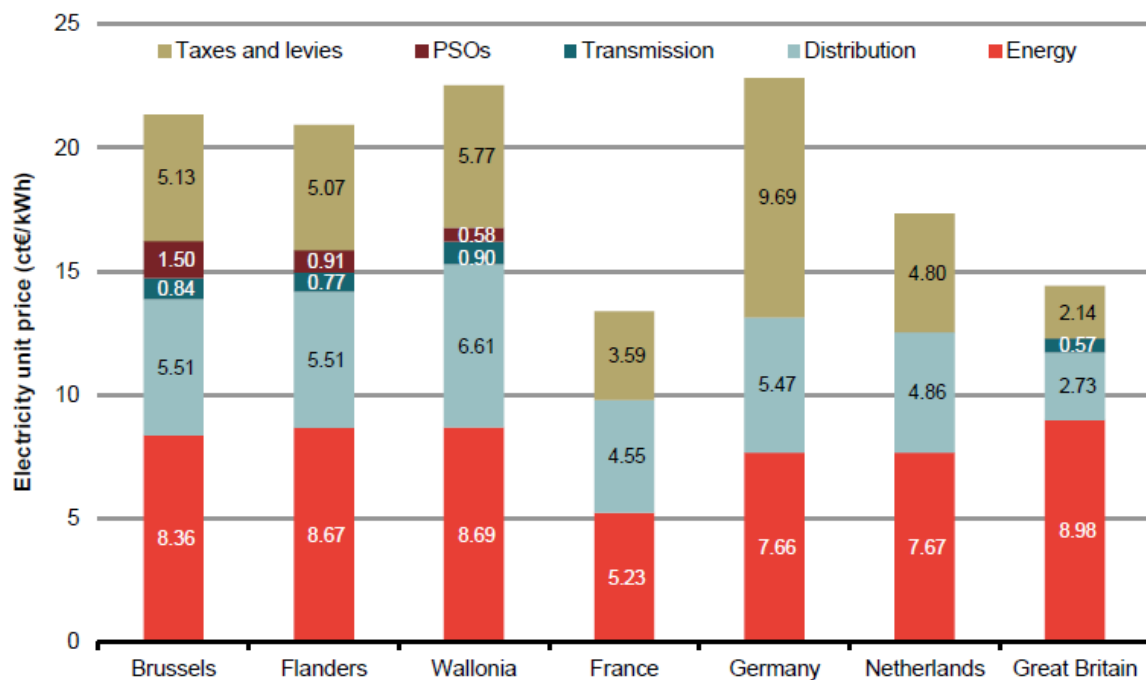
VI.1 Economische verantwoording

463. Gezien de situatie voor elektriciteit en gas verschillend is, dient ook hier dit onderscheid gemaakt te worden.

VI.1.1 Elektriciteit

464. We vertrekken van de samenvattende figuur uit de studie van *Frontier Economics*.

Figuur 42: Vergelijking Dc-klant met buurlanden (Bron: Frontier Economics)



465. De bijhorende totale prijs uitgedrukt in EUR/MWh is:

- Brussel: 213,5 EUR/MWh;
- Vlaanderen: 209,3 EUR/MWh;
- Wallonië: 225,4 EUR/MWh;
- Frankrijk: 133,7 EUR/MWh;
- Duitsland: 228,3 EUR/MWh;
- Nederland: 173,4 EUR/MWh;
- Verenigd Koninkrijk: 144,2 EUR/MWh.

466. Hier dient te worden opgemerkt dat de cijfers van *Frontier Economics* betrekking hebben op de situatie in november 2010. Er hebben ondertussen weinig tot geen fundamentele veranderingen in het energielandschap plaatsgevonden. Er dient echter wel op de verhoging van de distributienettarieven in Vlaanderen te worden gewezen, tengevolge van het grote succes van de zonnepanelen en de bijhorende ondersteuning die de DNB's daarvoor moeten voorzien. Concreet dreef dit de tarieven op met +/- 20 EUR/MWh.

467. De prijzen die *Frontier Economics* weerhoudt, zijn berekend op basis van een gewogen gemiddelde van drie producten (waaronder ook de prijsformule Electrabel EnergyPlus die door de CREG in deze studie als voorbeeld werd weerhouden).

468. Het is duidelijk vast te stellen dat de prijs aan de residentiële verbruiker substantieel hoger is dan die in de buurlanden (behalve Duitsland dat zeer hoge taksen kent). Zowel Frankrijk, Groot-Brittannië als Nederland hebben gevoelig lagere prijzen voor het residentiële segment. Dit is te wijten aan drie componenten: de *commodity*, het distributienettarief en de heffingen, toeslagen en belastingen.

469. De laatste twee componenten worden gebruikt om allerlei maatregelen en beleidsinstrumenten, op sociaal en ecologisch vlak, te financieren. Daarenboven zijn het voornamelijk de verbruikers die aangesloten zijn op het laagspanningsnet die hier de gevolgen van voelen.

470. Ook de prijs voor de energiecomponent in België is hoger dan in Nederland en Duitsland (en veel hoger dan in Frankrijk). De verschillen zijn substantieel en lopen op tot 9 EUR/MWh. Dit is opmerkelijk aangezien de link tussen de spotprijzen en het feit dat ook de *forward* prijzen voor deze landen niet in die mate van elkaar verschillen. Daarom stelt de CREG voor klaarheid te scheppen in de term van de vaste vergoeding (varieert van nul

EUR/jaar tot +/-100 EUR/jaar, (excl. BTW)). Ook het gebruik van parameters die niet langer relevant zijn, is een praktijk waartegen moet worden opgetreden. Dergelijke elementen kunnen door de CREG in het kader van een vangnetregulering worden aangepakt. De huidige wetgeving ter zake dient echter wel te worden aangepast opdat dit efficiënt en effectief zou kunnen gebeuren (cfr. VII. Vangnetregulering).

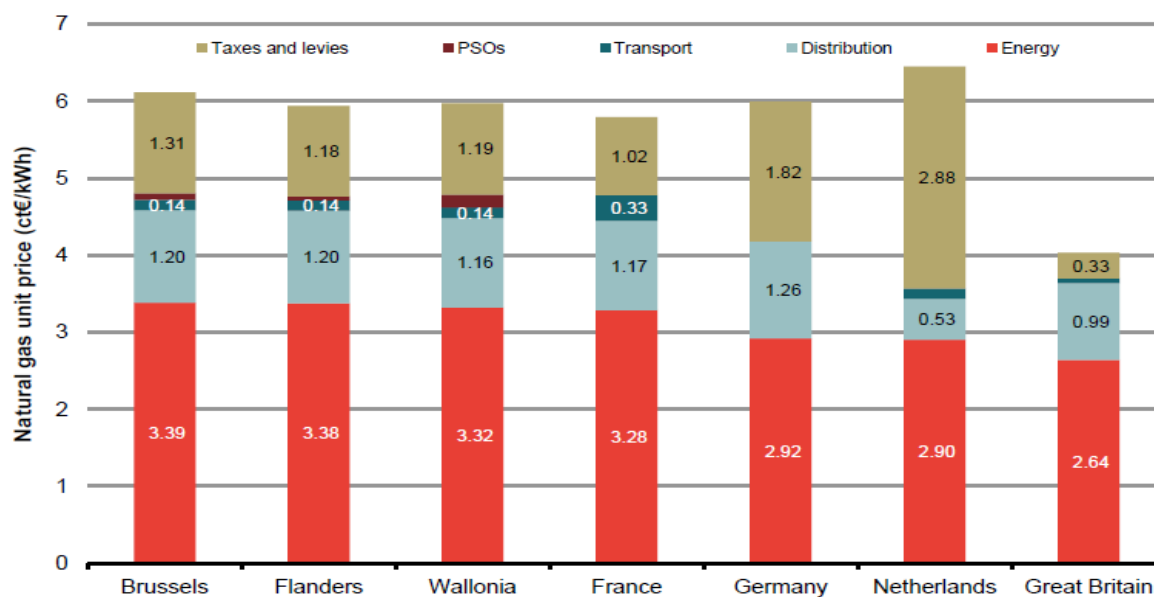
471. Echter, zoals vastgesteld in de delen hierboven, worden de grote marges voornamelijk gerealiseerd bij de producenten die beschikken over afgeschreven nucleaire centrales. Deze centrales produceren meer dan 50% van het elektriciteitsverbruik in België en worden marktconform vergoed, terwijl ze volledig afgeschreven zijn. De CREG heeft dit probleem de afgelopen jaren duidelijk bij de beleidsmakers aangekaart en geadviseerd om een nucleaire heffing op te leggen voor 2011 en 2012 van EUR 1,2 miljard. De CREG stelt vast dat in 2011 de repartitiebijdrage slechts EUR 250 miljoen bedroeg, net zoals dat het geval was voor de periode 2008-2010. Voor 2012 wordt gesproken van EUR 550 miljoen plus een systeem dat een deel van de nucleaire productie ter beschikking zal stellen aan de markt, aan cost plus. Dit zijn stappen in de goede richting maar vooralsnog ontoereikend. In Hoofdstuk IX. Nucleaire rente komt de CREG hierop terug.

472. In afwachting van structurele ingrepen die de productie en leveranciers concurrentie op de Belgische markt substantieel zullen aanscherpen stelt de CREG voor om de huidige prijzen van de energiecomponenten tijdelijk te bevriezen in het kader van de vangnetregulering (cfr. VII. Vangnetregulering).

VI.1.2 Gas

473. We vertrekken opnieuw van de samenvattende figuur uit de studie van *Frontier Economics*.

Figuur 43: Vergelijking T2-klant met buurlanden (Bron: Frontier Economics)



474. Waardes voor gas:

- Brussel: 61,1 EUR/MWh;
- Vlaanderen: 59,4 EUR/MWh;
- Wallonië: 59,8 EUR/MWh;
- Frankrijk: 58,0 EUR/MWh;
- Duitsland: 60,0 EUR/MWh;
- Nederland: 64,5 EUR/MWh;
- Verenigd Koninkrijk: 40,3 EUR/MWh.

475. De *commodity* (de moleculeprijs) wordt door een T2 in België duurder betaald in vergelijking met de buurlanden. Het verschil is van grootte-orde 4,5 EUR/MWh of 105 EUR/jaar (T2 heeft een verbruik van 23,26 MWh/jaar). Op grond van de vergelijking van de verschillende leveranciers actief op de Belgische kleinhandelsmarkt kan worden gesteld dat de aardgasrijzen substantieel lager kunnen worden geprijsd, zelfs met behoud van een comfortabele marge voor de leverancier (vb.: door aan te kopen op grond van TTF-prijzen (en *a fortiori* op grond van Henry Hub-prijzen)). Hierop werd reeds ingegaan in paragraaf IV. Marges in de *supply chain* (cfr. IV.2 Gas).

476. Indien de beleidsmakers wensen over te gaan tot het invoeren van maximumprijzen worden in de volgende paragraaf de juridische beschouwingen weergegeven waarmee rekening dient te worden gehouden.

VI.2 Juridische beschouwingen

477. In een eerste paragraaf wordt de prijzenwetgeving zelf uiteengezet, met een beknopt overzicht van de bestaande instrumenten en de eraan verbonden toepassingsvoorwaarden. Daarna volgt een bespreking van andere regelgevingen die beperkingen opleggen aan de volle ontplooiing van de instrumenten van prijscontrole: eerst wordt aandacht besteed aan de beperkingen voortvloeiend uit het Europese recht en vervolgens aan de grenzen gesteld door internationale regels in verband met bescherming van investeerders.

VI.2.1 Belgische prijzenwetgeving

- **Algemene prijzenwetgeving**

478. Parallel met het beginsel van de vrije prijsvorming en op gespannen voet ermee, kent de Belgische rechtsorde een regelgeving betreffende prijscontrole van overheidswege, met als kernstuk de prijzenwet van 22 januari 1945.¹⁵⁴ Deze wetgeving, die de openbare orde raakt, is ook van toepassing op de verkoop van elektriciteit en aardgas, met dien verstande dat eventuele afwijkingen die vervat zijn in sectorspecifieke wetgeving zullen primeren.

- ***Verbod op abnormale prijzen en winsten***

479. De prijzenwet voorziet eerst en vooral in een verbod om boven de normale prijs te verkopen. Aanvullend daarop is een prijs ook “ongeoorloofd” indien hij aanleiding geeft tot het realiseren van een abnormale winst.¹⁵⁵ Inbreuken op deze bepalingen worden strafrechtelijk gesanctioneerd. De beoordeling ligt uitsluitend in handen van de hoven en rechtbanken. De toepassing van deze bepalingen is nooit erg effectief geweest en wordt in de praktijk steeds zeldzamer.

¹⁵⁴ Wet van 22 januari 1945 betreffende de economische reglementering en de prijzen (B.S. 24 januari 1945)

¹⁵⁵ Besluitwet van 14 mei 1946 houdende verscherping van de controle der prijzen (B.S. 16 mei 1946)

➤ **Vaststellen van maximumprijzen en maximumwinstmarges**

480. Artikel 2 van de prijzenwet machtigt de Minister van Economie om maximumprijzen en/of maximumwinsten vast te stellen na raadpleging van de Commissie voor de regulering der prijzen. De regeling laat toe om de maximumniveaus te cumuleren (plafonnering van zowel de prijs als de winstmarge) en ook om ze op te leggen doorheen de waardeketen (afzonderlijke plafonds voor producenten, groothandel, distributie, kleinhandel...).

481. Deze laatste mogelijkheid is zeker relevant in een sterk ontvlochten sector als gas en elektriciteit. De CREG heeft overigens in eerdere studies reeds op het belang van deze problematiek gewezen¹⁵⁶. Indien de lasten van de prijsbeperking niet over de hele waardeketen worden verdeeld maar bijvoorbeeld geconcentreerd op de kleinhandelsprijs, riskeert dit in strijd te komen met het grondwettelijke gelijkheidsbeginsel.¹⁵⁷

482. In principe hebben de vastgestelde maximumprijzen een algemene draagwijdte, maar de prijzenwet laat ook toe dat de minister een “geïndividualiseerde” maximumprijs vaststelt voor één of meerdere ondernemingen, voor zover deze een individuele prijsverhogingsaangifte hebben ingediend en mits de geldingsduur niet langer is dan zes maanden.

➤ **Prijsverhogingsaangifte**

483. De prijzenwet bevat een vrij summiere verwijzing naar de prijsverhogingsaangifte. Dit is een mechanisme dat in het leven is geroepen in een inflatoire context en enige decennia terug een haast algemene reikwijdte kende.¹⁵⁸ In 1993 is het toepassingsgebied tot een

¹⁵⁶ Studie (F)060518-CDC-512 over de verschillende componenten van de aardgasprijs in België en de mogelijkheden tot verlaging, p. 101; Studie (F)070727-CDC-704 over de door Electrabel aangekondigde verhoging van de aardgas- en elektriciteitsprijzen, p. 32: “*Het is immers niet omdat een maximumprijs voor de levering van aardgas kan opgelegd worden, dat het volledige gewicht van de genomen maatregel moet gedragen worden door de leverancier (in casu bijvoorbeeld Electrabel Customer Solutions NV), zeker niet indien:*

– *de kern van het probleem zich hogerop in de waardeketen zou bevinden, bijvoorbeeld bij de invoerder van het aardgas die het nadien doorverkoopt. Indien op dat hogere niveau praktijken van excessive pricing, price squeezing of discriminerende prijszetting zouden worden vastgesteld, past het immers adequate maatregelen te nemen op dat niveau.*

– *men zoveel mogelijk concurrerende leveranciers op de Belgische markt wil aantrekken.*”

¹⁵⁷ Voor rechtspraak waarin dit werd vastgesteld m.b.t. petroleumprijzen: zie Gent, 28 mei 1975, onuitgegeven, gewezen in dezelfde zaak als Corr. Kortrijk, 26 juni 1974; contra: R.v.St., 19 april 1978, nr. 18.916).

¹⁵⁸ Federaal Planbureau, *Prijsregulering in België*, 2005 (Working Paper 19-05, beschikbaar op <http://www.plan.be/admin/uploaded/200605091448120.WP0519nl.pdf>).

vijftiental sectoren¹⁵⁹ teruggebracht en dit aantal is sedertdien stelselmatig verder teruggeschoefd.

484. Het systeem bestaat erin dat geplande prijsverhogingen voorafgaandelijk moeten worden aangemeld bij de prijzendienst, vergezeld van de nodige verantwoording op het vlak van kostenstijging. Na advies van de prijzencommissie kan de Minister van Economie de verhoging toestaan, weigeren of beperken.

485. Op vandaag is de regeling nog steeds van toepassing op “het gas en de electriciteit onderworpen aan de nationale tarificatie”. Nochtans wordt de procedure in de praktijk niet meer gevolgd, noch op de geliberaliseerde delen van de markt, noch door de gereguleerde bedrijven. Allicht mag dan ook worden aangenomen dat met “nationale tarificatie” op de geïntegreerde captieve markt werd gedoeld, die inmiddels niet meer bestaat.¹⁶⁰

➤ **Programmaovereenkomst**

486. Een laatste instrument uit het arsenaal van de prijzenwet, zijn de in 1969 ingevoerde programmaovereenkomsten. Dergelijke overeenkomsten worden gesloten tussen de Minister van Economie en één of meerdere ondernemingen (veelal gegroepeerd in een sectorvereniging). Het doel is om de prijsevolutie in functie van bepaalde parameters (grondstofprijzen, loonkosten etc.) te regelen.

487. Dankzij de overeenkomst worden de betrokken ondernemingen aan de regels inzake normale prijzen, maximumprijzen en prijsverhogingen onttrokken. De overeenkomst voorziet in een schadevergoeding bij niet-naleving, alsook in de mogelijkheid van opzegging. Veelal wordt de inhoud ervan echter niet openbaar gemaakt.

¹⁵⁹ Ministerieel besluit van 20 april 1993 houdende bijzondere bepalingen inzake prijzen (*B.S.* 28 april 1993). Dit besluit bevatte in zijn artikel 2 ook een lichtere procedure van kennisgeving, doch dit artikel werd door de Raad van State vernietigd bij arrest nr. 128.621 van 1 maart 2004 (Denkavit).

¹⁶⁰ Weliswaar blijft het dan vreemd dat gas en electriciteit de herhaalde inperkingen van het toepassingsgebied hebben overleefd. Alleszins is de regeling op geen enkel ogenblik nog ter sprake gekomen bij de recente invoering van het zogenaamde vangnet, dat nochtans gelijkaardig is van inspiratie.

488. Het meest bekende voorbeeld is ongetwijfeld de programmaovereenkomst inzake aardolieproducten¹⁶¹, die zelfs een afzonderlijke wettelijke basis in de prijzenwet heeft gekregen. Ze werd voor het eerst afgesloten in 1974 omdat het tot dan toegepaste systeem van prijsverhogingsaangiften te rigide was om de snelle stijgingen op de petroleummarkt en de evolutie van de wisselkoersen te kunnen volgen, waardoor er chaos ontstond op de Belgische markt evenals een schaarste aan petroleumproducten.

➤ **Prijsverhogingsbedingen t.a.v. consumenten**

489. Artikel 74, 2° en 3° van de WMPC¹⁶² verbiedt contractuele bedingen die toelaten dat ondernemingen eenzijdig hun prijs zouden verhogen ten nadele van consumenten op basis van elementen die enkel afhangen van hun wil. Dit verbod is niet van toepassing op bedingen van prijsindexering, voor zover deze niet onwettig zijn (zie vb.: het volgende punt) en op voorwaarde dat de wijze waarop de prijzen worden aangepast expliciet in de overeenkomst is beschreven. Voor overeenkomsten van onbepaalde duur is een eenzijdige prijsverhoging dan wel weer toegelaten indien de consument de gelegenheid krijgt om zijn contract kosteloos te beëindigen vooraleer de prijsverhoging in werking treedt.

➤ **Prijsherzieningsbedingen**

490. De herstelwet van 1976 legt een strikt kader op aan prijsherzieningsclausules in "commerciële en industriële contracten":¹⁶³

- het beding mag enkel betrekking hebben op de eindprijs gevraagd aan de koper;
- het beding moet gebaseerd zijn op parameters die reële kosten vertegenwoordigen (lonen, energie...) en moet het gewicht van deze parameters

¹⁶¹ Voor een kritische beoordeling: zie Raad voor de Mededinging, Advies van 17 december 2001 over de programmaovereenkomst inzake een stelsel van verkoopprijzen voor aardolieproducten, *Jaarverslag 2001*, p. 362-372.

¹⁶² Wet van 6 april 2010 betreffende marktpraktijken en consumentenbescherming (*B.S.* 12 april 2010).

¹⁶³ Deze enigszins vergeten regeling is vervat in artikel 57 van de Wet van 30 maart 1976 betreffende de economische herstelmaatregelen (*B.S.* 1 april 1976). Dit artikel is niet van toepassing op de overeenkomsten met een buitenlands element, behalve wanneer ze betrekking hebben op in België uit te voeren prestaties en daarenboven werden gesloten door personen die in België verblijven.

in de eindprijs weerspiegelen; koppeling aan algemene indexen zonder verband met de betrokken kostensoort, is niet toegestaan;

- het beding moet een vaste term bevatten van minstens 20% van de eindprijs.

491. Bedingen die niet aan deze voorwaarden voldoen, zijn van rechtswege nietig. De Minister van Economie kan evenwel afwijkingen toestaan en heeft daar ook effectief gebruik van gemaakt, met name in sectoren waar de kostenstructuur haast uitsluitend variabel is.

- **Sectorspecifieke prijzenwetgeving**

- ***Maximumprijzen***

492. Voor gas en elektriciteit bestaat er een specifieke regeling¹⁶⁴ die aansluit bij de algemene regels uit de prijzenwet. De voornaamste bijzonderheden op het vlak van gas en elektriciteit zijn dat in een voorafgaandelijk advies van de CREG aan de Minister van Economie wordt voorzien en dat voorts een resem nogal diverse criteria naar voren wordt geschoven waaraan de maximumprijzen moeten tegemoetkomen:

¹⁶⁴ Artikel 15/10 van de gaswet en artikel 20 van de elektriciteitswet.

Elektriciteitswet:

1° **kruissubsidies** tussen categorieën van afnemers worden vermeden;

2° wordt gewaarborgd dat een billijk deel van de **productiviteitsverbetering** ingevolge de openstelling van de elektriciteitsmarkt op evenwichtige wijze ten goede komt van residentiële en professionele afnemers, waaronder de kleine en middelgrote ondernemingen, in de vorm van een vermindering van de tarieven;

3° de tarieven voor de in 2° bedoelde afnemers geleidelijk worden afgestemd op de beste tariefpraktijken in hetzelfde marktsegment in de **andere lidstaten** van de Europese Unie, rekening houdend met de bijzondere kenmerken van de distributiesector.

4° het recht van toegang tot energie, goed van eerste levensbehoefte, wordt gewaarborgd, waarbij in het bijzonder, in het kader van de openstelling van de elektriciteitsmarkt voor concurrentie, de continuïteit van de **sociale voordelen** toepasbaar op bepaalde categorieën residentiële verbruikers inzake aansluitingen en tarieven wordt verzekerd;

5° erop wordt toegezien dat eindafnemers genieten van de voordelen die uit het **afschrijvingsbeleid** gevoerd in het gereguleerde systeem zullen voortvloeien;

6° de **transparantie** in termen van tarieven wordt gewaarborgd en de **rationele consumptiegedragingen** worden bevorderd.

Gaswet:

1° **kruissubsidies** tussen categorieën van afnemers worden vermeden;

2° wordt gewaarborgd dat een billijk deel van de **productiviteitsstijging** ingevolge de openstelling van de aardgasmarkt op evenwichtige wijze ten goede komt van residentiële en professionele afnemers, waaronder de kleine en middelgrote ondernemingen, in de vorm van een vermindering van de tarieven;

3° de tarieven voor de in 2° bedoelde afnemers worden behouden op het niveau van de beste tariefpraktijken in hetzelfde marktsegment in de **andere lidstaten** van de Europese Unie, rekening houdend met de bijzondere kenmerken van de distributiesector;

4° het principe wordt geëerbiedigd volgens welk de prijzen bedoeld in § 2 worden afgestemd op de marktwaarde van aardgas in verhouding tot **vervangingsproducten**.

5° het recht van toegang tot energie, goed van eerste levensbehoefte, wordt gewaarborgd daar waar aardgasnetten bestaan of op een economisch redelijke wijze ontwikkeld kunnen worden, waarbij in het bijzonder, in het kader van de openstelling van de aardgasmarkt voor concurrentie, de continuïteit van de **sociale voordelen** toepasbaar op bepaalde categorieën residentiële verbruikers inzake aansluitingen en tarieven wordt verzekerd;

6° erop wordt toegezien dat eindafnemers genieten van de voordelen die uit het **afschrijvingsbeleid** gevoerd in het gereguleerde systeem zullen voortvloeien;

7° de **transparantie** in termen van tarieven wordt gewaarborgd en de **rationele consumptiegedragingen** worden bevorderd.

493. Voor het overige wordt de algemene prijzenwet van toepassing verklaard, behoudens wat betreft de tussenkomst van de prijzencommissie en de tijdelijke sluiting van overtreders. In 2001 heeft de Minister van Economie voor het eerst gebruik gemaakt van deze bepaling om maximumprijzen vast te stellen voor de captieve afnemers.¹⁶⁵

➤ **Vangnet**

494. Het recent ingevoerde vangnet¹⁶⁶ voorziet in een aantal mechanismen ter bescherming van kleine afnemers van gas en elektriciteit (huishoudens en KMO's) die een contract met een variabele prijs hebben afgesloten. Enerzijds wordt het aantal indexeringen beperkt tot vier per jaar en wordt de correcte toepassing van de indexeringen (en hun evolutie) door de CREG gecontroleerd. Anderzijds moeten prijsverhogingen buiten indexatie, die dus een wijziging van de formule impliceren, ter goedkeuring aan de CREG worden voorgelegd (met de Nationale Bank van België in een adviserende rol). Bij haar beoordeling moet de CREG "objectieve parameters" hanteren, doch concreet vermeldt de wet enkel een vergelijking met het prijsgemiddelde in "de zone Noordwest-Europa".

495. Op de huidige juridische bepalingen inzake vangnetregulering komt de CREG terug in Hoofdstuk VII. Vangnetregulering.

➤ **Beoordeling door CREG van de verhouding tussen kosten en prijzen**

496. Artikel 23ter van de elektriciteitswet belast de CREG met de volgende opdracht:

"De prijzen van een elektriciteitsbedrijf dienen op een objectief verantwoorde wijze in verhouding te staan tot de kosten van het bedrijf. De Commissie beoordeelt deze verhouding door ondermeer de kosten en de prijzen van genoemd bedrijf te vergelijken met de kosten en de prijzen van vergelijkbare bedrijven, indien mogelijk ook op internationaal vlak."

¹⁶⁵ Ministeriële besluiten van 12 december 2001 houdende vaststelling van de maximumprijzen voor de levering van aardgas resp. elektriciteit (B.S. van 15 december 2001). Deze besluiten zijn nog geactualiseerd tot eind 2004. Ondanks de inmiddels voltooide vrijmaking van de markt, zijn ze nooit formeel opgeheven. Bij gebrek aan "niet in aanmerking komende afnemers" leiden ze dus een slapend bestaan.

¹⁶⁶ Invoeging bij wet van 8 januari 2012 (B.S. 11 januari 2012) van een nieuw artikel 15/10bis in de gaswet en een nieuw artikel 20bis in de elektriciteitswet.

497. Als de CREG vaststelt dat er geen objectief verantwoorde verhouding bestaat, dient zij haar bevindingen aan de Minister van Energie over te maken en maatregelen aan te bevelen. Daarnaast dient zij de vastgestelde inbreuken aan te geven bij de Raad voor de Mededinging.

498. Deze regeling, die ook in artikel 15/14^{ter} van de gaswet is opgenomen, is met de invoering van het vangnet problematisch geworden. In beide gevallen moet de CREG immers een beoordeling maken van de prijzen van leveranciers, waardoor het haast onvermijdelijk is dat beide procedures (vangnet vs art 23^{ter} Elektriciteitswet en 15/14^{ter} gaswet) elkaar zullen doorkruisen¹⁶⁷. In de mate waarin de CREG ertoe gebracht kan worden om als het ware vooruit te lopen op haar eigen beslissingen, riskeert zij in strijd met de beginselen van goed bestuur te handelen.

- **Besluit**

499. Er bestaat een veelheid aan instrumenten waarvan de toepassingsmogelijkheden niet steeds duidelijk zijn en die elkaar minstens gedeeltelijk lijken te overlappen en tegen te spreken. Dit was reeds de conclusie uit 2008 van een ronde tafel georganiseerd door de FOD Economie.¹⁶⁸ Indien nieuwe prijsmaatregelen zouden worden ingevoerd, verdient het sterke aanbeveling om tegelijk het bestaande arsenaal te rationaliseren en te stroomlijnen¹⁶⁹.

VI.2.2 Europees recht

- **Mededingingsrecht**

- ***Verbod op mededingingsbelemmerende overeenkomsten***

500. Prijsafspraken tussen ondernemingen worden verboden door artikel 101 VWEU en door artikel 2 van de mededingingswet.¹⁷⁰ Daarbij worden niet enkel formele

¹⁶⁷ De rechten van de verdediging dienen hier te worden gerespecteerd.

¹⁶⁸ Eindverslag "Evaluatie en modernisering van de economische wetgeving" beschikbaar op http://economie.fgov.be/nl/binaries/report_nl_tcm325-81424.pdf.

¹⁶⁹ Wat men voor ogen heeft, is een bundeling van de verspreide wetgeving (gewone wetten, diverse bijzondere wetten, etc) in een wetboek dat opgebouwd is rond 13 boekdelen. Dat wetboek moet de discrepanties wegwerken en de vigerende wetteksten moderniseren.

¹⁷⁰ Gecoördineerde wet van 15 september 2006 tot bescherming van de economische mededinging (B.S. 29 september 2006).

kartelovereenkomsten geïmplementeerd, maar eveneens het afstemmen van de prijszetting in de praktijk. Deze regels zijn vooral van belang voor programmaovereenkomsten. In de mate waarin deze overeenkomsten echter worden opgelegd door een dwingende beleidsbeslissing van de overheid, maken zij geen inbreuk op het kartelverbod.¹⁷¹

➤ **Staatssteun**

501. Het Europees verdragsrecht verbiedt lidstaten om bedrijven te begunstigen met steunmaatregelen die de mededinging verstoren en een ongunstige invloed hebben op de handel tussen lidstaten.¹⁷² Ten aanzien van particulieren kan het instellen van een maximumprijs niet onder dit verbod vallen, maar voor bedrijven ligt dit anders. Indien dus een maximumprijs ten gunste van KMO's zou worden ingevoerd, dient te worden onderzocht of dit geen verboden staatssteun uitmaakt.

502. Op zich vormt een maximumprijs geen staatssteun zolang er geen overdracht van staatsmiddelen plaatsvindt, doch van zodra flankerende maatregelen worden genomen zoals de oprichting van een compensatiefonds of het opleggen van bijdragen, kan de beoordeling omslaan.¹⁷³

503. Overigens voorziet artikel 107 (3) VWEU in een aantal uitzonderingsgronden die het verlenen van staatssteun in bepaalde omstandigheden kunnen rechtvaardigen.

- **Interne markt: invoerrestricties**

504. Nationale prijsvoorschriften kunnen de interne markt verstoren doordat zij een gelijkaardige werking sorteren als kwantitatieve invoerbepalingen.¹⁷⁴ In dat geval zijn ze strijdig met artikel 34 VWEU. Meer bepaald kan een maximumprijs, die zonder onderscheid toepasselijk is op nationale en geïmporteerde producten, een verboden maatregel van gelijke werking uitmaken wanneer die prijs op een zo laag peil wordt vastgesteld dat – gezien

¹⁷¹ D. VANDERMEERSCH, *De Mededingingswet*, 2007, p. 123.

¹⁷² Artikel 107 VWEU.

¹⁷³ W. VANDENBERGHE, "Maximumprijzen in de energiesector: een mededingingsrechtelijke analyse", *T.B.M.* 2008, Vol. 4, p. 27 (met een korte bespreking van het Franse TaRTAM, een gereguleerd tarief dat ervan wordt verdacht een oneerlijk concurrentievoordeel te verschaffen aan energie-intensieve bedrijven).

¹⁷⁴ Over handelsregelingen als belemmering voor het vrij verkeer: H.v.J. 11 juli 1974, Dassonville, nr. 8/74.

de algemene situatie van de geïmporteerde producten in vergelijking met die van nationale producten – handelaren die het product in de betrokken lidstaat wensen in te voeren, dit slechts met verlies zouden kunnen doen¹⁷⁵ of zonder redelijk winst¹⁷⁶.

505. Vermits in België geen aardgas wordt gewonnen, is deze problematiek vooral relevant voor elektriciteit. Voor aardgas is een beroep op artikel 34 VWEU enkel denkbaar indien de prijs op een dusdanig laag niveau zou worden gesteld dat de gasinvoer in het gedrang zou komen.

506. Artikel 36 VWEU bevat een aantal behartigenswaardige doelstellingen die het opleggen van invoerrestricties of gelijkaardige maatregelen kunnen rechtvaardigen, doch in casu lijkt een beroep op één van deze gronden allesbehalve evident. Het Hof van Justitie heeft deze rechtvaardigingsgronden in haar rechtspraak echter uitgebreid tot onder meer consumentenbescherming.¹⁷⁷ De voorwaarden waaronder deze *rule of reason* kan worden toegepast, zijn evenwel vrij strikt.¹⁷⁸ Het komt er derhalve op aan om het prijsniveau zodanig in te stellen dat het geen marktverstoring effect heeft over de landsgrenzen heen.

- **Sectorspecifiek recht**

507. Op Europees niveau is de organisatie van de elektriciteits- en aardgasmarkten thans geregeld door het derde energiepakket. Het grondidee is hetzelfde gebleven als in de vorige pakketten, namelijk vrije prijsvorming op basis van vraag en aanbod. De Europese Commissie heeft zich dan ook steeds zeer kritisch getoond voor het bestaan van allerlei vormen van prijscontrole in vele lidstaten.¹⁷⁹ Ook de regulatorengroep ERGEG stelt zich op deze lijn.¹⁸⁰ Nochtans biedt de Europese energieregelgeving wel degelijk ruimte voor bepaalde vormen van prijsinterventie door de overheid.

¹⁷⁵ H.v.J., 26 februari 1976 (Tasca), nr. 65/75.

¹⁷⁶ H.v.J. 19 maart 1991 (Commissie / België), *T.B.H.* 1992, p. 115, noot M. DONY (in deze zaak werd de prijsverhogingsaangifte voor farmaceutische producten uiteindelijk om een andere reden als een verboden maatregel aangemerkt, nl. omdat de procedure omslachtiger was voor niet-investeerders).

¹⁷⁷ H.v.J. 20 februari 1979 (Rewe-Zentral), nr. 120/78.

¹⁷⁸ W. VANDENBERGHE, "Maximumprijzen in de energiesector: een mededingingsrechtelijke analyse", *T.B.M.* 2008, Vol. 4, p. 28-29.

¹⁷⁹ Europese Commissie, DG Competition Energy Sector Enquiry, SEC(2006)1724, 10 januari 2007, p. 202 e.v.

¹⁸⁰ ERGEG, *Status Review of End-User Price Regulation as of 1 January 2010* (beschikbaar op www.energy-regulators.eu)

508. In de zaak *Federutility* zag het Europese Hof van Justitie zich de vraag gesteld of het Italiaanse systeem van vaststelling van referentieprijzen voor de levering van aardgas aan consumenten door de regulator AEEG zich ook na de volledige marktopening verdraagt met de tweede gasrichtlijn.¹⁸¹ Het Hof kwam tot de vaststelling dat de richtlijn weliswaar niet uitdrukkelijk voorschrijft dat de leveringsprijs uitsluitend door het spel van vraag en aanbod moet worden bepaald, maar dat deze vereiste voortvloeit uit de doelstelling en de algemene opzet van de richtlijn. Interventies van overheidswege in de prijsvorming zijn niettemin mogelijk, voor zover zij aan de voorwaarden omschreven in artikel 3 van de richtlijn beantwoorden.

509. Op grond van dit artikel mogen de lidstaten in het algemeen economisch belang aan aardgas- of elektriciteitsbedrijven verplichtingen opleggen inzake openbare dienstverlening. Deze verplichtingen kunnen betrekking hebben op de prijs van de leveringen en moeten *“duidelijk gedefinieerd, transparant, niet-discriminerend en controleerbaar zijn en de gelijke toegang voor [E.U.]-bedrijven tot nationale consumenten waarborgen”*. Daarbij moeten de bepalingen van artikel 106 VWEU in acht worden genomen, met inbegrip van de evenredigheidstest die daarin is vervat.

510. Met toepassing van het proportionaliteitsbeginsel stelt het Hof dat de vrije totstandkoming van de prijs voor de levering van aardgas slechts *“belemmerd mag worden voor zover dit voor de verwezenlijking van [de] doelstelling van algemeen economisch belang noodzakelijk is en dus slechts gedurende een noodzakelijkerwijs beperkte periode”*. Samenvattend laat het Hof een prijzencontrole toe voor zover deze:

- gerechtvaardigd is op grond van het algemeen economisch belang, in het bijzonder het handhaven op een redelijk niveau van de leveringsprijzen aan eindafnemers;
- het evenredigheidsbeginsel eerbiedigt door:
 - de duur van de regeling te beperken tot hetgeen strikt noodzakelijk is: zelfs bij een tijdelijke maatregel dienen er mechanismen te zijn waarbij de overheid *“ingevolge het toepasselijke nationale recht op gezette tijden met korte tussenpozen de noodzaak en de modaliteiten van zijn interventie*

¹⁸¹ H.v.J. 20 april 2010 (*Federutility*), nr. C-265/08. Dit arrest had betrekking op de tweede gasrichtlijn, doch de lering ervan kan worden doorgetrokken enerzijds naar de elektriciteitssector en anderzijds naar het derde pakket. De betrokken bepalingen zijn in essentie gelijkloidend.

opnieuw dient te beoordelen, rekening houdend met de ontwikkeling van de [...] sector”;

- (ii) de toegepaste methode te beperken tot hetgeen strikt noodzakelijk is;

Op dit punt maakte de Raad van State een belangrijk voorbehoud bij de *ex ante* controle van stijgingen van variabele energieprijzen voor huishoudelijke afnemers en kmo's (tweede luik van de vangnetregulering): *“Bovendien rijst de vraag of deze prijscontrole wel bij uitstek de beperking beoogt van de gevolgen van de prijsstijgingen op de internationale markten, zoals het geval bleek te zijn voor de regeling die aan bod kwam in het arrest Federutility. De maatregel raakt in aanzienlijke mate aan de wijze van bedrijfsvoering van elektriciteitsleveranciers, terwijl een inefficiënte of inadequate wijze van bedrijfsvoering in beginsel door een vrije marktwerking dient te worden opgevangen [...]”*¹⁸²

- (iii) rekening te houden met objectieve verschillen tussen begunstigden (onderscheid tussen particulieren en bedrijven en ook tussen bedrijven onderling)¹⁸³;

- duidelijk gedefinieerd, transparant, niet-discriminerend en controleerbaar is en geen belemmering vormt voor de gelijke toegang van de E.U.-bedrijven tot de consument. De Raad van State preciseerde in dit verband: *“Ook indien de vaststelling van referentieprijzen voor alle leveranciers op gelijke wijze geldt, mag de ontworpen regeling niet discriminerend zijn, doordat de financiële last ervan voornamelijk sommige leveranciers treft.”*¹⁸⁴

511. De ontworpen maatregelen inzake de controle van andere prijsverhogingen daarentegen zijn op zich beschouwd al verstrekkend in vergelijking met de ontworpen regeling met betrekking tot de beperking van en de controle op de toepassing van de prijsindexering. Bovendien rijst de vraag of deze prijscontrole wel bij uitstek de beperking beoogt van de gevolgen van de prijsstijgingen op de internationale markten, zoals het geval

¹⁸² Advies nr. 49.570/3 van de Raad van State d.d. 31 mei 2011, *Parl.St.* 2010-2011, Doc. 53 1725/001, p. 300-301.

¹⁸³ In dit verband maakt het Hof een opmerkelijke terzijde: *“[Het] evenredigheidsbeginsel [wordt] niet geëerbiedigd indien de vaststelling van referentieprijzen voor de levering van aardgas [...] gelijkelijk ten goede komt aan particulieren en aan ondernemingen”*.

¹⁸⁴ Advies nr. 49.570/3 van de Raad van State d.d. 31 mei 2011, *Parl.St.* 2010-2011, Doc. 53 1725/001, p. 301.

bleek te zijn voor de regeling die aan bod kwam in het arrest *Federutility*¹⁸⁵. De maatregel raakt in aanzienlijke mate aan de wijze van bedrijfsvoering van elektriciteitsleveranciers, terwijl een inefficiënte of inadequate wijze van bedrijfsvoering in beginsel door een vrije marktwerking dient te worden opgevangen, veeleer dan door prijsverhogingen op algemene wijze aan een goedkeuring van overheidswege te onderwerpen. Voor wat dit onderdeel betreft, meent de Raad van State dan ook vraagtekens te moeten plaatsen bij de evenredigheid van de ontworpen maatregel.

- **Bescherming van buitenlandse investeerders**

512. Een laatste mogelijk bezwaar tegen de invoering van maximumprijzen bestaat erin dat dit de Belgische Staat mogelijk zou blootstellen aan schade-eisen van internationale groepen op grond van verdragsrechtelijke regels aangaande investeringsbescherming. In de eerste plaats kan aan het Energiehandvest¹⁸⁶ worden gedacht.

513. Zulke eis zou dan gebaseerd zijn op het feit dat België investeerders heeft gelokt door hen vrije prijsvorming voor te spiegelen en dat de plotse omkering van dit beleid een schending van hun legitieme verwachtingen¹⁸⁷ vormt.

514. Tegen de kans op slagen van dergelijke schadeclaims pleit dat de energiewetgeving zowel op Belgisch als op Europees niveau voorziet in de mogelijkheid om prijsingrepen door te voeren (zie uiteenzetting hierboven). Het feit dat dergelijke maatregelen niet effectief in werking waren gesteld, kan niet worden gelijkgesteld aan een afstand vanwege de overheid om dit ooit te doen.

¹⁸⁵ *Ibid.*, punt 37.

¹⁸⁶ Verdrag van 17 december 1994 inzake het Energiehandvest, in België in werking getreden op 6 augustus 1998. N.B.: dit verdrag is (nog) niet geratificeerd door Frankrijk.

¹⁸⁷ Voor een uitgebreide bespreking: zie A. BOUTE, "Challenging the Re-regulation of Liberalized Electricity Prices Under Investment Arbitration", *Energy Law Journal* 2011, Vol. 32, p. 497-539.

VII. Vangnetregulering

515. Het regeerakkoord voorziet op p. 126 de volgende passage:

“De in het wetsontwerp tot omzetting van het Derde Energiepakket bedoelde vangnetmethode zal effectief worden uitgevoerd. De tariefformules van de variabele contracten zullen aan de CREG medegedeeld worden, en de CREG zal elke wijziging daarvan eerst moeten goedkeuren.”

516. Artikel 20 bis van de huidige officieus gecoördineerde elektriciteitswet (zoals gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad van 11 januari 2012) concretiseert de introductie van de vangnetregulering.

VII.1 Kritieken op huidige wetsbepalingen

517. De CREG heeft de volgende bemerkingen op de huidige wetsbepalingen:

- Creëert de illusie dat de CREG de prijzen controleert (en goedkeurt):

Artikel 20 bis laat de CREG toe de evolutie van de indexen, rekenkundig, na te zien en goed te keuren, zonder een beslissing te kunnen nemen over de inhoud van de indexen, en bijgevolg de daaruit resulterende prijzen. Zo zou bijvoorbeeld de evolutie van de Nc index, die nog dateert vanuit de gereguleerde periode, rekenkundig voorwerp zijn van een goedkeuring door de CREG alhoewel deze index geen enkel objectief verband meer heeft met de daaruit voortvloeiende prijzen, noch met de prijzenevolutie.

- Eerder een vangnet voor de leveranciers dan voor de consument:

De CREG ziet geen wettelijke grond om een prijsstijging te weigeren.

- Te ingewikkelde procedures:

De procedure voor goedkeuring of afkeuring is onnodig zwaar en gecompliceerd. In geval van betwisting zijn er vijf actoren betrokken: de CREG, een bedrijfsrevisor, de Nationale Bank van België, het Hof van Beroep en de betrokken leverancier zelf.

518. In studie¹⁸⁸ (F)110506-CDC-1064 over het ontwerp van wettekst voor het “Vangnet” tegen niet verantwoorde schommelingen van de energieprijzen van 6 mei 2011 is een uitgebreide analyse van alle pijnpunten opgenomen.

VII.2 Voorstel tot verbetering

519. Het invoeren van een vangnetregulering dient te worden bekeken in het perspectief van het doel dat men ermee wenst te bereiken. Het doel dat de beleidsmakers voor ogen hebben, is de stijgende trend, gepaard met een sterke volatiliteit, van de elektriciteits- en aardgasprijzen tegen te gaan, en het prijsniveau met andere woorden te stabiliseren. Gezien de impact van de energiedragers op de consumptie-index en de inflatie is dat een terechte bekommernis.

520. Om dit doel te bereiken, is het nodig dat de CREG kan beslissen met volledige kennis van het individuele dossier van elke erkende leverancier en dit voorafgaand aan elke prijsverhoging (*ex ante* controle dus), weliswaar met respect voor de vigerende Europese wetgeving en rechtspraak. Bij de opstart van het systeem dient elke prijsformule, van elke leverancier, aan de CREG te worden opgeleverd.

521. Daarom wordt voorgesteld om de huidige prijzen tijdelijk, gedurende 9 maanden, te blokkeren totdat elke prijsformule van elk product van elke leverancier door de CREG werd beoordeeld en **aannemelijk** werd bevonden.

522. Na deze initiële ‘goedkeuring’ kan de evolutie van het prijsniveau voor elke leverancier door de CREG verder worden opgevolgd. Hierbij zou de CREG ook de bevoegdheid moeten hebben om de leverancier aan te zetten tot prijsverlagingen indien daarvoor objectieve redenen voor handen zijn. Het in de wet vastleggen van de periodiciteit

¹⁸⁸ Zie: <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1064NL.pdf>

van de prijsherzieningen (vb. driemaandelijks) dient te worden vermeden teneinde te vermijden dat de leveranciers zich zouden richten op eveneens driemaandelijkse 'future' aankopen die bij voorbeeld in de regel duurder zijn dan *day ahead* aankopen. Aldus wordt vermeden dat een goedbedoelde beleidsmaatregel een prijsverhogend effect zou hebben.

523. Deze monitoring bevoegdheid, met expliciete correctieve bevoegdheid voor de CREG, zou als dusdanig duidelijk in de wet moeten worden erkend teneinde gerechtelijke procedures over deze bevoegdheid daarover zoveel als mogelijk te vermijden.

524. In Bijlage 5 van deze studie heeft de CREG daarom een verbeterd wetsvoorstel uitgewerkt. Het komt er in essentie op neer dat de CREG, en enkel en alleen de CREG, bevoegd wordt om alle prijsformules die leveranciers wensen aan te bieden aan afnemers op het laagspanningsnet (elektriciteit) en het net op lage druk (aardgas) *ex ante* te onderzoeken. Eenmaal de CREG besloten heeft dat een bepaalde prijsformule aan de vereisten voldoet, wordt het licht op groen gezet en mag de leverancier de prijsformule op de markt aanbieden. Het is aan de CREG om in alle onafhankelijkheid de parameters en toetsingsgronden vast te leggen waarop de prijsformules zullen worden beoordeeld.

VIII. Groepsaankopen

525. Een derde maatregel die als doel heeft in te grijpen op de prijs die de eindverbruiker betaalt, zijn de groepsaankopen. Het is een mogelijkheid om de consument actiever aan de geliberaliseerde energiemarkt te laten deelnemen, met als uiteindelijk doel de kost van energie voor de consument te laten dalen. De praktijk van groepsaankopen had eerder al de aandacht getrokken op het segment stookolie.

526. Het voornaamste doel van groepsaankopen is het verlagen van de energiefactuur (elektriciteit en aardgas). Daarbij wordt veelal een extra dimensie toegevoegd door het overschakelen naar 100% groene energie te promoten en op die manier bij te dragen tot het reduceren van de *carbon footprint*.

527. Groepsaankopen van energie krijgen heel wat media-aandacht¹⁸⁹ en zorgen er daardoor ook voor dat consumenten zowel geïnteresseerd als vertrouwd raken met een complex gegeven als de aankoop van energie en de actieve participatie op de energiemarkt. Daarenboven wordt, doordat de groepsaankopen veelal mede door lokale overheden (provincies en/of gemeenten) worden ondersteund, bij de consument een gevoel van betrouwbaarheid gecreëerd. Het succesvol afronden van een aantal groepsaankopen in het verleden heeft er ook voor gezorgd dat zij een stijgend succes kennen.

528. Consumenten raken meer en meer bewust van het besparingspotentieel dat door actieve participatie op de energiemarkt te realiseren is. Groepsaankopen zijn daarom een logische en veilige tussenstap van “slapende” consument naar “actieve” consument. Via groepsaankopen wordt de energiemarkt immers actief geconsulteerd naar betere prijzen (en dus besparingsmogelijkheden), maar de consument wordt daarbij ondersteund door het platform van de groepsaankoop. Concreet betekent dit dat de consument (vrijblijvend) intekent op een groepsaankoop en de resultaten afwacht van de veiling die wordt georganiseerd, om al dan niet definitief in te tekenen op een nieuw contract aangeboden door de geselecteerde leverancier. De selectie van de goedkoopste leverancier gebeurt immers door het mechanisme van de groepsaankoop en dit op basis van onder andere de samengebrachte volumes en profielen van de ingetekende consumenten, waardoor de consument in eerste instantie niet zelf aan prijsvergelijking moet doen. Van zodra een

¹⁸⁹ De Standaard, 6 januari 2012, Prijs energie kan fors lager
De Morgen, 7 januari 2012, Goedkope groepsaankopen voor energie in de lift
Het Nieuwsblad, 21 januari 2012, BBC World filmt groepsaankoop energie

leverancier wordt geselecteerd krijgen de ingetokende consumenten een geïndividualiseerd voorstel en op dat moment is het wel aan de consument om na te gaan of dit geïndividualiseerd voorstel voor hem een werkelijke besparing oplevert en of hij dus een leveranciersswitch wenst te initiëren.

529. De CREG heeft tot op vandaag geen specifieke studies aan het fenomeen van de groepsaankopen gewijd, dit wil echter niet zeggen dat zij dit onderwerp niet opvolgt. **Hieronder worden dan ook een aantal kritische bedenkingen en punten voor verbetering bij groepsaankopen opgesomd:**

- Omvang groepsaankopen: groepsaankopen worden op dit moment veelal op provincieniveau georganiseerd. Een dergelijke groepering van volumes laat toe om aan potentieel geïnteresseerde leveranciers de kans te bieden hun klantenbasis gevoelig uit te breiden, marktaandeel te winnen en een gunstig effect op de concurrentie binnen de energiemarkt te hebben.

De vraag kan worden gesteld waarom groepsaankopen niet verder territoriaal zouden worden uitgebreid. Immers hoe meer volume¹⁹⁰, hoe groter de kans dat gunstige prijsformules door de leveranciers worden aangeboden.

Echter, het uitbreiden van groepsaankopen naar een substantieel groter gebied, bijvoorbeeld gans Vlaanderen, kan er mogelijk voor zorgen dat de gevraagde volumes zo groot worden dat enkel de leveranciers die kunnen terugvallen op eigen productiecapaciteit in België (al dan niet van een bedrijf uit dezelfde groep) of leveranciers met reeds een uitgebreid klanten- en facturatiesysteem kunnen deelnemen aan de groepsaankopen, wat voor het pervers effect kan zorgen dat de concurrentie op de energiemarkt wordt gefnuikt. Een kritische grootte zal dus moeten worden bepaald.

¹⁹⁰ Daarenboven zorgt het groeperen van volumes van een groot aantal individuele klanten mogelijk voor een afvlakking van het globale profiel, waardoor dit ook voor het portfoliomanagement van de potentiële leveranciers gunstige effecten kan hebben. Gunstige effecten die kunnen worden vertaald in het aanbieden van gunstige prijzen.

- De verbrekingsvergoeding¹⁹¹: een absoluut attentiepunt voor consumenten die wensen in te tekenen op groepsaankopen is het feit dat op het moment dat de groepsaankoop zich concretiseert de consument over de mogelijkheid moet beschikken om zijn lopend contract op te zeggen zonder het betalen van een verbrekingsvergoeding. De contracten zoals deze nu door de leveranciers op de markt worden aangeboden, betreffen veelal contracten van bepaalde duur. Dergelijke contracten hebben dus een vooraf vastgestelde looptijd en kunnen in principe niet vroegtijdig worden stopgezet, tenzij na betaling van een verbrekingsvergoeding.

Het moeten betalen van een verbrekingsvergoeding en vooral het zich niet bewust zijn van deze mogelijke extra kost betekent voor consumenten een belangrijk negatief effect op het besparingspotentieel van de groepsaankoop. De verbrekingsvergoeding voor contracten met bepaalde duur kan mogelijk oplopen tot EUR 75¹⁹² per contract. Daarbij bestaat op dit moment nogal wat onduidelijkheid over het feit of consumenten die bij eenzelfde leverancier elektriciteit en aardgas kopen, bij overstap naar een nieuwe leverancier twee keer een verbrekingsvergoeding moeten betalen (EUR 75 voor het elektriciteitscontract en EUR 75 voor het aardgascontract, samen dus EUR 150¹⁹³). Bijkomende afspraken¹⁹⁴ tussen leveranciers en de overheid lijken hier op hun plaats.

- Besparingen: de door groepsaankopen gerealiseerde besparingen kunnen veelal ook door actieve deelname op de markt worden gerealiseerd. Op dit moment zijn verschillende prijsvergelijkingapplicaties beschikbaar (vb. V-test van de VREG) die de consument toelaten om te zoeken naar de voor hem meest voordelige en

¹⁹¹ **Tenminste één leverancier heeft recentelijk aangekondigd (in een publiciteitscampagne) geen verbrekingsvergoedingen te zullen eisen in geval de klant hen wenst te verlaten. Daarenboven kan worden vastgesteld dat bepaalde leveranciers in België een verbrekingsvergoeding eisen maar dat in het buitenland niet doen. De afschaffing van de verbrekingsvergoeding zou een sterke stimulans zijn voor de verhoging van de concurrentie.**

¹⁹² EUR 75 is de maximale verbrekingsvergoeding die kan worden aangerekend indien de verbreking van het contract plaatsvindt 6 maanden voor de einddatum van het contract. Indien deze termijn minder dan 6 maanden bedraagt, wordt de verbrekingsvergoeding maximaal EUR 50. Deze afspraken werden vastgelegd in het “Akkoord – De consument in de vrijgemaakte elektriciteits- en aardgasmarkt” dat door de Minister van Consumentenzaken met medewerking van de leveranciers, de regulatoren en de vertegenwoordigers van verbruikersorganisaties werd tot stand gebracht.

¹⁹³ Zie hierover ook de recente communicatie van de Ombudsdienst voor Energie, waarbij een belangrijk deel van de in 2011 ontvangen klachten, net het al dan niet aanrekenen van een dubbele (2 x EUR 75 = EUR 150) verbrekingsvergoeding betrof.

¹⁹⁴ Door bijvoorbeeld het aanpassen en verder verfijnen van het “Akkoord – De consument in de vrijgemaakte elektriciteits- en aardgasmarkt”.

meest geschikte prijsformule. Wanneer een vergelijking wordt gemaakt tussen de resultaten van recent afgeronde groepsaankopen en de prijsformules die voor de verschillende leveranciers reeds beschikbaar zijn op de markt, dan worden daar eerder beperkte verschillen vastgesteld. Dit bewijst dat goed geïnformeerde consumenten absoluut voordeel kunnen halen uit de geliberaliseerde energiemarkt en er mee voor helpen zorgen dat er echte concurrentie komt.

530. De grote verdienste van groepsaankopen is dat zij er mee voor zorgen dat meer en meer consumenten geïnteresseerd raken in de energiemarkt en de potentiële keuzes en mogelijke besparingen die er te realiseren zijn. De liberalisering van de energiemarkt is echter pas geslaagd wanneer (idealiter) alle consumenten op basis van informatie die op een transparante en tijdige manier ter beschikking wordt gesteld een weloverwogen keuze kunnen maken voor het voor hen beste product¹⁹⁵ op de markt.

531. Daarom is de CREG ervan overtuigd dat de organisatie van groepsaankopen een waardevolle tussenstap is in het creëren van een concurrentiële energiemarkt waarop goed geïnformeerde consumenten bewuste keuzes kunnen maken. Een bijkomende uitdaging hierbij is het stroomlijnen van de informatie die aan de consument ter beschikking wordt gesteld.

532. Op dit moment zien we op de energiemarkt een explosie aan prijsformules¹⁹⁶ die eerder zorgen voor desinformatie naar de consument toe en dit omwille van de toenemende complexiteit in het vergelijken van de aangeboden prijzen. Bij de liberalisering van de telecomsector zorgde de explosie van de aangeboden prijsformules er ook voor dat het voor de consument zo goed als onmogelijk werd om op een transparante manier na te gaan wat voor hem de beste formule was. In de praktijk leidde dit er veelal toe dat het switchgedrag van de consumenten werd afgeremd.

¹⁹⁵ Het beste product op de markt kan daarbij zeer verschillend gepercipieerd worden, afhankelijk van de behoeften van de consument. Niet alle consumenten kiezen immers voor de scherpste prijs. Er kunnen bijvoorbeeld ook ecologische of andere overwegingen meespelen in de keuze van de consument.

¹⁹⁶ De diensten van www.mijnenergie.be zijn een interessant hulpmiddel voor de consument. In Bijlage 6 wordt hier dieper op ingegaan.

533. Via een recent opgerichte werkgroep¹⁹⁷, die zich buigt over de transparantie van prijzen op de energiemarkt, heeft nu ook de Europese Commissie duidelijk aangegeven dat zij werk wil maken van een goed functionerende energiemarkt voor consumenten (*retail market*) en dat een transparante prijszetting daarin een belangrijke rol speelt.

534. Eén van de landen binnen de Europese Unie waar de liberalisering van de energiemarkt ver gevorderd is, is Groot-Britannië. In haar recent rapport "*The Retail Market Review: Domestic Proposals*"¹⁹⁸ erkent ook de Britse regulator Ofgem¹⁹⁹ dat de mogelijkheid tot transparante prijsvergelijking voor de consumenten, één van de belangrijkste elementen is om deze consumenten actief te doen participeren op de energiemarkt. Daartoe doet Ofgem in zijn "*The Retail Market Review: Domestic Proposals*" een aantal zeer specifieke voorstellen, zoals onder andere:

- leveranciers moeten standaardtarieven aanbieden, waarbij de standaardisering van tarieven ertoe leidt dat de consument op basis van een standaard eenheidsprijs een vergelijking tussen leveranciers kan maken. Concurrentie tussen de leveranciers gebeurt dus op basis van dit standaard eenheidstarief;
- leveranciers kunnen ook niet standaardtarieven aanbieden, maar voor dergelijke contracten gelden bijkomende beperkingen zoals bijvoorbeeld: het niet automatisch (stilzwijgend) verlengen van dergelijke contracten, de mogelijkheid tot switchen zonder verbrekingsvergoeding, etc.

535. Ook de CREG ziet in het beperken van het aantal aangeboden prijsformules een potentieel belangrijke maatregel om de liberalisering van en de concurrentie op de energiemarkt te verbeteren.

¹⁹⁷ De "Working Group on price transparency" is samengesteld uit onder andere vertegenwoordigers van: de Europese Commissie (DG SANCO), de regulatoren (CEER), de ombudsdiensten voor energie, de leveranciers (sectororganisaties) en de consumenten (sectororganisaties).

¹⁹⁸ *The Retail Market Review: Domestic Proposals – Consultation*, referentie: 166/11.

¹⁹⁹ OFGEM: *Office of the Gas and Electricity markets*, de Britse regulator voor de gas- en de elektriciteitsmarkt.

IX. Nucleaire rente

536. Het thema van de nucleaire rente, en de daarmee gepaard gaande nucleaire bijdrage, is het afgelopen anderhalf jaar veelvuldig onderwerp van discussie geweest. In dit hoofdstuk wordt nogmaals op de essentie van de zaak teruggekomen.

537. De CREG ontving op 11 maart 2009 een schrijven van de (toenmalige) Minister van Klimaat en Energie met het verzoek een studie over de kostenstructuur van de elektriciteitsproductie afkomstig van de nucleaire centrales in België te maken. In tweede instantie diende de studie ook een inschatting te maken van de „*monopoliewinsten*“ die de producenten op hun nucleaire activiteiten realiseren.

538. De CREG had zijn studie²⁰⁰ klaar op 6 mei 2010. De conclusie luidde dat voor het jaar 2007 de nucleaire marge tussen EUR 1,75 miljard en EUR 1,95 miljard kan worden geschat, afhankelijk van de waarde die voor de productiekost wordt weerhouden. Als benadering voor de verkoopprijs van nucleaire energie werd de gemiddelde prijsnotering in het jaar Y-1 op het segment Power BE van de elektriciteitsbeurs Endex, voor een levering van *baseload* elektriciteit in het jaar Y gebruikt.

539. De resultaten van de studie werden aangevallen door de producent, wat er toe leidde dat hoorzittingen²⁰¹ in de Commissie Bedrijfsleven van het parlement werden georganiseerd met vertegenwoordigers van de CREG, de Nationale Bank van België (NBB), Electrabel en SPE.

540. Op vraag van de eerste Minister werd de NBB ingeschakeld om de knoop te ontrafelen. Dit leidde tot de publicatie van het rapport²⁰² “De Belgische nucleaire schaarsterente” van 26 april 2011. Dit document bracht echter niet het verwachte uitsluitel en vertoont daarenboven een aantal fundamentele tekortkomingen in de werkhypotheses.

541. Het resultaat van de verschillende studies en rapporten is dat de discussie zich tot een debat over de **verkoopprijs van nucleaire energie** heeft verengd. De CREG heeft in studie 968 deze verkoopprijs ingeschat op basis van marktprijzen, *in concreto* de gemiddelde

²⁰⁰ Studie (F)20100506-CDC-968 over de kostenstructuur van de elektriciteitsproductie door de nucleaire centrales in België dd 6 mei 2010, 100 p.

²⁰¹ Hoorzittingen van 9 februari 2011 en 4 mei 2011.

²⁰² <http://www.nbb.be/doc/ts/publications/creg/verslag.pdf>

prijsnoterings in het jaar Y-1 op het segment Power BE van de elektriciteitsbeurs Endex, voor een levering van *baseload* elektriciteit in het jaar Y. Andere actoren in het debat baseren zich op boekhoudkundige verkoopprijzen (in contracten met grote industriële klanten) die, o.a. tengevolge van het commercieel beleid, heel divers van aard zijn (vb.: tolling agreement, WKK, ...).

542. In studie (F)110609-CDC-1072 over de economische waardering van nucleaire energie en een voorstel voor de nucleaire bijdrage dd 9 juni 2011 detailleert de CREG haar werkhypothese nog verder. **De CREG behandelt de notie van winst en overwinst. Overwinst of rente is een gegeven wanneer een activiteit meer opbrengt dan nodig om de continuïteit van deze activiteit te verzekeren.** In een normale economische situatie zou deze overwinst na verloop van tijd verdwijnen vermits concurrenten op de markt komen.

543. Toegepast op de situatie van de Belgische nucleaire productie stelt de CREG vast dat deze overwinst aanwezig is, en dit in grote mate bij de historische speler. Dit is een gevolg van verschillende factoren waaronder de versnelde afschrijvingen, de overgang van een gereguleerde markt naar een vrijgemaakte markt en het moratorium op de bouw van kerncentrales in België. Dit leidt ertoe dat de overwinst structureel van aard is en de marktwerking in België niet optimaal is.

544. De CREG toont verder aan dat een marktbenadering, gebaseerd op de noteringen op de elektriciteitsbeurs, de meest adequate inschatting is voor de verkoopprijs van nucleaire energie en bijgevolg de nucleaire (over)winst. Er werd aangetoond dat elektriciteitsproducenten streven naar een lineair *hedging path* wanneer ze hun productieportefeuille in de tijd gaan afdekken. In dat opzicht is de meest adequate inschatting van de verkoopprijs van nucleaire energie het gemiddelde van de noteringen in de jaren Y-1, Y-2, Y-3 op het segment Power BE van de Endex elektriciteitsbeurs voor een *baseload* levering in het jaar Y.

545. Vertrekkende van deze benadering, een gemiddelde productiekost van 22 EUR/MWh en een nucleaire productie van 45 TWh wordt een winst bekomen van EUR 1,8 miljard voor 2009 en EUR 1,7 miljard voor de jaren 2010 en 2011.

546. Ten slotte werd gesteld dat van deze winst een deel (billijke marge) toebehoort aan de nucleaire producent en de rest als overwinst dient te worden beschouwd en bijgevolg, vanuit economisch perspectief, in dit geval door de overheid mag afgeroomd worden. Voor

de billijke marge stelde de CREG als richtsnoer 10 EUR/MWh²⁰³ voorop, of voor een totaal van 45 TWh, EUR 450 miljoen.

547. Op 11 augustus 2011 werd door de CREG een aanvullende studie gemaakt, opnieuw op vraag van de toenmalige Minister van Klimaat en Energie, als antwoord op een aantal bijkomende vragen die hij had bij studie 1072. De CREG herbevestigt haar verhaal (studie²⁰⁴ 1078) en geeft meer duiding bij haar wetsvoorstel over een verhoogde repartitiebijdrage, EUR 1,2 miljard voor de jaren 2011 en 2012 in plaats van EUR 250 miljoen.

548. Ten slotte, op 16 juni 2011 richtte de Voorzitster van de Commissie Bedrijfsleven van het federaal parlement zicht tot de CREG met de vraag om een analyse te maken van de verschillende wetsvoorstellen terzake. De CREG analyseerde de wetsvoorstellen van Ecolo/Groen!, CD&V/CdH, N-VA, sp.a en LDD en formuleerde haar conclusies in een nieuwe studie op 8 september 2011 (studie²⁰⁵ 1079).

549. Alle studiewerk ten spijt stelt de CREG vast dat de nucleaire bijdrage voor 2011 opnieuw slechts EUR 250 miljoen bedraagt. Voor 2012 wordt een bedrag van EUR 550 miljoen naar voor geschoven met daaraan gekoppeld het aan de markt ter beschikking stellen van een gedeelte van de nucleaire productie tegen cost plus prijs. Het is helemaal niet duidelijk hoe dit bedrag van EUR 550 miljoen is bepaald. De CREG is dan ook vragende partij om inzicht te krijgen in de elementen die aan de basis liggen van de bepaling van dit bedrag, en de verantwoording ervan.

550. De CREG beoordeelt deze stappen als hoopvol maar tegelijk als onvoldoende. Zij herhaalt dan ook nogmaals dat een repartitiebijdrage van EUR 1,2 miljard voor 2012 een noodzakelijke maatregel is, en dat het principe van het enkel laten van een billijke marge aan de producent in de toekomst dient te worden nagestreefd. Enkel op die manier kan een *level playing field* op het productiesegment van de Belgische elektriciteitsmarkt worden gecreëerd.

²⁰³ Cfr. randnummer 103 in studie 1072.

²⁰⁴ Studie (F)110811-CDC-1078 aanvullende bij de studie (F)110609-CDC-1072 betreffende de economische waardering van nucleaire energie en een voorstel voor de nucleaire bijdrage dd 11 augustus 2011, 61 p.

²⁰⁵ Studie (F)110908-CDC-1079 over de wetsvoorstellen betreffende de nucleaire heffing dd 8 september 2011, 60 p, zie <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1079NL.pdf>

X. Ondersteuning hernieuwbare energie (HE)

551. Zoals doorheen de tekst al verschillende keren werd opgemerkt, heeft de ondersteuning van hernieuwbare energie een impact op verschillende componenten van de elektriciteitsfactuur. De quotumverplichting voor de leveranciers, de steun aan de fotovoltaïsche panelen (PV-installaties), de impact van de windmolenparken op zee (offshore) op de tarieven van Elia; het kwam al allemaal aan bod.

552. In dit hoofdstuk worden al deze aspecten gebundeld en verdeeld over drie stukken. In een eerste stuk wordt de huidige wetgeving behandeld, zowel de federale als de regionale. Vervolgens wordt ingegaan op de doorrekening van de ondersteuningsmaatregelen aan de eindconsument. Ten slotte doet de CREG een aantal voorstellen tot verbetering.

X.1 Huidige wetgeving

553. Zowel de federale overheid als de gewestelijke overheden hebben mechanismen uitgevaardigd ter ondersteuning van de hernieuwbare energie. Deze mechanismen en de wetgeving worden hierna gekaderd.

X.1.1 Federaal vlak

- **Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen**

554. Om de productie van groene stroom te ondersteunen, is er op federaal niveau een systeem van minimumaankooprijzen uitgewerkt dat veel verder gaat dan enkel de *offshore* installaties. Zo is de netbeheerder van het transmissienet verplicht om de groenestroomcertificaten zowel uit *offshore* installaties als uit andere hernieuwbare energiebronnen (zonne-energie, *onshore* wind, waterkracht en andere) en die afgeleverd worden door zowel de federale als de gewestelijke overheden aan te kopen tegen een gewaarborgde minimumaankoopprijs.

555. Elia heeft daarnaast als distributienetbeheerder of lokaal transportnetbeheerder ook de aankoopverplichting van certificaten van productie-installaties die aangesloten zijn op de netten 70-30 kV die vanuit technisch oogpunt tot de gewestelijke energiebevoegdheid behoren wanneer deze door de producenten worden aangeboden. Hiervoor betalen ze de minimaankooprijzen zoals vastgelegd in de Gewesten.

556. De in het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 voorziene minimaankooprijzen per technologie²⁰⁶ bedragen:

- *offshore* windenergie:
 - 107,00 EUR/MWh voor de elektriciteit opgewekt met installaties die het voorwerp uitmaken van een domeinconcessie en voor de productie die volgt uit de eerste 216 MW geïnstalleerd;
 - 90,00 EUR/MWh voor de productie die voortvloeit uit een geïnstalleerde capaciteit boven de eerste 216 MW;
 - *onshore* windenergie: 50,00 EUR/MWh;
 - waterkracht: 50,00 EUR/MWh;
 - zonne-energie: 150,00 EUR/MWh;
 - andere hernieuwbare energiebronnen: 20,00 EUR/MWh.
-
- **Wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: de elektriciteitswet)**

557. Naast de toekenning van groenestroomcertificaten wordt offshore windenergie ook via de tussenkomst van Elia in de kosten van de zee kabel ondersteund. Zoals vastgelegd in artikel 7, §2, van de elektriciteitswet staat Elia in voor één derde van de kostprijs van de onderzeese kabel met een maximumbedrag van EUR 25 miljoen voor een project van 216 MW of meer.

²⁰⁶ Artikel 14 van het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002.

- **Wet van 8 januari 2012 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen**

558. In deze wet wordt bepaald dat de aansluitingen van de offshore windmolenparken ten laste van de de transmissienetbeheerder (Elia) vallen.

X.1.2 Vlaams Gewest

- **Energiedecreet van 8 mei 2009 (hierna: het energiedecreet)**

559. Vlaanderen wil de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen bevorderen op basis van een systeem van groenestroomcertificaten en warmtekrachtcertificaten. Dit systeem is gebaseerd op de toekenning van certificaten aan producenten van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen of primaire warmtekrachtbronnen en de certificatenverplichting voor de leveranciers.

560. Aan de producent wordt per schijf van 1 MWh geproduceerde energie een groenestroomcertificaat (indien geproduceerd met een hernieuwbare energiebron) of warmtekrachtcertificaat (indien geproduceerd met een kwalitatieve warmtekrachtinstallatie) toegekend als deze aantoont dat de groene stroom in het Vlaamse gewest is geproduceerd en dit ongeacht of de groene stroom in het net wordt geïnjecteerd of door de producent zelf wordt verbruikt.

561. Om de waarde van een groenestroomcertificaat te kunnen innen, kunnen producenten de groenestroomcertificaten aanbieden op de markt van groenestroomcertificaten (gefaciliteerd door de VREG) of aan hun distributienetbeheerder. De distributienetbeheerders zijn verplicht deze certificaten aan te kopen aan een gewaarborgde minimumaankoopprijs voor installaties die op hun net zijn aangesloten. Deze gewaarborgde minimumaankoopprijs²⁰⁷ bedraagt per technologie:

²⁰⁷ De opkoopverplichting van de distributienetbeheerder begint bij de inwerkingstelling van de installatie en loopt over een periode van 10 jaar. Voor nieuwe en bestaande installaties voor gft-vergisting met nacompostering loopt deze verplichting 20 jaar vanaf de inwerkingstelling. Voor zonne-energie geldt de verplichting voor installaties die in dienst zijn genomen vanaf 1 januari 2006 tot en met 31 december 2012 en loopt over een periode van 20 jaar. Voor zonne-energie-installaties in dienst genomen vanaf 1 januari 2013 loopt de verplichting over een periode van 15 jaar.

- waterkracht, getijden- en golflagenenergie, aardwarmte, windenergie op land, vaste of vloeibare biomassa, biomassa-afval en biogas: 90,00 EUR/MWh;
- stortgas, biogas uit vergisting van afval-water of rioolwaterzuivering en verbranding van restafval: 60,00 EUR/MWh;
- andere technieken: 60,00 EUR/MWh;
- voor biogasinstallaties: 90,00 EUR/MWh. Voor biogas uit vergisting van hoofdzakelijk mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen, en biogas uit gft-vergisting met compostering:
 - installaties in dienst genomen voor 1 januari 2012: 100,00 EUR/MWh;
 - installaties in dienst genomen na 1 januari 2012 + ecologiepremie ontvangen: 100,00 EUR/MWh;
 - installaties in dienst genomen na 1 januari 2012 + geen ecologiepremie ontvangen: 110,00 EUR/MWh;
- zonne-energie:

Evolutie minimumsteun zonnepanelen			
€/MWh	Oude regelgeving	Nieuwe regelgeving	
		< 250 kW	> 250 kW
01/01/2009	450		
01/01/2010	350		
01/01/2011	330	330	330
01/04/2011	330	330	330
01/07/2011	330	300	240
01/10/2011	330	270	150
01/01/2012	310	250	90
01/04/2012	310	230	90
01/07/2012	310	210	90
01/10/2012	310	210	90
01/01/2013	290	190	90
01/01/2014	250	150	90
01/01/2015	210	110	90
01/01/2016	170	90	90
01/01/2017	130	90	90
01/01/2018	90	90	90

562. De opkoopverplichting van de groenestroomcertificaten vormt één van de belangrijkste kostenposten van de Vlaamse distributienetbeheerders opgenomen in hun tarieven. De Vlaamse distributienetbeheerders zijn verplicht de groenestroomcertificaten aan te kopen tegen de opgelegde minimumprijs. Deze kunnen ze dan zelf verkopen op de markt tegen de marktprijs. Het verschil tussen de opgelegde minimumprijs en de marktprijs recupereert de distributienetbeheerder in de distributienettarieven.

563. Elektriciteitsleveranciers hebben de verplichting gekregen om voor een bepaald percentage van de door hen geleverde stroom in het Vlaamse Gewest groenestroomcertificaten en warmtekrachtcertificaten bij de regulator (de VREG) in te leveren. De quota's zijn vastgelegd in artikel 7.1.10., §2, en artikel 7.1.11, §2. Indien zij niet aan de quotaverplichting voldoen, wordt een boeteprijs opgelegd (artikel 13.3.5).

564. Vanaf 2009²⁰⁸ evalueert de Vlaamse Regering om de drie jaar de onrendabele toppen voor investeringen in groene energie, alsook de doelstellingen.

X.1.3 Waals Gewest

- **Decreet van 12 april 2001 betreffende de organisatie van de gewestelijke elektriciteitsmarkt (hierna: het energiedecreet) en het Besluit van de Waalse regering van 30 november 2006 tot bevordering van de groene elektriciteit (hierna: het energiebesluit)**

565. Om de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen in het Waals Gewest te bevorderen, wordt in het energiedecreet een systeem van groene getuigschriften opgesteld. Dit systeem is gebaseerd op de toekenning van groenestroomcertificaten aan de producenten van hernieuwbare energie en een certificaatverplichting voor leveranciers. In het energiebesluit van 30 november 2006 wordt de toekenning van de certificaten (artikel 15) en de certificaatverplichting voor de leveranciers (quota in artikel 25) verder uitgewerkt.

566. Een groenestroomcertificaat wordt toegekend aan een installatie voor de productie van groene elektriciteit. Het aantal certificaten dat de installatie per MWh geproduceerde elektriciteit ontvangt, is echter afhankelijk van de CO₂-besparing die wordt gerealiseerd ten opzichte van klassieke opwekking. Het aantal certificaten per MWh (= *banding*) varieert naargelang de technologie en het vermogen. Elke 3 jaar worden de bandingfactoren en het steunmechanisme geëvalueerd.

567. Om de waarde van een groenestroomcertificaat te kunnen innen, kunnen producenten de groenestroomcertificaten aanbieden op de markt van groenestroomcertificaten tegen de marktprijs of aan de netbeheerder van het lokale transportnet, Elia, tegen de gewaarborgde minimaankoopprijs van 65,00 EUR/certificaat.

²⁰⁸ Artikel 7.1.10, §4.

568. Elektriciteitsleveranciers hebben de verplichting gekregen om voor een bepaald percentage van de door hen geleverde stroom in het Waals Gewest groenestroomcertificaten bij de regulator (de CWAPE) in te leveren. De quota's zijn vastgelegd in artikel 25, §3. Indien zij niet voldoen aan de quotaverplichting, wordt een boeteprijs opgelegd (artikel 30 van het energiebesluit).

569. Enkele belangrijke verschilpunten tussen het Vlaamse en het Waalse systeem van groenestroomcertificaten kunnen worden vastgesteld:

- in Wallonië maakt men geen onderscheid tussen de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen of warmtekrachtkoppeling. Er wordt slechts één type van certificaten toegekend, namelijk groenestroomcertificaten;
- de definitie van een groenestroomcertificaat is fundamenteel verschillend. Er is geen opkoopverplichting van groenestroomcertificaten voor de distributienetbeheerder in Wallonië, in tegenstelling tot Vlaanderen.

X.1.4 Brussels Gewest

- **De ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (hierna: de ordonnantie) en het Besluit van 6 mei 2004 van de Brusselse Hoofdstedelijke Regering betreffende de promotie van groene elektriciteit en van kwaliteitswarmtekrachtkoppeling**

570. Net zoals in Wallonië is er in Brussel een systeem van groenestroomcertificaten opgezet die zowel worden toegekend voor de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen als uit warmtekrachtcentrales. Dit systeem omvat enerzijds het toekennen van certificaten aan de producenten van elektriciteit en anderzijds de certificatenverplichting voor leveranciers (artikel 27 en 28 van de ordonnantie).

571. Elke producent van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen of warmtekracht installatie die gelegen is in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest heeft recht op groenestroomcertificaten. Bij de bepaling van het aantal certificaten wordt eveneens met de gerealiseerde CO₂-besparing rekening gehouden. De verworven groenestroomcertificaten kunnen te koop op de markt worden aangeboden. In tegenstelling tot de andere gewesten, is

er geen gewaarborgde minimumaankoopprijs in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Elektriciteitsleveranciers hebben de verplichting gekregen om voor een bepaald gedeelte van de geleverde stroom groenestroomcertificaten in te leveren bij BRUGEL. Per ontbrekend certificaat geldt een boete van EUR 100,00.

572. Volgende tabel geeft een overzicht van de quotaverplichtingen in de verschillende gewesten.

Tabel 25: Quotumverplichting

Quotumverplichting - %	2009	2010	2011
Groenestroomcertificaten			
<i>Vlaanderen</i>	<i>4,90%</i>	<i>5,25%</i>	<i>6,00%</i>
<i>Wallonië</i>	<i>9,00%</i>	<i>10,00-11,75%</i>	<i>13,50%</i>
<i>Brussel</i>	<i>2,50%</i>	<i>2,75%</i>	<i>3,00%</i>
WKK			
<i>Vlaanderen</i>	<i>3,73%</i>	<i>4,39%</i>	<i>4,90%</i>

X.2 Doorrekening van de kosten van hernieuwbare energie aan de consument

573. Bij de doorrekening van de kosten van de ondersteuningsmechanismen naar de verbruiker toe, is er een verschil waarneembaar tussen enerzijds Vlaanderen en anderzijds Brussel en Wallonië. Onderstaand overzicht geeft aan via welke tariefcomponenten de kosten voor hernieuwbare energie aan de consumenten worden doorgerekend. Het grote verschilpunt is de doorrekening via de distributienettarieven die niet gebeurt in Brussel en Wallonië.

Tabel 26: Doorrekening kosten hernieuwbare energie

Doorrekening kosten HE	Vlaanderen	Wallonië	Brussel
Bijdrage HE en WKK	x	x	x
Distributienettarieven	x		
Heffingen in transmissienettarieven	x	x	x

X.2.1 Bijdrage “hernieuwbare energie en WKK”

574. Zowel in Vlaanderen, Wallonië als Brussel is er een quotumverplichting voor leveranciers. Jaarlijks moeten zij aantonen dat een bepaald percentage van de geleverde energie afkomstig is van hernieuwbare energiebronnen. Leveranciers kunnen hiervoor zelf energie produceren met hernieuwbare energiebronnen (en hiervoor certificaten krijgen) of certificaten aankopen van andere producenten van hernieuwbare energie. De kosten van deze quotaverplichting rekenen de leveranciers door aan de consument via de bijdrage “hernieuwbare energie en WKK”. Deze doorrekening gebeurt echter niet transparant. Per regio rekenen de leveranciers een bedrag door gebaseerd op het quotumpercentage (afhankelijk per regio) en de boeteprijs (afhankelijk per regio). Het overzicht hierna geeft de bijdrage weer voor december 2011²⁰⁹.

Tabel 27: Overzicht bijdrage HE en WKK

EUR/MWh	HE Vlaanderen	WKK Vlaanderen	HE Wallonië	HE Brussel
Electrabel	7,94	3,32	12,26	2,72
Luminus	10,6	4,1	16,3	-
Lampiris		14,73	16,34	3,63
Nuon		14,7	16,3	-
Essent	10,53	4,11	16,34	3,63

X.2.2 Distributienettarieven

575. De opkoopverplichting van de groenestroomcertificaten vormt één van de kosten van de Vlaamse distributienetbeheerders opgenomen in hun tarieven. De Vlaamse distributienetbeheerders zijn verplicht de groenestroomcertificaten tegen de opgelegde minimumprijs aan te kopen. Deze kunnen ze dan zelf op de markt verkopen tegen de marktprijs. Het verschil tussen de opgelegde minimumprijs en de marktprijs recupereert de distributienetbeheerder in de distributienettarieven. In praktijk betekent dit dat de producenten van hernieuwbare energiebronnen waarvan de minimumsteun hoger ligt dan de marktprijs, hun certificaten zullen aanbieden bij de distributienetbeheerders. **In Wallonië en Brussel bestaat deze opkoopverplichting niet en worden er dus geen kosten voor hernieuwbare energie in de distributienettarieven gerecupereerd.**

²⁰⁹ Electrabel rekent 75% van de boeteprijs door aan huishoudelijke klanten. Bij de andere leveranciers is dit 100%.

576. Momenteel kopen de distributienetbeheerders enkel de certificaten van PV-installaties aan. Door de dalende Vlaamse marktprijs, komen waarschijnlijk in de toekomst ook de certificaten van onshore wind en WKK-certificaten bij de distributienetbeheerders terecht. Dit kan tot belangrijke stijgingen van het distributienettarief leiden. In het voorjaar van 2011 zijn de Vlaamse distributiennettarieven reeds fors gestegen.

X.2.3 Heffing in de transmissienettarieven

577. Via de transmissienettarieven worden verschillende heffingen doorgerekend die dienen ter financiering van hernieuwbare energiebronnen en meerbepaald offshore windenergie:

- financiering voor de aansluiting van de offshore parken²¹⁰;
- toeslag groenestroomcertificaat.

578. De heffingen in de transmissienettarieven zijn voor alle distributienetbeheerders (en dus regio's) hetzelfde. Ze worden enkel gecorrigeerd voor netverliezen per distributienetbeheerder.

X.3 Voorstel tot verbetering

579. De voorstellen die hieronder worden geformuleerd houden rekening met het feit dat de CREG een federale instelling is en bijgevolg haar voorstellen in eerste plaats tot de beleidsmakers op het federale niveau richt.

²¹⁰ Deze steun zal elke 2 jaar volgens de nieuwe bepalingen in de wet van 8 januari 2012 worden geëvalueerd.

X.3.1 Bevoegdheidsoverschrijding tussen het federaal niveau en de gewesten in het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002

580. Het opzetten van een systeem van ondersteuning van hernieuwbare energiebronnen via de federale wetgeving houdt een bevoegdheidsoverschrijding in zoals ondermeer werd aangehaald in studie (F)100415-CDC-961²¹¹. Deze kritiek werd ook geuit door de Raad van State bij de analyse van de tekst van het voorstel van Koninklijk Besluit dat uiteindelijk het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 is geworden. In haar studie komt de CREG tot onder meer de volgende conclusie:

“In de mate dat het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 een ondersteuningsmechanisme voorschrijft waarbij de netbeheerder – Elia - verplicht wordt om groenestroomcertificaten aan te kopen die afgeleverd worden met toepassing van elektriciteitsdecreten en –ordonnanties, moet dit als strijdig bevonden worden met artikel 6, §1, VII, eerste lid, f), van de bijzondere wet van 8 augustus 1980. De federale overheid is hiervoor niet bevoegd.”

581. Het ondersteuningsmechanisme zoals dit nu op federaal niveau is uitgewerkt in het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002, overschrijdt dus de bevoegdheidsverdeling tussen de federale staat en de Gewesten behalve voor *offshore* windenergie.

582. De CREG heeft deze kritiek herhaald in haar voorstel tot wijziging²¹² van het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002. De aankoopverplichting van groenestroomcertificaten van hernieuwbare energiebronnen (exclusief de *offshore* productie van elektriciteit uit water, stromen of winden) is immers een exclusief Gewestelijke bevoegdheid²¹³.

²¹¹ Studie (F)100415-CDC-961 over ‘de vraag tot uitbreiding van het toepassingsgebied van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen, op kwalitatieve warmtekrachtinstallaties aangesloten op het federaal transmissienet’.

²¹² Voorstel (C) 110217-CDC-1042 van ‘Koninklijk Besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen’.

²¹³ Gelet op artikel 6, §1, VII van de Bijzondere Wet van 8 augustus 1980 tot hervorming der Instellingen: nieuwe energiebronnen, met uitzondering van deze die verband houden met kernenergie, behoren tot de gewestelijke bevoegdheid. Aangezien de gewesten territoriaal geen enkel rechtsmacht uitoefenen over de Belgische territoriale zee en het Belgisch continentaal plat, behoort alles wat offshore aanbelangt echter tot de bevoegdheid van de federale overheid.

583. Op 16 december 2010 en 22 september 2011 heeft de CREG bij de Minister van Klimaat en Energie een tweede probleem hieromtrent aangekaart. Vanaf 2012 zal de Vlaamse minimumprijs voor zonne-energie onder de federale minimumprijs van 150 EUR/MWh dalen. Dit betekent dat de Vlaamse producenten van zonne-energie (waarvan het geïnstalleerd vermogen groter is dan 250 kW²¹⁴) hun certificaten niet meer via de distributienetbeheerders aan de Vlaamse minimumprijs zullen aanbieden, maar via de transmissienetbeheerder (Elia) aan de federale minimumprijs. De transmissienetbeheerder (Elia) zal deze kosten via de toeslag groenestroomcertificaten in de transmissienettarieven recupereren. Dit zal een belangrijke stijging van de transmissienettarieven tot gevolg hebben. Het feit dat Elia via een heffing bij de transmissienettarieven kosten van groenestroomcertificaten recupereert, die hun oorsprong uitsluitend vinden in de aankoop van groenestroomcertificaten van Vlaamse zonne-energie, zorgt ervoor dat via een federaal georganiseerde heffing, gewestelijke beleidsopties worden gefinancierd²¹⁵.

X.3.2 Impact van de vergroening van de productie op de energieprijis

584. De vergroening van de energieproductie heeft een belangrijke impact op de energieprijis. Zoals aangetoond in Deel 1 van deze studie zijn de distributienettarieven en de bijdrage “hernieuwbare energiebronnen en WKK” de laatste jaren gestegen door het toenemend aandeel van hernieuwbare energiebronnen in de energieproductie. Het debat over de kostprijs van de vergroening van de energieproductie kan echter worden opgesplitst in:

- de hoogte van de ondersteuning voor hernieuwbare energiebronnen via de ondersteuningsmechanismen;
- de financiering: hoe de kosten van de ondersteuningsmechanismen doorrekenen aan de eindconsument.

²¹⁴ Vanaf 2015 zullen ook producenten met installaties met een geïnstalleerd vermogen kleiner dan 250 kW hun certificaten bij Elia aanbieden.

²¹⁵ Op dit moment worden via de transmissienettarieven reeds een aantal specifieke kosten die hun oorsprong in regionale regelgeving vinden, doorgerekend. Deze doorrekening kadert echter steeds binnen de activiteit van de transmissienetbeheerder op de netten met een spanning tussen 70 en 30kV. Voor deze netten werd Elia (de transmissienetbeheerder) immers door de regionale regulatoren ook als beheerder van de lokale transportnetten aangeduid. De nu doorgerekende kosten kennen dus een duidelijke link met de door Elia effectief beheerde infrastructuurdelen.

Indien Elia in de positie komt waarbij Vlaamse groenestroomcertificaten moeten worden aangekocht op het moment dat de Vlaamse minimumprijs onder de federale minimumprijs zakt, dan gaat elke link met de door Elia beheerde infrastructuurdelen verloren. Dergelijke groenestroomcertificaten worden immers ook op laagspanning (< 1kV) gegenereerd. Elia beheert geen infrastructuurdelen onder de 30kV.

585. De vergroening van de energieproductie mag wegen op de prijs, op voorwaarde dat de ondersteuning die aan de producenten van hernieuwbare energie wordt gegeven geen *windfall profits* genereren, maar een aanvaardbaar rendement. Daarnaast moet iedereen (dus ook de consument-producent die eigenaar is van een PV-installatie) die gebruik maakt van het distributienet, hier ook voor betalen. Tenslotte kan de ondersteuning van *offshore* windenergie (gedeeltelijk) door de nucleaire rente worden gefinancierd. Deze elementen worden hierna gekaderd.

X.3.3 Hoogte van de ondersteuning voor hernieuwbare energiebronnen

586. In de studies 966²¹⁶ en 1061²¹⁷ analyseert de CREG de federale en gewestelijke ondersteuningsmechanismen. In studie 966 concludeerde de CREG dat de gewestelijke ondersteuningsmechanismen leiden tot een zeer hoge *return on investment* en dit vooral bij PV. Het afgelopen jaar hebben zowel de Vlaamse als de Waalse regering de ondersteuningsmechanismen voor PV teruggeschroefd (wat trouwens ook in andere Europese landen is gebeurd). Daarnaast is Vlaanderen momenteel bezig met een algemene evaluatie²¹⁸ van haar ondersteuningsbeleid.

587. Men moet er daarom op toezien dat de ondersteuning niet te hoog is en dus geen *windfall profits* voor de producent geeft. Daarom is een jaarlijkse evaluatie nodig waarbij de investeringskosten van de verschillende technologieën worden opgevolgd alsook andere variabelen zoals de elektriciteitsprijs en de operationele kosten.

588. De ondersteuning van hernieuwbare energiebronnen in de Gewesten gebeurt via groenestroomcertificaten en minimumprijzen. In België functioneert dit systeem niet goed mede doordat certificaten tussen de Gewesten niet kunnen worden uitgewisseld. Daarnaast is er geen transparantie in de doorrekening van de kosten van groenestroomcertificaten naar de consument. In de Gewesten komt er één marktprijs per Gewest tot stand voor de groenestroomcertificaten, terwijl de eigenlijke kostprijs afhankelijk is van de gebruikte technologie. Dit kan leiden tot oversubsidiëring van bepaalde technologieën waarvoor de marktprijs hoger ligt dan de minimumsteun en de eigenlijke kostprijs. Aangezien de gegarandeerde minimumaankoopprijs voor PV-installaties hoger is dan de marktprijs, heeft

²¹⁶ Studie (F)100520-CDC-966 over 'de verschillende ondersteuningsmechanismen voor groene stroom in België'.

²¹⁷ Studie (F)111027-CDC-1061 over 'de analyse van de kosten en onrendabele topberekening voor offshore wind in België'

²¹⁸ SERV: Rapport Hernieuwbare Energie, Informatiedossier voor het debat, 6 april 2011, 543 p.

het systeem van groenestroomcertificaten tot gevolg dat er niet voor de meest kostenefficiënte technologie voor de productie van groene energie wordt gekozen. Een oplossing hiervoor kan de invoering van feed-in tarieven zijn. Een belangrijk verschilpunt tussen *feed-in* tarieven en groenestroomcertificaten is het feit dat er één marktprijs tot stand komt voor alle technologieën bij groenestroomcertificaten, terwijl bij *feed-in* tarieven de prijs afhankelijk is van de technologie. De subsidiëring dient meer in functie van de eigenheid van elke technologie te gebeuren (zeker wat betreft de ondersteuning van de biomassacentrales die heel verscheiden kunnen zijn maar vaak op een identieke manier worden behandeld wat ondersteuning betreft).

X.3.4 Doorrekening van de kosten

589. De doorrekening van de kosten van hernieuwbare energie in de elektriciteitsfactuur is vooreerst een politieke keuze van de Gewesten. De ondersteuningsmechanismen konden bijvoorbeeld ook via de algemene middelen worden gefinancierd. Men heeft gekozen voor de doorrekening van deze kosten via de elektriciteitsfactuur omdat zo de gebruiker betaalt. Het grote gevaar hiervan is een zeer sterke stijging van de elektriciteitsfactuur. In het voorjaar van 2011 werden de tarieven van Infrax en Eandis aangepast om de stijgende kosten voor de opkoopverplichting van groenestroomcertificaten te compenseren. Dit leidde tot een sterke stijging van de distributienettarieven. De huidige financiering via de elektriciteitstarieven (via de netbeheerders en via de leveranciers) is **op termijn niet houdbaar** omdat een groeiend aantal gebruikers niet mee betalen aan de stijgende kosten van hernieuwbare energie. Om het maatschappelijk draagvlak voor hernieuwbare energie niet te ondermijnen, moet men dan ook rekening houden met volgende tendensen in de toekomst.

- **Doorrekening boeteprijs**

590. Momenteel is er geen transparantie in de doorrekening van de kosten van hernieuwbare energie via de “Bijdrage hernieuwbare energie en WKK” in de leveranciersprijs. Per regio rekenen de leveranciers (uitgezonderd Electrabel) een bedrag door gebaseerd op het quotumpercentage (afhankelijk per regio) en de boeteprijs (afhankelijk per regio). De CREG heeft in het verleden reeds verschillende keren aangekaart dat de kosten die de leveranciers doorrekenen niet noodzakelijkerwijs in relatie staan tot de aankoopprijs van de groenestroomcertificaten (GSC), nog minder in verhouding zijn met de

reële kostprijs van deze GSC. Daarom stelt de CREG voor alleen het verschil tussen de reële kostprijs van de hernieuwbare energie en de opbrengst ervan te ondersteunen en te laten doorrekenen aan de eindconsument. Gelet op het algemeen EU rechtsbeginsel dat tarieven kostengeoriënteerd moeten zijn, wordt hiermee ook aan dit beleidsprincipe tegemoetgekomen. **De CREG kan de kostprijs van de hernieuwbare energie (HE) per technologie vooraf goedkeuren, zoals zij dat impliciet voor de kostprijs van de offshore windproductie heeft gedaan.** Dit goedkeuringsproces kan periodiek herhaald worden, met opwaartse of neerwaartse bijstellingen.

591. Normaal moeten de werkelijke kosten van de aangekochte of zelf geproduceerde certificaten worden aangerekend.

- **Betalen voor het gebruik van het net**

592. Om iedereen die gebruik maakt van het distributienet te laten meebetalen, is een loskoppeling van de vergoeding van het distributienet en het elektriciteitsverbruik nodig. Een steeds grotere groep consumenten maakt gebruik van het distributienet, maar betaalt hiervoor niet mee doordat ze lokaal elektriciteit opwekken. Aangezien de productie van deze elektriciteit en het verbruik ervan echter niet op elkaar zijn afgestemd, maken deze producenten ook gebruik van het distributienet.

593. Gezinnen met een PV-installatie betalen door het systeem van de terugdraaiende teller verminderde netkosten. De kosten voor de financiering van de groenestroomcertificaten vallen op de gezinnen zonder PV-installatie. Ook grotere afnemers die investeerden in decentrale productie en de elektriciteit ter plaatse verbruiken, dragen niet (genoeg) bij tot de netkosten die ze veroorzaken.

594. Om de stijging van de distributienettarieven af te remmen, is het belangrijk dat iedereen die gebruik maakt van het net (ook decentrale producenten) hiervoor ook betaalt. Dit kan door de installatie van een slimme meter bij decentrale producenten zodat de afname en injectie precies kan worden gemeten. Zo betalen decentrale producenten correct mee voor het gebruik van het net.

595. Aangezien de gemiddelde marktprijs van de Vlaamse certificaten dalend is, zullen in de toekomst ook de certificaten van andere technologieën (*onshore* wind en WKK) door de distributienetbeheerders worden opgekocht. **Om het maatschappelijk draagvlak voor**

hernieuwbare energie haalbaar te houden en om een forse stijging van het distributienettarief te vermijden, is het belangrijk dat iedereen die gebruik maakt van het distributienet, hier ook voor betaalt.

- **Offshore windenergie: grote toekomstige kost**

596. Hoewel de *offshore* windenergie nog in zijn kinderschoenen staat en nog maar 195 MW (van de toekomstige 2.000 MW) operationeel is, heeft dit geleid tot een stijging van het transmissienettarief met 1,00 EUR/MWh. In de toekomst echter, wanneer alle parken operationeel zijn, zal dit leiden tot een jaarlijkse kostprijs van meer dan EUR 700 miljoen. Indien dit volledig bedrag via de transmissienettarieven wordt doorgerekend, zal dit leiden tot een tariefstijging van 161²¹⁹ EUR/jaar voor een gezin. Deze stijging kan worden opgevangen door de opbrengst van de nucleaire taks aan te wenden voor de financiering van de *offshore* windmolenparken.

597. De oprichting van een gemeenschappelijke basisinfrastructuur in de Noordzee waarop alle 7 individuele concessionarissen worden aangesloten, kan een substantiële, eenmalige kostenbesparing, geraamd op meer dan EUR 100 miljoen betekenen ten opzichte van het huidige scenario waarbij iedere concessionariss elk afzonderlijk zijn basisinfrastructuur uitbouwt. De CREG ondersteunt bijgevolg ten volle het concept van het stopcontact op zee.

²¹⁹ Een totale geïnstalleerde *offshore* capaciteit van 2.068 MW geeft een productie van 7.238.350 MWh per jaar. Dit geeft een totale kost aan groenestroomcertificaten van EUR 741.415.500. Dit verdelen we over het aantal gezinnen in België (4.602.510 gezinnen). Dat geeft 161 EUR/gezin/jaar.

XI. DIVERSEN

598. In dit laatste hoofdstuk worden ten slotte nog een aantal specifieke topics aangehaald die de aandacht verdienen. Het betreft onder andere de *unbundling* van producent/leveranciers, het opstalrecht voor *onshore* windturbines en het Fonds voor beschermde klanten.

XI.1 Unbundling producent/leverancier

599. Eén van de structurele ingrepen die de CREG sterk aanbeveelt, is de ontvlechting ('unbundling') van de producent- en leveranciersactiviteit omdat in het dossier van de nucleaire rente zeer duidelijk is geworden dat de kernenergieproducent zelf over een belangrijk gedeelte van de nucleaire rente beschikt door allerlei prijsvoordelen toe te kennen die blijvend buiten het bereik van de concurrenten liggen. Indien geen substantiële nucleaire taks kan worden opgelegd en geen ontvlechting van producent en leveranciersactiviteit plaatsvindt, dan zal er geen concurrentie in België ontstaan.

XI.2 Fonds beschermde klanten

600. Op dit ogenblik machtigt artikel 20, § 2 van de elektriciteitswet de minister die bevoegd is voor economie om, na overleg binnen de Ministerraad, voor het hele grondgebied geldende maximumprijzen per kWh vast te leggen voor de levering van elektriciteit aan beschermde residentiële klanten met een laag inkomen of in een kwetsbare situatie. In ruil voor deze openbare dienstverplichting voorziet de elektriciteitswet dat de federale bijdrage wordt toegewezen aan de financiering van de reële nettokost die voortvloeit uit de toepassing van de maximumprijzen voor de levering van elektriciteit aan beschermde residentiële klanten (art. 21bis, § 1, al. 4, 5°). Hiertoe werd er een door de CREG beheerd fonds opgericht.

601. De federale bijdrage is dus met name bestemd om het initieel door elke leverancier gedragen verschil te compenseren tussen de prijs die normaal gezien voor residentiële klanten geldt en de bij ministerieel besluit opgelegde maximumprijs. **Men zou kunnen overwegen om de tenlasteneming van deze compensatie door de federale bijdrage te schrappen.**

602. In principe hoeven de openbare dienstverplichtingen die door een lidstaat worden opgelegd aan de ondernemingen die actief zijn in de gas- en de elektriciteitssector niet noodzakelijk het voorwerp uit te maken van een (financiële) compensatie. Artikel 3, § 6 van de richtlijnen 2009/72/EG en 2009/73/EG legt trouwens alleen het volgende op: “*Indien een lidstaat een financiële compensatie, andere vormen van compensatie en exclusieve rechten voor het nakomen van de in de leden 2 en 3 bedoelde verplichtingen verleent, geschiedt dat op een niet-discriminerende en transparante wijze.*” Zo worden er een aantal openbare dienstverplichtingen, die met name door de Gewesten aan de leveranciers worden opgelegd, geenszins financieel gecompenseerd, waardoor deze dus voor rekening van de leveranciers zijn²²⁰.

603. De leveranciers zouden in dat geval evenwel minder geneigd kunnen zijn om nog contracten met beschermde klanten²²¹ af te sluiten of te vernieuwen. Anderzijds zou er natuurlijk wel een wettelijke leveringsverplichting kunnen worden ingevoerd – een dergelijke verplichting bestaat overigens al in sommige Gewesten²²².

604. In dit opzicht blijkt dat bij een opheffing van het Fonds ter financiering van de beschermde klanten, de impact van deze maatregel van leverancier tot leverancier zou verschillen, al naargelang hun financiële grondslag en de Gewesten waarin ze hun klantenbasis hebben opgebouwd. Dit verschil is echter niet van een dergelijke grootorde dat het strafbaar is naar Europees recht, voor zover het uitsluitend voortvloeit uit de toepassing van de voorwaarden van een geliberaliseerde markt waarin alle ondernemingen zich per definitie niet op voet van gelijkheid bevinden.

XI.3 Opstalrecht

605. Eén van de redenen voor de hoge prijs van de elektriciteit die met windenergie wordt opgewekt, heeft alles te maken met het tegen elkaar uitspelen van de *on shore* exploitanten van windenergie door de eigenaars van de beschikbare terreinen met betrekking tot de opstalvergoedingen. Logischerwijze wordt het bedrag van deze vergoedingen, die een kost vormen voor de windenergieproducent, in de elektriciteitsprijs doorgerekend.

²²⁰ P. BOUCQUEY, “*L’énergie : du service public aux obligations de service public*” in *Le service public : passé, présent et avenir*, Brussel, La Chartre, 2009, p. 358-359.

²²¹ Vooral als de maatregel zou worden gekoppeld aan andere maatregelen met betrekking tot een beperking van de prijzen.

²²² Zie *R.P.D.B., Compl.*, t. X, v° “*Electricité et gaz*”, nr. 1055.

606. Men zou dan ook kunnen overwegen om gezagshalve een plafond in te stellen voor het rendement van de terreinen die voor de exploitatie van de windmolenparken worden gebruikt en dat voor het hele Belgische grondgebied.

607. Het eerste wat we ons daarbij dienen af te vragen, is of het wel de Federale Staat is die bevoegd is om een dergelijke maatregel goed te keuren. Hier wordt uitgegaan van de veronderstelling dat, in het overgrote merendeel van de gevallen, het de rechtsfiguur van het gebied is – een zakelijk recht dat door de wet van 10 januari 1824 wordt ingevoerd – die met het oog op de bouw en exploitatie van een windmolenpark wordt gebruikt.

608. De bijzondere wet van 8 augustus 1980 tot hervorming der instellingen voorziet niets voor wat, over het algemeen, het zakenrecht aangaat. Onder deze omstandigheden is het, conform de beginselen die de verdeling van de bevoegdheden tussen de Federale Staat, de Gewesten en de Gemeenschappen regelen, de Federale Staat die met betrekking tot het zakenrecht bevoegd blijft. Daarmee wordt geenszins afbreuk gedaan aan de mogelijkheid waarover de Gewesten beschikken om op incidentele wijze de bepalingen van het Burgerlijk Wetboek ter zake te wijzigen, mocht dat nodig blijken bij de uitoefening van een bevoegdheid die hen uitdrukkelijk werd toegewezen²²³.

609. In ieder geval moet de Federale Staat dus beschouwd worden als zijnde bevoegd om beperkingen op te leggen aan de vrije beschikking over goederen vanaf het moment dat een dergelijke beperking nodig blijkt in het kader van het federale beleid met betrekking tot de productie van elektriciteit en de prijs hiervan²²⁴, evenals met betrekking tot de bescherming van de consument²²⁵.

610. Daarnaast dienen we ons tevens af te vragen of een dergelijke beperking geen buitensporige aantasting met zich mee zou brengen van het recht op eigendomsbescherming dat door artikel 1 van het Eerste Protocol bij het Europees verdrag tot bescherming van de rechten van de mens²²⁶ wordt gegarandeerd. Enerzijds omkadert deze bepaling elke vrijheidsbeneming en onderwerpt deze aan bepaalde strikte voorwaarden, anderzijds kent ze de Staten de macht toe om het gebruik van goederen in overeenstemming met het algemeen

²²³ Zie bv. Grondw. Hof, arrest nr. 69/2005, van 20 april 2005.

²²⁴ Bijzondere wet van de institutionele hervormingen, art. 6, § 1^{er}, VII, al. 3, c en d.

²²⁵ Bijzondere wet van de institutionele hervormingen, art. 6, § 1^{er}, VI, al. 4, 2^o.

²²⁶ Indien de voorgenomen maatregel zich ertoe beperkt een plafond vast te stellen voor de door de eigenaars van de gronden verwachte rendabiliteit van de verhuur van deze gronden aan de exploitanten van windturbines, kan hij niet beschouwd worden als een onteigeningsmaatregel. Dientengevolge is artikel 16 van de Grondwet *in casu* niet van toepassing.

belang te reglementeren.²²⁷ Volgens het Europees Hof voor de Rechten van de Mens dient elke inmenging in het eigendomsrecht bovendien evenredig te zijn:

“Het Hof dient na te gaan of er een rechtmatig evenwicht werd gehandhaafd tussen de eisen van het algemeen belang van de gemeenschap en de voorschriften met betrekking tot de bescherming van de grondrechten van het individu.”

611. Om de garanties te respecteren die door artikel 1 van het Eerste Protocol worden geboden, moet elke reglementering van het gebruik van goederen gerechtvaardigd zijn in het licht van het algemeen belang. In dit opzicht kan natuurlijk het argument worden aangehaald, dat stelt dat er een plafond moet worden vastgelegd voor het rendement van de terreinen die worden gebruikt voor de exploitatie van windmolenparken teneinde de stijging van de energieprijzen te beperken, op voorwaarde dat het bestaan van een link tussen het bedrag van de opstalvergoeding en de uiteindelijke elektriciteitsprijs met voldoende zekerheid wordt vastgesteld. Het Europees Hof voor de Rechten van de Mens kent in dit opzicht een ruime waarderingsmarge toe aan de staten in het kader van maatregelen die het gebruik van goederen reglementeren evenals inzake de keuze van te implementeren beleidsmaatregelen.

612. Wat de naleving van het evenredigheidsbeginsel betreft, dient te worden vermeden dat het vastleggen van een plafond niet simpelweg het rendement wegneemt, dat de eigenaar van het terrein van de verhuur ervan aan een windenergieproducent mag verwachten. Voorts moet tevens rekening worden gehouden met het feit dat in het kader van het beoogde mechanisme niets de eigenaar belet om zijn goed over te dragen, noch het aan een ander gebruik, dat voordeliger wordt geacht toe te wijzen.

613. Als we er de jurisprudentie van het Grondwettelijk Hof op naslaan²²⁸, blijkt een dergelijke beperking van het rendement van een aan een specifieke activiteit toegewezen terrein in elk geval aanvaardbaar.

614. Ten slotte dient de aandacht nog op een laatste punt te worden gevestigd, met name de mogelijkheid dat de beoogde maatregel eveneens zou kunnen worden toegepast op opstalcontracten die reeds werden gesloten vooraleer de maatregel van kracht werd. Bij analyse blijkt een dergelijke reikwijdte in rechtszekerheidsopzicht problematisch te zijn, aangezien hij afbreuk zou doen aan de gewettigde verwachtingen van de eigenaars van de

²²⁷ Eur. Hof R.M., arrest *Sporrong en Lönnroth/Zweden* van 23 september 1982.

²²⁸ Zie bv. arrest nr. 62/2007 van 18 april 2007

terreinen, die uit de sluiting van contracten voorafgaand aan de inwerkingtreding van de maatregel voortvloeien. In dit opzicht kan er een link worden gelegd met het arrest van het Europees Hof voor de Rechten van de Mens van 28 oktober 1995 waarin werd vastgesteld dat de goedkeuring door de Belgische Staat van een wet die **met terugwerkende kracht** reders belette om een schadevergoeding te krijgen voor een geleden materieel nadeel dat aan een onder de verantwoordelijkheid van de Staat opererende loods kon worden toegeschreven, het rechtmatige evenwicht tussen het algemeen belang en de rechten van de respectieve ondernemingen niet respecteerde.

615. Mocht de beoogde maatregel dus worden goedgekeurd, zou deze alleen voor de toekomst mogen gelden.

DEEL 4 : CONCLUSIE

616. De Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) heeft voorliggende studie gemaakt als antwoord op de gezamenlijke vraag dd 19 december 2011 van de Minister van Economie, Consumentenzaken en de Noordzee, en de Staatssecretaris voor Leefmilieu, Energie, Mobiliteit en Staatshervorming. De beleidsmakers wensen een rapport dat de hoogte en de evolutie van de energieprijzen (zowel voor elektriciteit als aardgas) onderzoekt. Op basis van de bevindingen zal de regering overgaan tot het nemen van maatregelen, desgevallend het opleggen van maximumprijzen aan de leveranciers die operationeel zijn op de Belgische energiemarkt.

617. De studie beschouwt de energieprijzen voor de periode 2009-2011. Het uitgangspunt van de studie wordt bepaald door de keuze van de typeklanten. Voor een residentiële verbruiker betreft het een Dc voor elektriciteit en een T2 voor gas. Voor een professionele afnemer respectievelijk een Ic1 en een T4. Op basis van die profielen wordt de analyse gemaakt. De situatie van de grote industriële klanten, meestal aangesloten op het net van Elia en Fluxys, is zodanig divers dat best een analyse geval per geval wordt gemaakt. Met dit onderscheid wenst de CREG meteen aan te geven dat de nodige nuancering aan de dag moet gelegd worden wanneer de conclusies van deze studie worden gelezen. Dé prijs voor dé eindverbruiker bestaat niet.

618. Het gebruik van typeklanten heeft verder als voordeel dat een vergelijking met de buurlanden, binnen éénzelfde werkkader, kan plaatsvinden. Onder buurlanden wordt in deze studie Nederland, Duitsland, Frankrijk en Groot-Brittannië verstaan. De studies van *Frontier Economics*, die werden gemaakt in opdracht van de Algemene Raad van de CREG en werden gevalideerd door de regulatoren in de buurlanden, vormen hiervoor een sterke basis.

619. Voorliggende studie bekijkt ook de verschillende componenten die de uiteindelijke totaalfactuur bepalen. Er wordt een onderscheid gemaakt tussen de componenten energie (*commodity*), transmissie, distributie en ten slotte, heffingen, toeslagen en belastingen.

620. De *totaalprijs* (alle componenten samengeteld) die de residentiële verbruiker (typeklant Dc) betaalt voor zijn elektriciteit is veel hoger dan de prijs die in Nederland, Groot-Brittannië en Frankrijk wordt betaald. Gemiddeld betaalde een gezin met standaard elektriciteitsvoorzieningen in november 2010 in België 216 EUR/MWh, of 756 EUR/jaar (verbruik van 3,5 MWh). In Nederland was dat 607 EUR/jaar, in Groot-Brittannië 505

EUR/jaar en in Frankrijk 468 EUR/jaar. Enkel Duitsland scoorde slechter: 799 EUR/jaar. De hoge prijzen in België worden verklaard door drie componenten: de *commodity*, de distributienettarieven en de vele toeslagen en heffingen.

621. De prijs die in België door de residentiële verbruiker voor elektriciteit (*commodity*) wordt betaald, is ongeveer 9 EUR/MWh (31,5 EUR/jaar) hoger dan die in Nederland en Duitsland. Dit is een verrassende conclusie aangezien de spotprijzen op de *day ahead market* (DAM) een convergerende trend vertonen wanneer de Belgische markt vergeleken wordt met Nederland, Duitsland en Frankrijk. Deze landen zijn voor wat betreft de spotmarkt (korte termijn, *day ahead*) met elkaar verbonden via het systeem van de *Central Western European Market Coupling*. Ook de *futures* (langetermijnmarkt, *quarter ahead*, *year ahead*) vertonen een grote convergentie. Anders gesteld, de prijs waaraan de leveranciers zich dienen te bevoorraden op de groothandelsmarkt is niet substantieel verschillend in vergelijking met de buurlanden. Echter, de eindprijs voor de *commodity* ligt voor de residentiële verbruiker in België wel substantieel hoger.

622. Het feit dat de groothandelsprijs in beperkte mate verschilt met de buurlanden impliceert niet dat de werking van deze markten perfect verloopt. Integendeel, de liquiditeit van de langetermijnbeurs voor elektriciteit voor levering in België is beperkt. Dit heeft als gevolg dat leveranciers die over weinig of geen eigen productiecapaciteit beschikken zich enkel kunnen indekken in de OTC-markt (*over the counter*). Deze markt is veel minder transparant en anoniem wat voor de kleine spelers een groot nadeel is.

623. Een opvallende vaststelling is verder dat de energieprijzen (*commodity*) die de professionele afnemer betaalt (Ic1-klant) goed scoort in de internationale vergelijking; enkel Frankrijk is goedkoper. Dit zou er kunnen op wijzen dat de leveranciers in België vooral hun marges realiseren op het residentiële segment. De totaalprijs die een Ic1-klant betaalt, is net zoals die van een residentiële verbruiker de tweede hoogste, enkel Duitsland scoort minder goed, dit als gevolg van het grote aandeel aan heffingen in Duitsland.

624. Voor wat de gasprijzen betreft, stelt de CREG vast dat een residentiële verbruiker (typeklant T2) enkel in Nederland een hogere eindprijs betaalt. In november 2010 werd in België 60,1 EUR/MWh betaald of 1.398 EUR/jaar (een T2 klant heeft een verbruik van 23,26 MWh per jaar). In Duitsland was dat 1.396 EUR/jaar, in Frankrijk 1.349 EUR/jaar, en in Groot-Brittannië 937 EUR/jaar. Enkel Nederland scoort slechter (1.500 EUR/jaar). Dit is het gevolg van een heel zware belasting die op aardgas wordt geheven in Nederland. Deze maakt bijna 45% uit van de totaalprijs voor de residentiële verbruiker. De totaalfactuur van

een professionele gasverbruiker in België (40,8 EUR/MWh) ligt in de buurt van die van Nederland (40,9 EUR/MWh), Duitsland (39 EUR/MWh) en Frankrijk (38,9 EUR/MWh). Echter, er wordt opnieuw vastgesteld dat de *commodity* (de molecule) in België duurder wordt betaald dan in de buurlanden. Het verschil met Nederland en Groot-Brittannië, landen met een eigen gasproductie, bedraagt +/- 9 EUR/MWh. Het verschil met Frankrijk en Duitsland tussen de 5 EUR/MWh en 5,5 EUR/MWh.

625. Een verschil met elektriciteit is daarenboven dat de prijs van de *commodity* voor aardgas in België heel zwaar doorweegt in de totaalfactuur van de residentiële verbruiker (>50% van de totaalfactuur) en de professionele verbruiker (> 80% van de totaalfactuur).

626. Dit kan te maken hebben met het gebruik van oude indexatieparameters, gelinkt met de prijs van aardolie, die niet meer relevant zijn en waarvan de CREG sterk aanbeveelt om het gebruik ervan stop te zetten. Dit kan, net zoals voor elektriciteit, in het kader van de vangnetregulering. Nieuwe spelers op de markt bewijzen rendabel te zijn, met de realisatie van gelijkwaardige marges, en toch lagere eindprijzen aan de consument.

627. Verder dient er op gewezen te worden dat de prijzen op de Henry Hub (USA) en TTF (Nederland) ontkoppeld zijn sinds halverwege 2010. Dit heeft te maken met de ontdekking en exploitatie van *shale gas* in de USA wat het aanbod daar sterk heeft doen toenemen. Indien er voldoende liquifactiecapaciteit zou bestaan in de USA, kan het overaanbod aan gas uit USA naar Europa verscheept worden waardoor de prijzen terug gekoppeld (USA/Europa) kunnen worden maar op een lager niveau.

628. Een onduidelijk element in die energieprijzen, zowel bij gas als elektriciteit, is het concept van de vaste vergoeding. Verder vereist ook de te grote verscheidenheid aan gebruikte parameters, en vooral de representativiteit ervan, in de verschillende prijsformules van de leveranciers de aandacht. De CREG, en alleen de CREG, dient daarom bevoegd te zijn voor het controleren van de prijsformules die door de leveranciers worden aangeboden aan de klanten die aangesloten zijn op het laagspanningsnet en het lagedruknet. De CREG stelt daarom voor om de prijzen aan deze klanten gedurende 9 maanden te blokkeren totdat de CREG alle prijsformules heeft kunnen onderzoeken en zijn goedkeuring heeft gegeven. Na deze 9 maanden blijft de CREG bevoegd om deze materie verder op te volgen en in te grijpen, op basis van objectieve parameters, waar zij dat nodig acht (vangnetregulering).

629. Een ander initiatief dat zich afspeelt aan het einde van de *supply chain* is het fenomeen van de groepsaankopen. Door zich te organiseren kunnen eindverbruikers een

goedkopere prijs bij de leverancier bedingen. Deze doet dan een inspanning omdat hij met één offerte een grote groep nieuwe klanten aan zich kan binden. Groepsaankopen dienen dan ook te worden ondersteund. Dat kan door de ondersteuning van het proces als openbare dienstverplichting aan de netbeheerders op te leggen.

630. Een verschil met de buurlanden situeert zich bij de component distributienettarieven (met inbegrip van de openbare dienstverplichtingen (ODV's)) en de toeslagen en heffingen. Hierbij dient vermeld te worden dat de openbare dienstverplichtingen verschillen vertonen tussen de verschillende gewesten, vermits deze ODV's afhankelijk zijn van het regionale energiebeleid. Zo kan vastgesteld worden dat de distributienettarieven in Vlaanderen veruit de hoogste zijn (afhankelijk van de weerhouden distributienetbeheerder (DNB) en het moment in de tijd, 35% à 45% van de totale factuur (incl. BTW)). Dit is onder andere een gevolg van het ondersteuningsmechanisme voor PV-installaties. In het domein van de toeslagen en heffingen is ook nog heel wat ruimte tot verbetering. Tal van sociale en ecologische maatregelen worden (via de component federale bijdrage) afgewimpeld op en gefinancierd via de eindfactuur van de gebruiker.

631. Zo is de federale bijdrage in absolute termen over de periode 2009-2011 verdubbeld. Het systeem is aan een heroverweging toe. De kost voor onder andere de compensatie van de leveranciers voor de levering aan sociaal gerechtigden neemt explosief toe. Het huidige systeem heeft meerdere perverse effecten en is in vergelijking met Frankrijk en Groot-Brittannië heel genereus. De tegemoetkoming in België voor elektriciteit (2011) is 157 EUR/jaar, voor gas 376 EUR/jaar. In Frankrijk is dat respectievelijk 95 EUR/jaar (elektriciteit) en 20 tot 142 EUR/jaar (gas).

632. Opdat de CREG daadwerkelijk de distributienettarieven zou kunnen verlagen, dienen bepaalde richtsnoeren met betrekking tot de tariefmethodologie uit de wettelijke bepalingen verwijderd te worden. Deze richtsnoeren verdedigen veeleer de belangen van de distributienetbeheerders (DNB's), en hun aandeelhouders, dan die van de consumenten. Indien dit gebeurt, kan dit een impact hebben van EUR 113 miljoen op de billijke marge (elektriciteit en gas samen). De CREG zou daarenboven gefundeerde *benchmarking* methodes kunnen uitwerken en toepassen die in de praktijk kunnen leiden tot een jaarlijkse kostenreductie en tariefreductie van 3%.

633. Daarenboven zouden de opgebouwde positieve over te dragen saldi op de beheersbare kosten toegekend moeten worden aan de netgebruikers en niet als een bijkomende winst aan de aandeelhouders. Voor 2009 en 2010 samen kan dit een impact

hebben van EUR 128 miljoen.

634. Echter, de problemen op de Belgische energiemarkt situeren zich niet enkel aan het einde van de *supply chain* maar des te meer aan het begin. De rentabiliteit en de onzekere toekomst van de afgeschreven nucleaire eenheden impliceren dat elke vorm van concurrentie op dat segment bijna onbestaande is. De afremmende impact van het uitblijven van een beslissing terzake, welke het ook zij, kan amper onderschat worden. De grote marges die deze centrales genereren, worden voornamelijk in hoofde van de historische operator, met name Electrabel NV, gerealiseerd. De onzekerheid omtrent het al dan niet verlengen van de levensduur van deze nucleaire eenheden, en de mogelijke bestendinging van de zonet bedoelde marges in de tijd, zorgen ervoor dat potentiële investeerders liever in andere landen hun activiteiten ontplooiën, eerder dan in België. Dit zal op termijn de problematiek van de bevoorradingszekerheid alleen maar pertinenter maken.

635. Aan de basis van deze marge, door de CREG voor 2007 berekend op EUR 1,7 miljard (voor 2009 ingeschat op EUR 1,8 miljard, 2010-2011 jaarlijks EUR 1,7 miljard), liggen vier elementen; de versnelde afschrijvingen ten tijde van de gereguleerde markt, de liberalisering van de elektriciteitsmarkt (en de prijsvorming die daarmee gepaard gaat), de wet van 21 januari 2003 betreffende het verbod op indienststelling van nieuwe kerncentrales (nucleair moratorium) en tenslotte de instelling van het mechanisme van uitwisseling van CO₂-quota. Het is dan ook absoluut noodzakelijk dat de overheid een beslissing neemt, een wetgevend kader vastlegt dat duidelijkheid schept en ingrijpt in deze marge want de consument heeft in het verleden de versnelde afschrijvingen gefinancierd door het betalen van een te hoge prijs met het oog op lagere prijzen in de toekomst. De vooropgestelde repartitiebijdrage van EUR 550 miljoen voor het jaar 2012, in samenhang met een tijdelijke maatregel om een deel van de nucleaire capaciteit ter beschikking van de markt te stellen, is een stap in de goede richting. Echter, de uitwerking en realisatie ervan in de praktijk zijn essentieel voor de creatie van een *level playing field* op het productiesegment. Daarenboven dient dergelijke maatregel bestendigd en versterkt te worden in de tijd om werkelijk een effect te krijgen.

636. De ontvlechting van de productie- en leveranciersactiviteiten is een andere mogelijkheid om een zicht te krijgen op de marges die binnen verticaal geïntegreerde bedrijven worden gemaakt en kan de concurrentie gevoelig verhogen. Indien noch een hogere nucleaire taks noch een splitsing van de productie- en leveranciersactiviteit mogelijk blijkt, zal er geen concurrentie op de Belgische productiemarkt komen.

637. Het ondersteuningsbeleid voor hernieuwbare energie vereist verdere verfijning en diversifiëring. Naast de leveranciersprijs vermeldt de eindfactuur aan de klant een bijdrage voor hernieuwbare energie (HE) en warmtekrachtkoppeling (WKK). De kost die hiervoor door de leverancier wordt aangerekend, is niet in overeenstemming met de werkelijke kost die deze moet dragen. Dit is een gevolg van de gebrekkige marktwerking inzake certificaten. De leverancier rekent veeleer de boeteprijs door dan de werkelijke kost. Activiteiten die zwaar gesubsidieerd worden dienen aan kostprijs doorgerekend te worden aan de eindconsument.

638. Een tweede aandachtspunt is het feit dat de consumenten die zelf energie produceren (vb.: de producent-consument met een PV-installatie) en ook gebruik maken van het net niet bijdragen tot de werkelijke kosten. Om de betaalbaarheid van het systeem te kunnen blijven garanderen in de toekomst moet er een correcte verdeling van de kosten verbonden aan de ondersteuning van HE komen. Hierbij wenst de CREG ook te wijzen op de grote vergoedingen die de producenten voor opstalrecht betalen.

639. Ten slotte, de ondersteuning van de offshore windparken vindt zijn repercucie in de transmissienettarieven van Elia. Gezien de verdere ontwikkelingen op dit vlak zal de kost voor deze ondersteuning in de toekomst sterk toenemen, en bijgevolg dus ook deze nettarieven. Een mogelijkheid om dit tegen te gaan, bestaat erin om de nucleaire bijdrage te gebruiken om deze kost te financieren.

De essentie van de aanbevelingen die de CREG voorstelt, is opgenomen in het volgend overzicht.

Aanbevelingen CREG

Elektriciteit

1. Het substantiële kostenvoordeel in hoofde van de nucleaire producenten dient te verdwijnen indien men een *level playing field* wenst te creëren op het productiesegment. De nucleaire bijdrage dient daarom opgetrokken te worden tot EUR 1,2 miljard voor 2012 en in de verdere toekomst dient het systeem bestendig en versterkt te worden tot concurrentie mogelijk is.
2. De ondersteuning aan hernieuwbare energie dient verfijnd, en gedifferentieerd, te worden zodat de uitgevoerde projecten een correcte vergoeding ontvangen opdat zoveel mogelijk projecten worden gerealiseerd.

Gas

3. De CREG pleit ervoor dat aardgascontracten gebaseerd zouden worden op parameters die een link hebben met aardgas en die niet langer meer gekoppeld zijn aan de prijzen (en evolutie) van de aardolie.

Vangnetregulering

4. De CREG, en alleen de CREG, dient bevoegd te zijn voor het controleren van de prijsformules die door de leveranciers worden aangeboden aan de klanten die aangesloten zijn op het laagspanningsnet en het lagedruknet. De CREG stelt daarom voor om de prijzen aan deze klanten gedurende 9 maanden te blokkeren totdat de CREG alle prijsformules heeft kunnen onderzoeken en zijn goedkeuring heeft gegeven. Na deze 9 maanden blijft de CREG bevoegd om deze materie verder op te volgen en in te grijpen, op basis van objectieve parameters, waar zij dat nodig acht.

Distributienettarieven

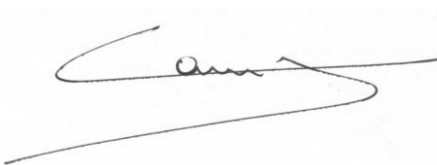
5. De distributienettarieven zijn een belangrijke kostencomponent in de totaalfactuur van de eindverbruiker. Voor elektriciteit gaat het hier zelfs over de belangrijkste component die tussen de 35% - 45% van de factuur uitmaakt. De CREG beveelt daarom aan om de richtsnoeren met betrekking tot de tariefmethodologie uit de wettelijke bepalingen te verwijderen en de CREG de mogelijkheid te geven om effectief in te grijpen in deze materie. Daartoe kan de CREG terugvallen op benchmarkmethodes die een kostenreductie en, bijgevolg, een tariefreductie kunnen betekenen.

Federale bijdrage

6. De federale bijdrage is in absolute termen over de periode 2009-2011 verdubbeld. Het systeem is aan een heroverweging toe. De kost voor onder andere de compensatie van de leveranciers voor de levering aan sociaal gerechtigden neemt explosief toe. Het huidige systeem heeft meerdere perverse effecten en is in vergelijking met Frankrijk en Groot-Brittannië heel genereus.

640. Deze studie werd door het Directiecomité van de CREG goedgekeurd op 31 januari 2012.

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



Guido Camps
Directeur



François Possemiers
Voorzitter van het Directiecomité



Bernard Lacrosse
Directeur



Dominique Woitrin
Directeur

LIJST VAN FIGUREN

<u>Figuur 1</u> : Overzicht totaalfactuur elektriciteit Dc-klant	27
<u>Figuur 2</u> : Leveranciersprijzen elektriciteit.....	34
<u>Figuur 3</u> : Evolutie tarieven Elia	41
<u>Figuur 4</u> : Overzicht evolutie distributienettarief elektriciteit	47
<u>Figuur 5</u> : Vergelijking prijzen netverliezen voor Eandis in het exploitatiejaar 2009.....	51
<u>Figuur 6</u> : Vergelijking prijzen netverliezen voor Ores in het exploitatiejaar 2009.....	51
<u>Figuur 7</u> : Overzicht totaalfactuur gas T2-klant	58
<u>Figuur 8</u> : Evolutie van de indexen	63
<u>Figuur 9</u> : Ontwikkeling van de aardgasmarkt.....	65
<u>Figuur 10</u> : Noteringen op Henry Hub en TTF 2009 – 2011	66
<u>Figuur 11</u> : Leveranciersprijzen aardgas.....	67
<u>Figuur 12</u> : Evolutie tarieven Fluxys.....	69
<u>Figuur 13</u> : Overzicht evolutie distributienettarief gas (EUR/MWh).....	72
<u>Figuur 14</u> : Overzicht Elektriciteit Ic1-klant	80
<u>Figuur 15</u> : Evolutie prijs Ic1 periode 2009 – 2011	81
<u>Figuur 16</u> : Evolutie distributienettarief Ic1 periode 2009 – 2011.....	84
<u>Figuur 17</u> : Evolutie openbare heffingen Ic1 periode 2009 – 2011	86
<u>Figuur 18</u> : Overzicht gas T4-klant.....	87
<u>Figuur 19</u> : Evolutie prijs T4 periode 2009 – 2011.....	88
<u>Figuur 20</u> : Evolutie distributienettarief T4 periode 2009- 2011	90
<u>Figuur 21</u> : Evolutie openbare heffingen T4 periode 2009 2011.....	91
<u>Figuur 22</u> : Marktaandeelen van de diverse leveranciers in 2010 voor het segment van de grote industriële klanten	96
<u>Figuur 23</u> : In 2010 door de leveranciers aan elk van de 366 grote industriële klanten gefactureerde “energieprijs”	97
<u>Figuur 24</u> : Marktaandeel in 2010 op basis van het volume dat werd geleverd aan de industriële klanten met een jaarlijks verbruiksvolume van meer dan 10 GWh/jaar (72 TWh)	98
<u>Figuur 25</u> : Spreiding van de energieprijzen (in EUR/MWh) en de volumes (in kWh) van de industriële klanten met een verbruik tussen 10 en 500 GWh in 2010.....	99
<u>Figuur 26</u> : DAM prijzen 2009-2011	104
<u>Figuur 27</u> : Forward Cal+1 prijzen 2009 – 2011	106
<u>Figuur 28</u> : Vergelijking Dc-klant met de buurlanden	110
<u>Figuur 29</u> : Vergelijking Ic1-klant met de buurlanden	112
<u>Figuur 30</u> : Resultaten voor een industriële klant met een verbruik van 25 GWh/jaar	113

<u>Figuur 31</u> : Resultaten voor een industriële klant met een verbruik van 250 GWh/jaar	114
<u>Figuur 32</u> : Vergelijking T2-klant met de buurlanden.....	117
<u>Figuur 33</u> : Vergelijking T4-klant met de buurlanden.....	119
<u>Figuur 34</u> : Vergelijking T6-klant met buurlanden.....	120
<u>Figuur 35</u> : Transmissienettarieven (elektriciteit) vergelijking buitenland.....	121
<u>Figuur 36</u> : Transmissienettarieven (aardgas) vergelijking buitenland.....	122
<u>Figuur 37</u> : Prijzen groothandelsmarkt baseload 2009-2011	128
<u>Figuur 38</u> : Leveranciersprijzen elektriciteit (Bron: CREG).....	131
<u>Figuur 39</u> : Evolutie van de prijs 2009-2011.....	136
<u>Figuur 40</u> : Samenvatting van de marges in de gassector	137
<u>Figuur 41</u> : Marges in de gassector	137
<u>Figuur 42</u> : Vergelijking Dc-klant met buurlanden	151
<u>Figuur 43</u> : Vergelijking T2-klant met buurlanden	154

LIJST VAN TABELLEN

<u>Tabel 1:</u>	Overzicht typeklanten	23
<u>Tabel 2:</u>	Evolutie totaalfactuur elektriciteit voor een Dc-klant (Imewo).....	28
<u>Tabel 3:</u>	Vaste vergoeding elektriciteit.....	31
<u>Tabel 4:</u>	Quotumverplichtingen per gewest	36
<u>Tabel 5:</u>	Samenstelling van het totaal budget van de distributienetbeheerders – werkelijkheid 2009/2010 & budget 2011	50
<u>Tabel 6:</u>	Evolutie totaalfactuur gas voor een T2-klant (Imewo).....	59
<u>Tabel 7:</u>	Vaste vergoeding aardgas.....	61
<u>Tabel 8:</u>	Samenstelling van het totaal budget van de transmissieactiviteit van FLUXYS – werkelijkheid 2008/2009 & budget 2010/2011 in €	70
<u>Tabel 9:</u>	Samenstelling van het totaal budget van de opslagactiviteit van FLUXYS – werkelijkheid 2008/2009 & budget 2010/2011 in	70
<u>Tabel 10:</u>	Samenstelling van het totaal budget van de distributienetbeheerders – werkelijkheid 2009/2010 & budget 2011	74
<u>Tabel 11:</u>	Openbare heffingen gas.....	76
<u>Tabel 12:</u>	Evolutie totaalfactuur elektriciteit voor een Ic1-klant (Imewo)	80
<u>Tabel 13:</u>	Evolutie quotumverplichtingen.....	83
<u>Tabel 14:</u>	Evolutie totaalfactuur gas voor een T4-klant (Imewo)	88
<u>Tabel 15:</u>	Productie in de verschillende landen	102
<u>Tabel 16:</u>	DAM prijzen (EUR/MWh)	105
<u>Tabel 17:</u>	Forward Cal+1 prijzen (EUR/MWh)	106
<u>Tabel 18:</u>	Vergelijking enkelvoudige vs tweevoudige meter voor Electrabel EnergyPlus ..	108
<u>Tabel 19:</u>	Vergelijking tussen de voor 2010 door de CREG waargenomen “energieprijzen” en de voor 2010 door Frontier Economics geraamde “energieprijzen”	115
<u>Tabel 20:</u>	Groothandelsprijzen voor baseload voor België	129
<u>Tabel 21:</u>	Kost omzetting baseload naar S21-profiel	130
<u>Tabel 22:</u>	Leveranciersmarge	131
<u>Tabel 23:</u>	Overzicht saldi 2009 en 2010 elektriciteit	143
<u>Tabel 24:</u>	Overzicht saldi 2009 en 2010 aardgas	147
<u>Tabel 25:</u>	Quotumverplichting	185
<u>Tabel 26:</u>	Doorrekening kosten hernieuwbare energie	185
<u>Tabel 27:</u>	Overzicht bijdrage HE en WKK	186

BIBLIOGRAFIE

- **Publicaties CREG**

- ***Studies***

- **2011**

Studie (F)110224-CDC-1037 over “de vergelijking van de aardgasprijzen voor een gezin met een verbruik van 23.260 kWh aardgas in Brussel, Parijs, Berlijn, Amsterdam en Londen”, dd 24 februari 2011, 30 p.

<http://www.creg.info/pdf/Etudes/F1037NL.pdf>

Studie (F)110519-CDC-1047 over “de representativiteit van de parameter END en van de tariefformules die Ebem gebruikt voor de tarifiering van de levering van elektriciteit”, dd 19 mei 2011, 11 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F1047NL.pdf>

Studie (F)110331-CDC-1050 over “de werking van de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit – monitoringrapport 2010”, dd 31 maart 2011, 66 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F1050NL.pdf>

Studie (F)111027-CDC- over “de analyse van de kosten en onrendabele topberekening voor offshore wind in België”, dd 27 oktober 2011, 27 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F1061NL.pdf>

Studie (F)110428-CDC-1063 over ‘de kwaliteit van de parameters in de tarifiering van aardgas’, dd 28 april 2011, 24 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F1063NL.pdf>

Studie (F)110811-CDC-1078 ‘aanvullend bij de studie (F)110609-CDC-1072 betreffende de economische waardering van nucleaire energie en een voorstel voor de nucleaire bijdrage’, dd 11 augustus 2011, 57 p.

Studie (F)110908-CDC-1079 over “de wetsvoorstellen betreffende de nucleaire heffing”, dd 8 september 2011, 60 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F1079NL.pdf>

Studie (F)110811-CDC-1092 over “de evolutie van de elektriciteitsprijzen op de korte- en langetermijngroothandelsmarkt voor het jaar 2010”, dd 11 augustus 2011, 84 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F1092NL.pdf>

Studie (F)110922-CDC-1096 over “de componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen”, dd 22 september 2011, 116 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F1096NL.pdf>

Studie (F)111103-CDC-1122 over “de verhouding tussen de kosten en de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2010”, dd 3 november 2011, 39 p.

Studie (F)111215-CDC-1131 betreffende ‘het aanrekenen van kosten door de distributienetbeheerders als gevolg van de sociale openbaardienstverplichtingen op de elektriciteitsmarkt’, dd 15 december 2011, 79 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F1131NL.pdf>

- **2010**

Studie (F)100107-CDC-934 over de “componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen”, dd 7 januari 2010, 122 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F934NL.pdf>

Studie (F)100129-CDC-943 over “het overzicht van de contracten tegen vaste prijzen op de residentiële markt voor elektriciteit en gas”, dd 29 januari 2010, 29 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F943NL.pdf>

Studie (F)100909-CDC-948 over “de kwaliteit van de Nc-parameter”, dd 9 september 2010, 57 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F948NL.pdf>

Studie (F)100401-CDC-958 over “de aankoop van energie voor de compensatie van de netverliezen door de distributienetbeheerders tussen 2006 en 2008”, dd 1 april 2010, 70 p.

Studie (F)100520-CDC-966 over “de verschillende ondersteuningsmechanismen voor groene stroom in België”, dd 20 mei 2010, 90 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F966NL.pdf>

Studie (F)20100506-CDC-968 over “de kostenstructuur van de elektriciteitsproductie door de nucleaire centrales in België”, dd 6 mei 2010, 93 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F968NL.pdf>

Studie (F)100610-CDC-974 aanvullend bij “studie (F)060309-CDC-537 over ‘de impact van het systeem van CO₂-emissierechten op de elektriciteitsprijs in België in 2009””, dd 10 juni 2010, 16 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F974NL.pdf>

Etude (F)101208-CDC-991 relative ‘à la comparaison entre les prix payés par Elia System Operator s.a. pour l’achat d’énergie en compensation des pertes actives sur ses réseaux régionaux avec les prix de l’énergie payés par les grands clients industriels au cours de l’exercice d’exploitation 2009’, dd 8 december 2010, 23 p. [bestaat enkel in het Frans]

Studie (F)101007-CDC-995 over “de vergelijking van de elektriciteitsprijzen voor een gezin met een verbruik van 3.500 kWh grijze elektriciteit (enkelvoudig tarief) in Brussel, Parijs, Berlijn, Amsterdam en Londen”, dd 7 oktober 2010, 33 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F995NL.pdf>

Studie (F)101208-CDC-1001 over ‘de vergelijking van de prijzen die Eandis cvba betaalde voor de aankoop van energie ter compensatie van actieve verliezen op haar distributienetten met de energieprijzen betaald door de grote industriële klanten tijdens het exploitatiejaar 2009’, dd 8 december 2010, 21 p.

Studie (F)101021-CDC-1004 over “de componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen”, dd 21 oktober 2010, 114 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F1004NL.pdf>

Etude (F)101208-CDC-1005 relative à ‘la comparaison entre les prix payés par les GRDs mixtes wallons regroupés au sein de ORES SCRL pour l’achat d’énergie en compensation des pertes actives sur les réseaux régionaux avec les prix de l’énergie payés par les grands clients industriels au cours de l’exercice d’exploitation 2009’, dd 8 december 2010, 18 p. [bestaat enkel in het Frans]

- **2009**

Studie (F)090126-CDC-811 over 'de falende prijsvorming in de vrijgemaakte Belgische elektriciteitsmarkt en de elementen die aan de oorsprong ervan liggen', dd 26 januari 2009, 67 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F811NL.pdf>

Studie (F)090528-CDC-871 aanvullend bij "studie (F)060309-CDC-537 over 'de impact van het systeem van CO₂-emissierechten op de elektriciteitsprijs in België in 2008", dd 28 mei 2009, 14 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F871NL.pdf>

Studie (F)090119-CDC-872 over de "componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen", dd 19 mei 2009, 125 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F872NL.pdf>

- **2008**

Studie (F)080513-CDC-763 over de « componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen», dd 13 mei 2008, 112 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F763NL.pdf>

Studie (F)080515-CDC-766 aanvullend bij 'de studie (F)060309-CDC-537 betreffende de impact van het systeem van CO₂-emissierechten op de elektriciteitsprijs in België van 2005 tot 2007', dd 15 mei 2008, 28 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F766NL.pdf>

- **2007**

Studie (F)070727-CDC-704 aanvullend bij 'de studie (F)060309-CDC-537 betreffende de impact van het systeem van CO₂-emissierechten op de elektriciteitsprijs in België van 2005 tot 2007', dd 27 juli 2007, 85 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F704NL.pdf>

- **2006**

Studie (F)060518-CDC-512 over 'de verschillende componenten van de aardgasprijs in België en de mogelijkheden tot verlaging', dd 18 mei 2006, 133 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F512NL.pdf>

Studie (F)060309-CDC-537 over 'de impact van het systeem van CO₂-emissierechten op de elektriciteitsprijs' dd 9 maart 2006, 58 p.

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F537NL.pdf>

➤ **Andere**

Persbericht 8 april 2011: De CREG vraagt de elektriciteitsleveranciers hun tarieven aan te passen om de evolutie van de prijzen op de markt correct te volgen

<http://www.creg.info/pdf/Presse/2011/compress08042011nl.pdf>

Persbericht 20 mei 2011: De CREG betreurt de kwaliteit van de verschillende parameters die worden gebruikt om de gasprijzen te bepalen en vraagt aan de leveranciers om hun tariefformules aan te passen

<http://www.creg.info/pdf/Presse/2011/compress20052011nl.pdf>

Informatie over de parameters Ne en Nc

<http://www.creg.be/pdf/Tarifs/E/EP-MC-PARAMDEF-NL.pdf>

Beslissing (B)111222-CDC-658E/19 betreffende de vraag tot goedkeuring van het aangepaste tariefvoorstel van NV Elia System Operator voor de regulatoire periode 2012-2015, van 22 december 2011

<http://www.creg.info/pdf/Beslissingen/B658E-19NL.pdf>

Beslissing (B)111222-CDC-656G/16 betreffende het aangepast verzoek tot goedkeuring van de tarieven voor de aansluiting op en het gebruik van het vervoersnet, alsook van de opslagdiensten en de ondersteunende diensten van FLUXYS voor de jaren 2012-2015

<http://www.creg.info/pdf/Beslissingen/B656G-16NL.pdf>

- **Andere publicaties**

Block (2007), *Le nouveau marché de l'énergie – guide juridique à l'usage des distributeurs et des consommateurs*, Anthemis.

COPPENS F., 2010, De toegenomen volatiliteit van de elektriciteitsprijs voor de Belgische huishoudens

http://www.nbb.be/doc/TS/Publications/EconomicReview/2010/ecotijdII2010_H5.pdf

CORNILLE D., 2009, « Methodologie of prijszetting : wat verklaart de grotere volatiliteit van de Belgische consumptieprijzen voor gas en elektriciteit ? », NBB, Economisch Tijdschrift, 49–60, december

CRE, *Rapport sur les coûts d'approvisionnement de GDF Suez, Mission d'expertise de la CRE*, september 2011

EURELECTRIC: *Statistics and Prospects for the European Sector*, 37^{ste} editie EurProg 2009, oktober 2009. 188 p.

EUROSTAT, statistische concepten en definities

http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_SDDS/en/nrg_price_esms.htm

FEDERAAL PLANBUREAU, Prijsregulering in België, 2005, Working Paper

<http://www.plan.be/admin/uploaded/200605091448120.WP0519nl.pdf>

FOD Economie, 2008, Evaluatie en Modernisering van de economische wetgeving

http://economie.fgov.be/nl/binaries/report_nl_tcm325-81424.pdf

FRONTIER ECONOMICS, *International comparison of electricity and gas prices for households, Final report on a study prepared for the CREG*, oktober 2011, 135 p.

http://www.creg.be/pdf/NewsOnly/111026-Frontier_Economics-International_Comp_HH_Energy_Prices.pdf

FRONTIER ECONOMICS, *International comparison of electricity and gas prices for commerce and industry, Final report on a study prepared for the CREG*, oktober 2011, 199 p.

http://www.creg.be/pdf/NewsOnly/111026-Frontier_Economics-International_Comp_CandI_Energy_Prices.pdf

NATIONALE BANK VAN BELGIE, 26 april 2011, De Belgische nucleaire schaarstrenete, 55p.

<http://www.nbb.be/doc/ts/publications/creg/verslag.pdf>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2010, *Medium-Term Oil and Gas Markets*

LUMINUS, elektriciteitsindexen

<https://www.luminus.be/~media/Pdf/NL/Tabel%20elektriciteitsindexen.ashx>

OFGEM, 2011, *The Retail Market Review: Domestic Proposals-Consultation*

RAAD VOOR DE MEDEDINGING, Persbericht 6 oktober 2011 inzake huiszoekingen leveranciers groene stroom

http://economie.fgov.be/nl/binaries/20111006_Persbericht_tcm325-148809.pdf

Regeerakkoord, 1 december 2011, 180 p.

SERV: Rapport Hernieuwbare Energie, Informatiedossier voor het debat, 6 april 2011, 543 p.

<http://www.serv.be/serv/publicatie/rapport-hernieuwbare-energie>

STERN, J. en ROGERS, H., Oxford Institute for Energy Studies, *The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe*, 2011, 2 p.

SWARTENBROEKX C., 2007, *The gas chain: influence of its specificities on the liberalization process*

<http://aei.pitt.edu/11014/1/wp122En.pdf>

VANDEBERGHE, W., 2008, Maximumprijzen in de energiesector: een mededingingsrechtelijke analyse

VREG, Soorten meters

<http://www.vreg.org/soorten-meters-0>

- **Wetgeving**

Wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen

Wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

Decreet van 12 april 2001 betreffende de organisatie van de gewestelijke elektriciteitsmarkt

Ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest

Ministeriële Besluiten van 12 december 2001 houdende vaststelling van de maximumprijzen voor de levering van aardgas resp. Elektriciteit.

Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen

Besluit van 6 mei 2004 van de Brussels Hoofdstedelijke Regering betreffende de promotie van groene elektriciteit en van kwaliteitswarmtekrachtkoppeling.

Besluit van de Waalse regering van 30 november 2006 tot bevordering van de groene elektriciteit

Koninklijk Besluit van 2 september 2008 betreffende de regels met betrekking tot de vaststelling van en de controle op het totaal inkomen en de billijke winstmarge, de algemene tariefstructuur, het saldo tussen kosten en ontvangsten en de basisprincipes en procedures inzake het voorstel en de goedkeuring van de tarieven, van de rapportering en kostenbeheersing door de beheerders van distributienetten voor elektriciteit.

Koninklijk Besluit van 2 september 2008 betreffende de regels met betrekking tot de vaststelling van en de controle op het totaal inkomen en de billijke winstmarge, de algemene tariefstructuur, het saldo tussen kosten en ontvangsten en de basisprincipes en procedures inzake het voorstel en de goedkeuring van de tarieven, van de rapportering en kostenbeheersing door de beheerders van distributienetten voor aardgas.

Energiedecreet van 8 mei 2009

Europese Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54 EG

Europese Richtlijn 2009/73/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de gemeenschappelijk regels voor de interne markt voor gas en tot intrekking van Richtlijn 2003/55/EG)

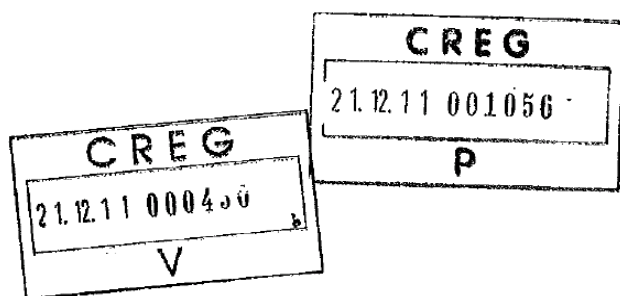
Wet van 6 april 2010 betreffende marktpraktijken en consumentenbescherming, BS 12 april 2010

Wet van 8 januari 2012 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en de Wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige produkten en andere door middel van leidingen

BIJLAGE 1 : OPDRACHT



KABINET VAN DE STAATSSECRETARIS VOOR ENERGIE, LEEFMILIEU, MOBILITEIT EN
STAATSHERVORMING



Brussel, 19 december 2011.

CREG
Voorzitter van het Directiecomité
De heer Fr. Possemiers
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel

Prijzenobservatorium/INR
Voorzitter van het Directiecomité
De heer R. Massant
Vooruitgangsstraat 50
1210 Brussel

Ref. :

Geachte Heren Voorzitters,

Het is u bekend dat de evolutie van de energieprijzen een belangrijke bekommernis is van de nieuwe regering.

Daarom zouden we graag spoedig beschikken over een rapport over de hoogte van de prijzen van elektriciteit en gas en over de evolutie van deze prijzen, o.a. in vergelijking met de ons omringende landen. Bij deze vergelijking vragen we u ook rekening te houden met de specifieke productiewijzen in deze landen. Bij de vergelijking is het belangrijk de verschillende componenten en de verschillende sectoren (particulieren en bedrijven) in de analyse te betrekken.

Op basis van de resultaten van de analyse zal de regering de instelling van een tijdelijke maximumprijs overwegen in uitvoering van het regeerakkoord.

Behalve de analyse zou het ons verheugen dat u ook een evaluatie zou maken van de opportuniteit van een prijsmaatregel, al dan niet met aandacht voor verschillende alternatieven.

Hoogachtend,

Johan Vande Lanotte,
Vice-Eerste Minister, Minister van Economie,
Consumentenzaken en de Noordzee

Melchior Wathelet,
Staatssecretaris voor Leefmilieu, Energie,
Mobiliteit en Staatshervorming

BIJLAGE 2 : ELECTRABEL ENERGYPLUS ELEK



De elektriciteitsprijzen voor Electrabel EnergyPlus (geïndexeerde energieprijis)

Van toepassing in juli 2011 - Inclusief BTW

Onderstaande prijsformules en voorwaarden maken integraal deel uit

van de Bijzondere Voorwaarden van uw Contract met Electrabel Customer Solutions N.V. ("Electrabel").

De elektriciteitsprijzen die u worden gefactureerd bestaan uit volgende 3 onderdelen: de prijs voor de elektriciteit vastgelegd door Electrabel en weergegeven onder punt 1, de tarieven voor het gebruik van de distributienetten en transportnetten (goedgekeurd door de CREG en gepubliceerd door de distributienetbeheerders) weergegeven onder punt 2 en tenslotte de toeslagen (taksen en heffingen) vastgelegd door de overheden en weergegeven onder punt 3.

1. GEÏNDEXEEERDE ENERGIEPRIJS (1)

	ELEK 20 <= 2 000 kWh Verbruik piekuren	ELEK 35 > 2 000 en <= 3 500 kWh Verbruik piekuren	ELEK 75 > 3 500 en <= 7 500 kWh Verbruik piekuren	ELEK 200 > 7 500 en <= 20 000 kWh Verbruik piekuren	ELEK 500 > 20 000 kWh Verbruik piekuren
NORMAAL					
Vaste vergoeding (€/jaar)	59,93	79,83	85,29	85,29	116,65
	<i>Prijsformule</i> $31,20 \times Ne$	<i>Prijsformule</i> $41,96 \times Ne$	<i>Prijsformule</i> $44,40 \times Ne$	<i>Prijsformule</i> $44,40 \times Ne$	<i>Prijsformule</i> $60,73 \times Ne$
Prijs per kWh (c€/kWh)	10,30	9,31	9,15	9,15	8,99
	<i>Prijsformule</i> $2,926 \times Ne + 1,664 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $2,409 \times Ne + 1,664 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $2,328 \times Ne + 1,664 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $2,328 \times Ne + 1,664 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $2,246 \times Ne + 1,664 \times Nc$
TWEEVOUDIG					
Vaste vergoeding (€/jaar)	91,72	111,58	117,08	117,08	148,41
	<i>Prijsformule</i> $47,75 \times Ne$	<i>Prijsformule</i> $58,09 \times Ne$	<i>Prijsformule</i> $60,95 \times Ne$	<i>Prijsformule</i> $60,95 \times Ne$	<i>Prijsformule</i> $77,26 \times Ne$
Prijs per kWh piekuren (c€/kWh)	11,61	10,61	10,46	10,46	10,30
	<i>Prijsformule</i> $3,608 \times Ne + 1,664 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $3,090 \times Ne + 1,664 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $3,010 \times Ne + 1,664 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $3,010 \times Ne + 1,664 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $2,927 \times Ne + 1,664 \times Nc$
Prijs per kWh daluren (c€/kWh)	5,37	5,37	5,37	5,37	5,37
	<i>Prijsformule</i> $0,792 \times Ne + 1,368 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $0,792 \times Ne + 1,368 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $0,792 \times Ne + 1,368 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $0,792 \times Ne + 1,368 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $0,792 \times Ne + 1,368 \times Nc$
UITSLUITEND NACHT					
Prijs per kWh (c€/kWh)	4,57	4,57	4,57	4,57	4,57
	<i>Prijsformule</i> $0,377 \times Ne + 1,368 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $0,377 \times Ne + 1,368 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $0,377 \times Ne + 1,368 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $0,377 \times Ne + 1,368 \times Nc$	<i>Prijsformule</i> $0,377 \times Ne + 1,368 \times Nc$

Bovenvermelde energieprijis (exclusief Bijdrage Hernieuwbare Energie en, in voorkomend geval, exclusief Bijdrage Warmtekrachtkoppeling) biedt u een prijsvoordeel van 2% ten opzichte van de energieprijis (eveneens exclusief de hierboven vermelde Bijdragen) van het Electrabel Basisaanbod voor elektriciteit.

		2011		
		Vlaams Gewest	Waals Gewest	Brussels Hoofdst. Gewest
Bijdrage Hernieuwbare Energie (2)	(c€/kWh)	0,794	1,226	0,272
Bijdrage Warmtekrachtkoppeling (2)	(c€/kWh)	0,332	-	-

2. NETTARIEVEN: GEBRUIK VAN DE DISTRIBUTIE- EN TRANSPORTNETTEN

De energieprijzen (punt 1) dekken niet het gebruik van de distributie- en transportnetten.

Distributienetbeheerder	DISTRIBUTIE ⁽³⁾					TRANSPORT ⁽⁴⁾
	Normaal	Tweevoudig piekuren	Tweevoudig daluren	Uitsluitend nacht	Meterhuur of tarief voor meting en telling	
Vlaams Gewest	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(€/jaar)	(c€/kWh)
AGEM	6,41	6,41	4,52	3,22	1,80	0,72
DNB BA	9,18	9,18	9,18	9,18	95,24	0,95
GASELWEST	14,78	14,78	9,69	2,36	6,75	1,02
IMEA	8,64	8,64	6,03	1,80	6,75	1,16
IMEWO	11,44	11,44	7,62	1,99	6,75	1,13
INTER-ENERGA	9,88	9,88	6,66	2,90	6,35	1,24
INTERGEM	12,98	12,98	9,07	1,95	6,75	1,14
INTERMOSANE	10,93	11,55	7,14	6,01	16,36	1,42
IVEG	11,02	11,02	8,03	3,86	6,35	1,06
IVEKA	10,52	10,52	7,40	1,88	6,75	1,08
IVERLEK	11,54	11,54	7,84	2,17	6,75	1,11
PBE	9,58	9,58	7,84	3,93	16,61	1,00
SIBELGAS NOORD	10,21	10,21	7,13	2,14	6,75	1,06
INFRA WEST	9,97	9,97	6,47	4,29	6,35	1,09
Waals Gewest	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(€/jaar)	(c€/kWh)
AIEG	5,92	6,35	4,42	3,66	20,50	1,38
AIESH	9,35	10,02	6,74	4,99	18,30	1,02
GASELWEST	10,10	10,10	5,55	3,52	6,75	0,99
IDEG	9,14	9,69	5,62	4,62	16,92	1,26
IEH	7,89	8,31	5,24	4,45	17,73	1,22
INTEREST	11,42	12,22	6,75	5,34	16,03	1,20
INTERLUX	10,82	11,51	6,61	5,35	17,85	1,20
INTERMOSANE	10,08	10,69	6,29	5,16	16,36	1,38
PBE	6,87	6,87	5,72	3,15	16,61	1,01
SEDILEC	7,90	8,38	4,88	4,02	17,32	1,05
SIMOGEL	6,67	7,04	4,33	3,63	16,96	0,90
TECTEO	8,11	8,96	4,79	4,18	18,30	0,87
REGIE DE WAVRE	5,08	5,08	3,40	3,40	8,95	1,27
Brussels Hoofdstedelijk Gewest	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(€/jaar)	(c€/kWh)
SIBELGA	8,80	8,80	6,37	5,84	10,26	1,05

JMCRESID_EnergyPlus_NL - Electrabel Customer Solutions N.V. - BTW BE 0476 206 127 RPR Brussel

De Bijzondere Voorwaarden kunt u terugvinden door te klikken op de overeenstemmende link op vorige webpagina.



3. TOESLAGEN

Deze toeslagen zijn niet inbegrepen in de energieprijzen (punt 1).

Distributienetbeheerder	Energiebijdrage	Federale bijdrage	Aansluitingsvergoeding	Totaal Toeslagen
Vlaams Gewest	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(c€/kWh)
AGEM	0,23096	0,62907	-	0,86003
DNB BA	0,23096	0,66473	-	0,89570
GASELWEST	0,23096	0,67406	-	0,90502
IMEA	0,23096	0,66988	-	0,90084
IMEWO	0,23096	0,66427	-	0,89523
INTER-ENERGA	0,23096	0,67311	-	0,90408
INTERGEM	0,23096	0,67501	-	0,90597
INTERMOSANE	0,23096	0,71690	-	0,94786
IVEG	0,23096	0,67052	-	0,90149
IVEKA	0,23096	0,66451	-	0,89547
IVERLEK	0,23096	0,68313	-	0,91409
PBE	0,23096	0,68379	-	0,91475
SIBELGAS NOORD	0,23096	0,65818	-	0,88915
INFRAX WEST	0,23096	0,67311	-	0,90408
Waals Gewest	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(c€/kWh)
AIEG	0,23096	0,69103	0,07500	0,99700
AIESH	0,23096	0,70211	0,07500	1,00807
GASELWEST	0,23096	0,67406	0,07500	0,98002
IDEG	0,23096	0,70361	0,07500	1,00958
IEH	0,23096	0,70607	0,07500	1,01204
INTEREST	0,23096	0,69832	0,07500	1,00429
INTERLUX	0,23096	0,71638	0,07500	1,02235
INTERMOSANE	0,23096	0,69134	0,07500	0,99731
PBE	0,23096	0,68379	0,07500	0,98975
SEDILEC	0,23096	0,69417	0,07500	1,00014
SIMOGEL	0,23096	0,67767	0,07500	0,98364
TECTEO	0,23096	0,68376	0,07500	0,98973
REGIE DE WAVRE	0,23096	0,65751	0,07500	0,96348
Brussels Hoofdstedelijk Gewest	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(c€/kWh)
SIBELGA	0,23096	0,64000	-	0,87097

Bijdrage ter financiering Openbare dienstverplichtingen. Geïndexeerde bedragen voor 2011.	
Brussels Hoofdstedelijk Gewest	(€/jaar)
<= 1,44 kVA	0,00
> 1,44 en <= 6 kVA	10,45
> 6 en <= 9,6 kVA	16,70
> 9,6 en <= 13 kVA	20,91
> 13 en <= 18 kVA	31,36
> 18 en <= 36 kVA	41,82
> 36 en <= 56 kVA	83,49
> 56 kVA	135,76

- (1) Bovenstaande prijzen werden berekend op basis van de maandelijkse parameters (06/2011) $N_c = 2,3238$ en $N_e = 1,5875$. De prijsformules zijn uitgedrukt exclusief BTW.
De parameters N_c en N_e worden berekend en gepubliceerd door Electrabel conform de formules bepaald in het Ministerieel Besluit van 12/12/2001, zoals o.a. gewijzigd door het Ministerieel Besluit van 01/03/2004.
De aangegeven prijzen zijn afgerond en hebben betrekking op een volledig verbruiksjaar.
De jaarlijkse verbruiksfacturen worden opgemaakt op basis van het gemiddelde van de prijzen van de betreffende verbruiksmaanden.
- (2) Dit bedrag wordt als volgt berekend: $C \times B \times 0,75$ voor de Bijdrage Hernieuwbare Energie en $C \times B \times 0,80$ voor de Bijdrage Warmtekrachtkoppeling, waarbij B gelijk is aan het wettelijk bepaald percentage van de afname van de Klant waarvoor Electrabel groene stroomcertificaten en desgevallend warmtekrachtcertificaten moet inleveren en waarbij B gelijk is aan de wettelijk bepaalde administratieve gelidboete per ontbrekend certificaat. Deze Bijdragen worden aangepast in functie van de wettelijke wijzigingen, worden afzonderlijk aangerekend op de factuur en zijn niet inbegrepen in de hierboven vermelde energieprijzen.
- (3) Electrabel past de Nettarieven toe zoals goedgekeurd door de CREG en gepubliceerd door de bevoegde netbeheerders.
Ter informatie worden de tarieven geldig voor het derde trimester van 2011 hierboven weergegeven (zoals gepubliceerd op www.creg.be op 01/07/2011).
- (4) Uittreksel uit "Tarieven gebruik net", zoals gepubliceerd op de website van de distributienetbeheerders op 01/07/2011.

In het Vlaams Gewest zal een hoeveelheid gratis elektriciteit worden toegekend volgens de toepassingsmodaliteiten van het Vlaams Energie decreet van 8 mei 2009 en het Vlaams Energiebesluit van 19 november 2010.
Conform het Ministerieel Besluit van 30/03/2007 en artikel 4 van de Programmawet van 27 april 2007 (met ingang van 1 juli 2009) hebben de volgende personen recht op het sociaal tarief: de eindafnemers of iedere persoon die onder hetzelfde dak leeft of een lid van hun gezin die genieten van (i) een leefloon van het OCMW, (ii) een gewaarborgd inkomen voor bejaarden of de rechthebbende die met toepassing van artikel 21, §2 van de wet van 1 april 1969 het recht op de rentebijslag behouden of een inkomensgarantie voor ouderen (IGO), (iii) een tegemoetkoming aan gehandicapten (blijvende arbeidsongeschiktheid of invaliditeit van minstens 65%), (iv) een inkomensvervangende tegemoetkoming aan gehandicapten, (v) een integrale tegemoetkoming aan gehandicapten, (vi) een tegemoetkoming voor hulp aan bejaarden, (vii) een tegemoetkoming voor hulp van dierden, (viii) een tegemoetkoming van het OCMW in afwachting van het gewaarborgd inkomen voor bejaarden, een inkomensgarantie voor ouderen, een tegemoetkoming voor gehandicapten of een tegemoetkoming voor hulp aan bejaarden, (ix) een financiële sociale steun verstrekt door het OCMW aan bepaalde gereguleerde vreemdelingen, (x) personen die een steun verkrijgen die gedeeltelijk of volledig ten laste wordt genomen door de federale staat of (xi) kinderen die getroffen zijn door een lichamelijke of geestelijke ongeschiktheid van ten minste 66 pct.

Oorsprong van de elektriciteit geleverd in 2009 in het kader van Electrabel EnergyPlus: kwalitatieve warmtekrachtkoppeling (3,53 %), fossiele brandstoffen (32,53 %) (aardgas : 23,67 %, andere : 8,86 %), nucleair (61,62 %), onbekend (2,32 %).
Oorsprong van de globale levering van elektriciteit van Electrabel Customer Solutions N.V. in het Vlaams Gewest in 2009: hernieuwbare energiebronnen (30,00 %), kwalitatieve warmtekrachtkoppeling (2,47 %), fossiele brandstoffen (22,77 %) (aardgas : 16,57 %, andere : 6,20 %), nucleair (43,13 %), onbekend (1,63 %).

BIJLAGE 3: HEFFINGEN, TOESLAGEN EN BELASTINGEN BIJ ELEKTRICITEIT EN GAS

INHOUDSTAFEL

INLEIDING

ELEKTRICITEIT

I. België

I.1. Dc-klant

I.1.1 De federale bijdrage

- Componenten denuclearisatie en Kyoto
- Component beschermde klanten
 - Evolutie van het fonds
 - Sociaal beleid in de buurlanden

Frankrijk

Groot-Brittannië

I.2. Ic1-klant

I.3. Industriële klant

II. Buurlanden

GAS

INLEIDING

In deze bijlage wordt ingegaan op de heffingen, toeslagen en belastingen die een onderdeel van de energiefactuur uitmaken. In de bespreking wordt een onderscheid gemaakt tussen elektriciteit en gas.

Binnen het hoofdstuk elektriciteit wordt een opsplitsing gemaakt tussen België en de buurlanden. Er wordt verder ook opnieuw aandacht geschonken aan de verschillende typeklanten: residentieel (Dc), professioneel (Ic1) en de industrie.

ELEKTRICITEIT

I. BELGIË

I.1. Dc-klant

De belastingen en toeslagen zijn goed voor 20 à 25 % van de factuur van de Dc-klant. Dat percentage is de laatste drie jaar gestegen, zoals we kunnen zien in onderstaande tabel voor een Dc-klant met een Electrabel EnergyPlus-contract.

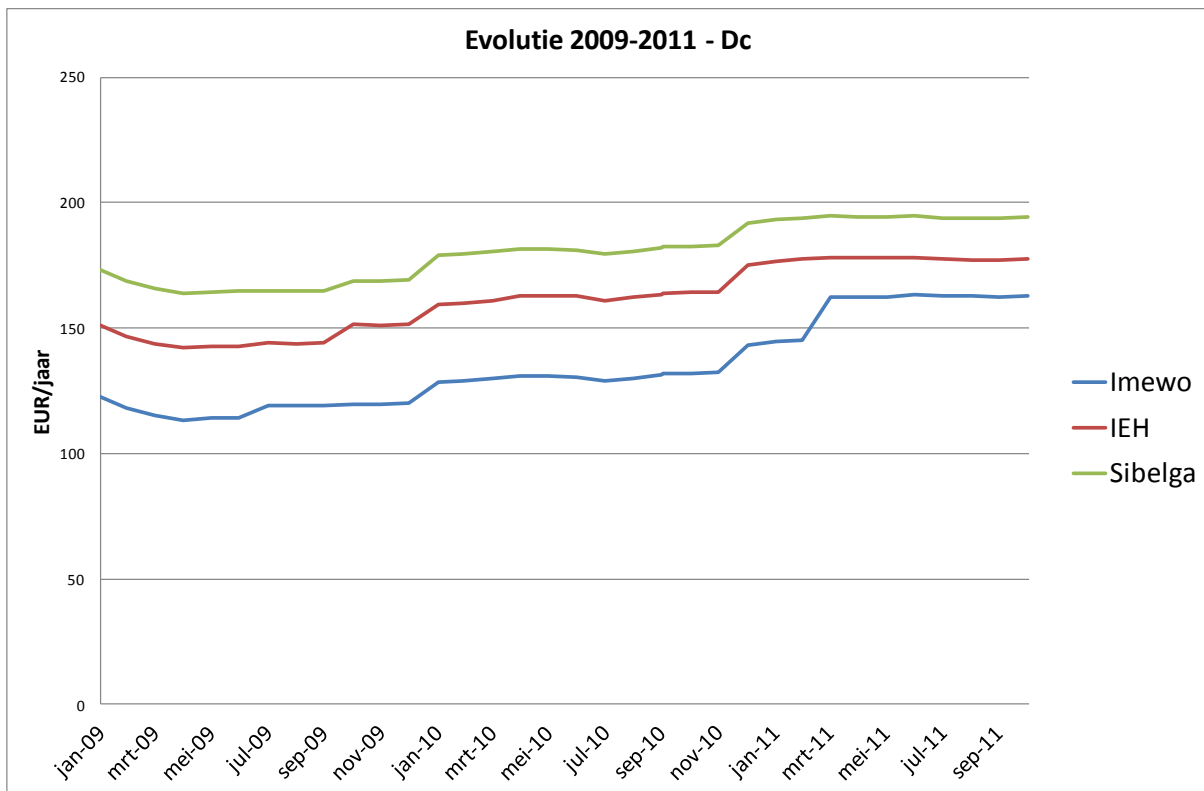
Tabel 3.1: Evolutie van het % van de toeslagen en belastingen in de factuur van de Dc-klant Electrabel EnergyPlus (Bron: CREG)

	2009	2010	2011
IMEWO	20,90%	21,70%	21,90%
IEH	21,80%	22,40%	23,00%
Sibelga	25,50%	25,60%	25,70%

We stellen vast dat het percentage van de taksen en heffingen over de periode 2009-2010 lichtjes is toegenomen.

Aangezien de totaalfactuur is toegenomen over deze periode, impliceert dit dat de absolute bedragen voor toelagen, heffingen en belastingen tussen 2009 en 2011 ook moeten zijn gestegen. Dit blijkt inderdaad zo te zijn. Uit de volgende figuur kan worden afgeleid dat het voor Vlaanderen (Imewo) gaat over een toename van 39%, voor Wallonië (IEH) 24% en voor Brussel (Sibelga) 19%. Grafisch kan dat als volgt worden weergegeven.

Figuur 3.1: Evolutie van de toeslagen en belastingen tussen 2009 en 2011 - Dc



De variabiliteit resulteert uit de inaanmerkingneming van een contract met een geïndexeerde prijs en de daaropvolgende variatie van het bedrag van de BTW.

De verklaring voor de regionale verschillen moet worden gezocht bij de heffing van specifieke gewestelijke belastingen. Hieronder wordt uiteengezet waarom Wallonië en Brussel een hoger percentage kennen dan Vlaanderen.

Wallonië :

- wegenisretributie om het verlies aan inkomsten van de gemeenten ten gevolge van de liberalisering van de markt en het wegvallen van het immaterieel dividend te compenseren;
- aansluitingsvergoeding.

Brussel :

- toeslag voor de financiering van de openbare dienstverplichtingen ten gunste van het sociale energiebeleid, het beleid inzake rationeel energiegebruik en de openbare verlichting in het Brussels Gewest.

De volgende tabel splitst de totaalcijfers per DNB verder op en geeft meer inzicht in de verschillende toeslagen, heffingen en belastingen.

Tabel 3.2: Componenten en evolutie van de toeslagen en belastingen (Bron: CREG)

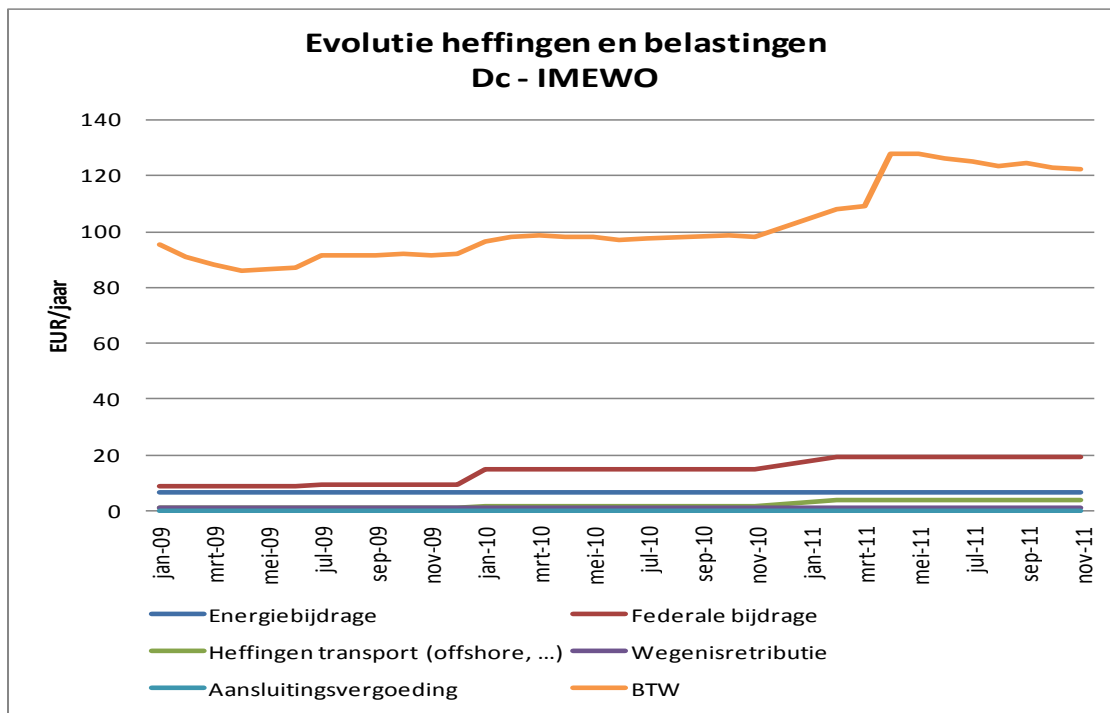
	Jaarlijks gemiddelde			2011 %	Evolutie	
	2009 EUR/jaar	2010 EUR/jaar	2011 EUR/jaar		2011/2009 %	EUR/jaar
Imewo						
Energiebijdrage	6,68	6,68	6,68	4%	0%	0
Federale bijdrage	9,35	15,05	19,48	13%	108%	10
Heffingen transport (offschore, ...)	1,32	1,45	4,02	3%	205%	3
Wegenisretributie	1,19	1,16	1,15	1%	-4%	0
Aansluitingsvergoeding	0,00	0,00	0,00	0%		0
BTW	90,35	98,07	120,21	79%	33%	30
Totaal	108,89	122,42	151,54	100%	39%	43
IEH						
Energiebijdrage	6,68	6,68	6,68	4%	0%	0
Federale bijdrage	9,66	16,00	20,70	12%	114%	11
Heffingen transport (offschore, ...)	1,97	2,06	4,58	3%	132%	3
Wegenisretributie	7,32	7,57	7,71	5%	5%	0
Aansluitingsvergoeding	2,63	2,63	2,63	2%	0%	0
BTW	109,10	118,96	128,49	75%	18%	19
Totaal	137,35	153,90	170,79	100%	24%	33
Sibelga						
Energiebijdrage	6,68	6,68	6,68	4%	0%	0
Federale bijdrage	9,18	14,52	18,77	10%	104%	10
Heffingen transport (offschore, ...)	0,93	0,95	0,95	0%	2%	0
Wegenisretributie	20,39	20,43	21,07	11%	3%	1
Aansluitingsvergoeding	0,00	0,00	0,00	0%		0
ODV BXL [6; 9,5kVA] - EUR/jaar	13,56	13,56	13,80	7%	2%	0
BTW	107,86	118,15	127,95	68%	19%	20
Totaal	158,60	174,30	189,21	100%	19%	31

Bij het analyseren van deze tabel stellen we het volgende vast:

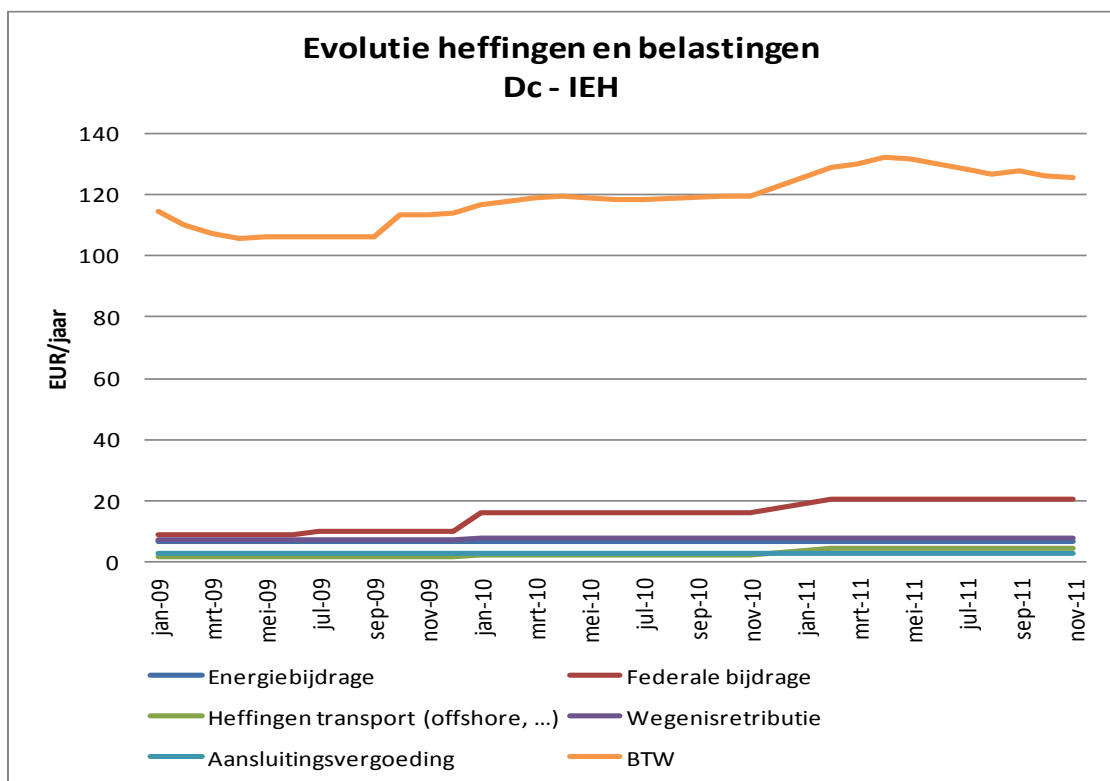
- de BTW is de belangrijkste component, gevolgd door de federale bijdrage;
- de componenten die het sterkst zijn gestegen tussen 2009 en 2011 zijn:
 - in absolute cijfers, de BTW die de stijging van de andere prijscomponenten en de federale bijdrage versterkt;
 - in groeipercentage, de toeslagen op het transportnettarief (behalve bij Sibelga die het cascadesysteem niet toepast) en de federale bijdrage.

In de tabel komt het verschil tussen de drie gewesten nog beter tot uiting. Een Dc-klant in Vlaanderen wordt minder zwaar belast dan een Dc-klant in Brussel. De volgende figuren zetten de cijfers uit de tabel per DNB (Imewo, IEH en Sibelga) uit.

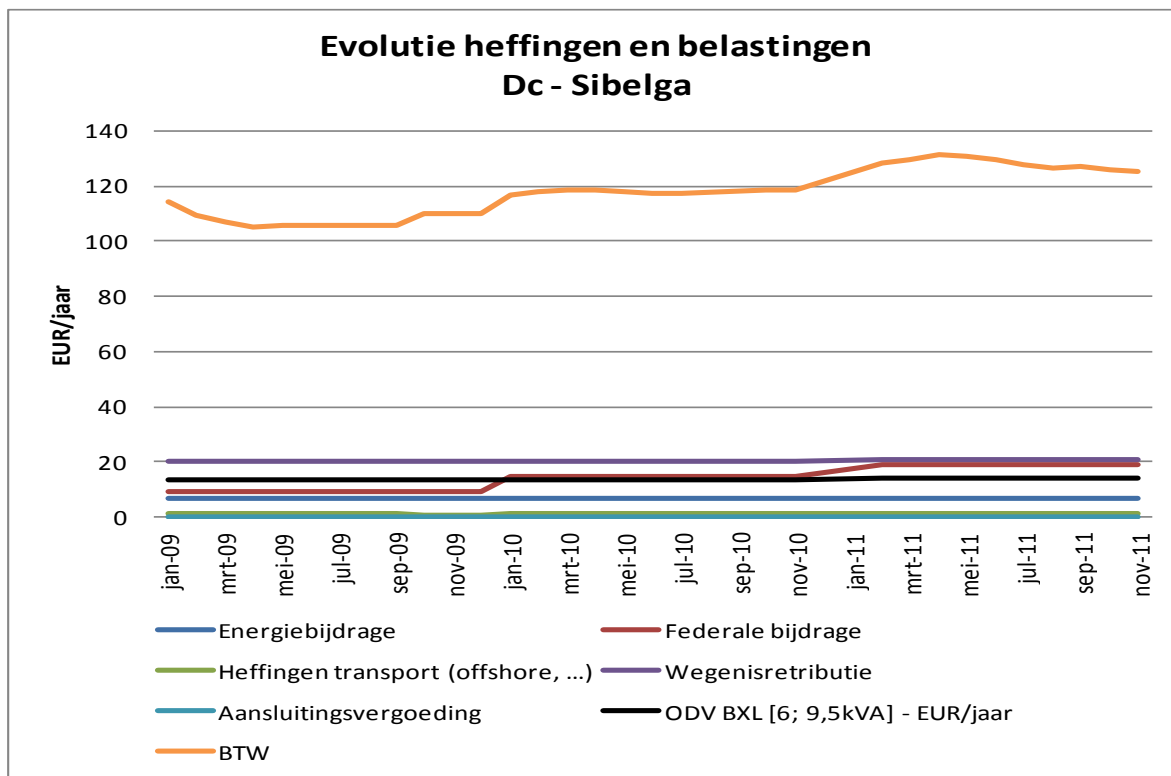
Figuur 3.2: Evolutie van de toeslagen en belastingen tussen 2009 en 2011 (Dc - Imewo)



Figuur 3.3: Evolutie van de toeslagen en belastingen tussen 2009 en 2011 (Dc - IEH)



Figuur 3.4: Evolutie van de toeslagen en belastingen tussen 2009 en 2011 (Dc – Sibelga)



Uit deze drie figuren kan worden afgeleid dat de BTW-component veruit de belangrijkste component is. Het BTW-percentage dat in België wordt toegepast is 21%, wat het hoogste is in vergelijking met de buurlanden.

In de volgende paragraaf richten we onze aandacht op een andere belangrijke component, met name de federale bijdrage.

I.1.1 De federale bijdrage

De federale bijdrage werd in 2003 ingevoerd ter vervanging van de belastingen van sociale aard, die alleen bij de residentiële klanten werden geïnd (specifiek sociaal tarief, steunfonds), en van ecologische aard (REG-fonds, REG-productiefonds). De federale bijdrage is bedoeld om de openbare opdrachten van sociale, ecologische en marktregulerende aard te dekken.

In de loop van de beschouwde periode werd de perimeter van de federale bijdrage uitgebreid. In 2003 omvatte deze de CREG-, de Kyoto- en de denuclearisatiebijdrage. Later werd hier nog de ODV-bijdrage aan toegevoegd. In 2005 kwam daar nog de toeslag 'beschermde klanten' en in 2009 de toeslag 'verwarmingspremie' bij.

Dit alles doet echter niets af aan het feit dat de nominale waardeverdobbeling van de federale bijdrage (cfr. Tabel 3.3) naar de toekomst toe hervormingen noodzakelijk maakt.

Tabel 3.3: Federale bijdrage

Fonds	Bedrag (EUR/MWh)			Evolutie (%)
	2009	2010	2011	2011/2009
Dekking van de werkingskosten van de CREG	0,1220	0,1359	0,1517	24,34%
Financiering van de verplichtingen die voortvloeien uit de denuclearisatie van de nucleaire sites BP1 en BP2 te Mol-Dessel (Denuclearisatie)	0,8468	1,6925	2,3227	174,29%
Financiering van het federale beleid ter reductie van de emissies van broeikasgassen (Kyoto)	0,4460	0,8443	1,2928	189,87%
Financiering van de sociale maatregelen voorzien door de wet van 4 september 2002 houdende toewijzing van een opdracht aan de OCMW's inzake de begeleiding en de financiële maatschappelijke steunverlening aan de meest hulpbehoevenden inzake energielevering (ODV)	0,3424	0,4546	0,4877	42,44%
Financiering van de reële nettokost die voortvloeit uit de toepassing van maximumprijzen (Beschermden klanten)	0,7596	0,8269	0,8745	15,13%
Financiering van de forfaitaire verminderingen voor verwarming met elektriciteit (Premie verwarming)	0,0818	0,1143	0,1354	65,53%
Totaal federale bijdrage (excl. admin. kosten)	2,5986	4,0685	5,2648	102,60%
Forfaitaire kosten (0,8%)	2,6194			
Inclusief administratieve kosten klanten TNB			5,3227	
Inclusief administratieve kosten en netverliezen DNB			5,8608	

Indien we de totale waarde van 5,8608 EUR/MWh uit 2011 vermenigvuldigen met het jaarverbruik van 3.500 kWh (3,5 MWh) dan geeft dit een totaal van 20,51 EUR/jaar (voor 2011). In 2009 was dat nog 9,17 EUR/jaar, m.a.w. meer dan een verdubbeling over de beschouwde periode.

Dankzij de mogelijkheid die de producenten wordt geboden om hun productie te 'vergroenen', draagt een aanzienlijk aantal klanten niet langer bij tot het denuclearisatie- en het Kyotofonds, wat de heffing bij klanten die zich bevoorraden bij een leverancier met een minder gunstige fuel mix, aanzienlijk verzwakt. Dit vrijstellingsmechanisme zou dan ook herbekeken moeten worden.

Een andere component waarvoor een voortdurende stijging kan worden opgetekend, is de bijdrage beschermden klanten. De toename in kwestie is daarbij te wijten aan verschillende elementen, met name:

- de automatisering van de toekenning van het sociaal tarief;
- de uitbreiding van de categorieën van rechthebbenden;
- de grotere bewustmaking van de potentiële begunstigden ten aanzien van hun recht op het sociaal tarief;

- de lagere opbrengst van de federale elektriciteitsbijdrage;
- het toenemende verschil tussen het sociaal tarief en het normale tarief dat met name te wijten is aan de herziening van de berekeningsformule van het sociaal tarief.

In de volgende paragrafen gaan we dieper in op de drie belangrijkste elementen van de federale bijdrage, met name Kyoto, denuclearisatie en het fonds voor sociale klanten. De eerste twee worden samen behandeld, het fonds voor sociale klanten in een aparte paragraaf.

- **Componenten denuclearisatie en Kyoto: analyse van het vrijstellingsmechanisme en standpunt van de regulatoren**

- **Werkwijze**

Om het fenomeen te begrijpen, kan het wellicht geen kwaad eraan te herinneren dat de unitaire waarde van de componenten van de federale bijdrage overeenstemt met de financieringsbehoefte in euro, geraamd in t-1, gedeeld door de energiehoeveelheid in t-2.

Voor de toeslagen “denuclearisatie” en “Kyoto” wordt de noemer daarbij verminderd met het percentage algemene *fuel mix* teneinde de federale bijdrage te “verhogen”, die wordt betaald door diegenen die niet zijn vrijgesteld. In de praktijk is enerzijds het bedrag in absolute waarde van de jaarlijkse behoeften van deze twee fondsen aanzienlijk te noemen in vergelijking met de andere fondsen.

Zo is het denuclearisatiefonds namelijk goed voor 55.000.000 EUR/jaar, waar in 2011 EUR 13.200.000 bijkwam ter wegwerking van de “achterstand uit het verleden”, wat de financieringsbehoefte voor 2011 op EUR 68.200.000 brengt. Het Kyotofonds is van zijn kant goed voor 29.500.000 EUR/jaar, waar EUR 8.500.000 bijkwam ter wegwerking van de “achterstand uit het verleden”, wat de financieringsbehoefte voor 2011 op EUR 38.000.000 brengt.

Anderzijds wordt voor deze verschillende jaren ook een evolutie van de *fuel mix* in aanmerking genomen. Terwijl de denuclearisatie- en de Kyototoeslag in 2009 nog werden "gecorrigeerd" met een *fuel mix* van 20 %, bedroeg deze correctie in 2010 al 40 % en in 2011 en 2012 zelfs 60 %. Vandaar dat we kunnen spreken van een “explosieve” toename

van de unitaire waarden van de componenten denuclearisatie en Kyoto. De gevolgen daarvan ziet u in Tabel 3.3.

Hierbij dient opgemerkt dat de evolutie van de energiehoeveelheid t-2 geen regelmatige ontwikkeling heeft gekend omwille van de economische crisis van 2008 en 2009 (die een negatieve impact had op de bijdragen 2010 en 2011). Voor 2012 zal het “economische herstel” in 2010 dan weer een positieve impact hebben op de bijdrage 2012.

➤ **Standpunt van de regulatoren**

Naar aanleiding van de bijeenkomst van het Forum van Belgische Elektriciteits- en Gasregulatoren (FORBEG) op 3 mei 2010 werd door de vier Belgische energieregulatoren (BRUGEL, CREG, CWaPE en VREG) de problematiek van de vrijstelling van de componenten *Broeikasgassen* en *Denuclearisatie* van de federale bijdrage besproken.

In overeenstemming met artikel 21*bis*, §1*bis* van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, wordt het gedeelte van de elektriciteit geleverd aan eindafnemers en geproduceerd met aanwending van hernieuwbare energiebronnen of door eenheden van kwalitatieve warmtekrachtkoppeling vrijgesteld van de componenten *Broeikasgassen* en *Denuclearisatie*.

De hoeveelheid elektriciteit waarvoor deze vrijstelling geldt, wordt bepaald op basis van de [globale] *fuel mix* van elke leverancier. De *fuel mix* omvat echter niet alleen de “lokale” productie van groene stroom, maar ook de productie in het buitenland via de aankoop van “garanties van oorsprong”. Dat heeft tot een ongewenst effect geleid, voor zover de kostprijs voor de aankoop van dergelijke garanties van oorsprong in het buitenland duidelijk lager ligt dan de producten die door de verleende vrijstelling worden gegenereerd. Zodoende ontstaat er een fiscale stimulans om deze garanties van oorsprong in het buitenland te kopen, terwijl het vrijstellingsmechanisme initieel de bedoeling had om simpelweg te vermijden dat men deze twee componenten van de federale bijdrage zou aanrekenen aan de consumenten die voor een bevoorrading met groene stroom hadden geopteerd.

Hieruit vloeit voort dat op het ogenblik van de vastlegging van de unitaire toeslagen *Broeikasgassen* en *Denuclearisatie* de CREG rekening dient te houden met het “winstgebrek” dat door deze toenemende vrijstellingen wordt veroorzaakt, om een voldoende

niveau voor de voeding van beide fondsen te handhaven. De unitaire waarden van deze twee toeslagen worden aldus in die zin verhoogd en het zijn de eindafnemers aan wie de leverancier de vrijstelling niet kan verlenen, die gezamenlijk deze vrijstelling die aan de andere eindverbruikers wordt toegekend moeten dragen.

Voor de jaren 2010 en 2011 bedraagt de verhoging hiervan, na het in aanmerking nemen van deze vrijstellingen 40 % en 60 %, terwijl de toename in 2009 maar 20 % en in 2008 maar 15 % bedroeg. Op dit ogenblik bedraagt de vrijstellingsvoet die door de leveranciers wordt toegepast 58 %. Voorts zal de meerderheid van de elektriciteitsleveringen in België op zeer korte termijn wellicht worden bestempeld als “groen”, waardoor er een ondraaglijke toestand zal ontstaan voor de eindafnemers die de vrijstelling niet zullen kunnen genieten.

Gelet op de hierboven beschreven ongewenste effecten alsook op de vele problemen met betrekking tot de implementatie van de vrijstelling, zowel voor de regulatoren als voor de leveranciers en hun eindklanten, hebben de leden van FORBEG samen officieel vanaf de maand juli 2010 hun steun verklaard aan het idee om het huidige vrijstellingsmechanisme voor de componenten *Broeikasgassen* en *Denuclearisatie* van de federale bijdrage af te schaffen.

Onderstaande tabel herneemt de unitaire waarden van de federale elektriciteitsbijdrage, zoals deze door de CREG op haar website werden gepubliceerd.

De rechterkolom vermeldt de waarden zoals die zouden hebben gegolden, als het vrijstellingsmechanisme niet bestond.

Tabel 3.4: Evolutie van het bedrag van de federale bijdrage met en zonder vrijstelling (Bron: CREG)

<i>Jaar</i>	<i>Bijdrage MET vrijstelling</i>	<i>Bijdrage ZONDER vrijstelling</i>
2009	2,5986	2,3401
2010	4,0685	3,0538
2011	5,2648	3,0955

- **Component beschermde klanten: analyse van het sociale elektriciteits- en gasbeleid**

- **Analyse van de evolutie van het fonds**

Om de evolutie van het Fonds ter financiering van de beschermde klanten uiteen te zetten, hernemen we hier nogmaals de evolutie die dit fonds heeft ondergaan (inclusief 2012).

	Bedrag (EUR/MWh)			
	2009	2010	2011	2012
Financiering van de reële netto kost die voortvloeit uit de toepassing van maximumprijzen	0,7657	0,8269	0,8745	1,1982

Het fonds ter financiering van de beschermde klanten is sinds 2009 constant gegroeid met een opmerkelijke stijging in 2012 (+ 56,48 % ten opzichte van 2009).

Voor het jaar 2012 bedraagt het voorziene bedrag EUR 91 miljoen voor elektriciteit en EUR 131 miljoen voor gas. Dat stemt overeen met een stijging van respectievelijk 42 % en 94 % in vergelijking met de bedragen van 2011. Ten opzichte van 2004, het eerste jaar waarin het Fonds ter financiering van de beschermde klanten werd gecreëerd, is de evolutie nog spectaculairder. In vergelijking met dat jaar stellen we namelijk een vermenigvuldiging van de middelen vast, met factor 6 voor elektriciteit en factor 20 voor gas.

Deze ontwikkelingen zijn te wijten aan verschillende elementen, met name:

- de automatisering van de toekenning van het sociaal tarief;
- de uitbreiding van de categorieën van rechthebbenden;
- de grotere bewustmaking van de potentiële begunstigden ten aanzien van hun recht op het sociaal tarief;
- de lagere opbrengst van de federale elektriciteitsbijdrage;

- het toenemende verschil tussen het sociaal tarief en het normale tarief dat met name te wijten is aan de herziening van de berekeningsformule van het sociaal tarief.

➤ **Analyse van het sociale elektriciteits- en gasbeleid in België**

Begunstigden

In de zin:

- van de artikelen 3 tot 12 van de Programmawet van 27 april 2007, hierna de "Programmawet" genoemd;
- van het Ministerieel Besluit van 30 maart 2007 houdende vaststelling van sociale maximumprijzen voor de levering van elektriciteit aan de beschermde residentiële klanten met een laag inkomen of in een kwetsbare situatie, hierna het "Ministerieel Besluit van 30 maart 2007" genoemd;

dient te worden verstaan onder residentieel beschermde klanten:

1. in toepassing van artikel 2, A, alinea 4 tot 8 van het Ministerieel Besluit van 30 maart 2007 en artikel 4, 1° van de Programmawet, iedere eindafnemer of persoon die deel uitmaakt van diens gezin, die geniet van een beslissing tot toekenning, door de

Federale Overheidsdienst Sociale Zekerheid:

- van een tegemoetkoming aan gehandicapten ingevolge een blijvende arbeidsongeschiktheid van 65 %;
- van een aanvullende kinderbijslag voor kinderen die aan een fysieke of mentale handicap lijden van minstens 66 %;
- van een tegemoetkoming voor hulp van derden;
- van een tegemoetkoming voor hulp aan bejaarden;
- van een inkomensvervangende tegemoetkoming;
- van een integratietegemoetkoming.

2. in toepassing van artikel 2, A, alinea 3, 4, 7 en 8 van het Ministerieel Besluit van 30 maart 2007 en artikel 4, 1° van de Programmawet, iedere eindafnemer of persoon die deel uitmaakt van diens gezin, die geniet van een beslissing tot toekenning, door de **Rijksdienst voor Pensioenen**:

- van een tegemoetkoming aan gehandicapten ingevolge een blijvende arbeidsongeschiktheid van ten minste 65 % (een aanvullende tegemoetkoming of een tegemoetkoming ter aanvulling van het gewaarborgd inkomen);
- van een inkomensgarantie voor ouderen;
- van het gewaarborgd inkomen voor bejaarden;
- van een tegemoetkoming voor hulp van derden.

3. in toepassing van artikel 2, A, alinea 2 en 9, en B, alinea 1 van het Ministerieel Besluit van 30 maart 2007 en artikel 4, 1°, 2° en 3° van de Programmawet, iedere eindafnemer of persoon die deel uitmaakt van diens gezin, die geniet van een beslissing tot toekenning, door een **Openbaar Centrum voor Maatschappelijk Welzijn**:

- van het recht op maatschappelijke integratie;
- van een financiële steun aan een persoon die is ingeschreven in het vreemdelingenregister met een machtiging tot verblijf voor onbepaalde tijd en die omwille van zijn nationaliteit niet kan beschouwd worden als een gerechtigde op maatschappelijke integratie;
- van een maatschappelijke steun die geheel of gedeeltelijk door de Federale Staat ten laste wordt genomen;
- van een tegemoetkoming (voorschot) in afwachting van het gewaarborgd inkomen voor bejaarden, de inkomensgarantie voor ouderen of een tegemoetkoming voor gehandicapten.

De levering van gas aan collectieve verwarmingsketels van sociale woongebouwen gebeurt eveneens tegen het sociaal tarief.

Om van het sociaal tarief te kunnen genieten, dient dus vooraf een bepaald type van tegemoetkoming te zijn toegekend.

In sommige gevallen kan deze tegemoetkoming echter als aanvulling op een bestaand inkomen worden toegewezen, bijvoorbeeld in het geval van een aanvullende kinderbijslag voor een gehandicapt kind.

Daarentegen worden er een aantal klanten met financiële moeilijkheden niet in de lijst opgenomen, waardoor zij dus niet van het sociaal tarief genieten, wat de CWaPE en BRUGEL ertoe heeft gebracht om bijkomende maatregelen te treffen.

Zo kent het **Waals Gewest** het sociaal tarief eveneens toe aan de volgende aanvullende categorieën van klanten:

- begunstigen van een beslissing tot tegemoetkoming voor educatieve begeleiding van financiële aard bij een OCMW;
- personen die in een collectieve schuldenregeling zitten;
- personen die verwickeld zijn in een schuldbemiddelingsproces bij een OCMW of een erkend schuldbemiddelingscentrum.

Om van het tarief te kunnen genieten, moeten deze klanten door hun distributienetbeheerder (DNB) worden bevoorrad. Voorts dient opgemerkt dat een federale sociale klant eveneens klant kan blijven van zijn DNB.

Het **Brussels Gewest** breidt de toekenning van het sociaal tarief uit tot klanten die aan de volgende twee voorwaarden voldoen:

- ze moeten een ingebrekestelling van hun energieleverancier hebben ontvangen;
- ze moeten verwickeld zijn in een schuldbemiddelingsproces bij een erkend schuldbemiddelingscentrum, in een collectieve schuldenregeling zitten of het OMNIO-statuut hebben.

In dat geval wordt Sibelga hun leverancier.

Het **Vlaams Gewest** heeft geen specifieke maatregel getroffen. De klant die in staking van betaling verkeert en gedropt werd door zijn leverancier, wordt klant van de DNB en krijgt het tarief voor gedropte klanten toegewezen, dat doorgaans hoger ligt dan dat van zijn leverancier, voor zover dit tarief bedoeld is om wanbetalers te bestraffen.

De lijst van begunstigen zou kunnen worden herzien teneinde de aandacht veeleer te richten op de klanten die werkelijk in betalingsmoeilijkheden verkeren.

Sociaal tarief²²⁹

Het sociaal tarief wordt door de CREG berekend. Het wordt bekomen door voor de periode van drie maanden voorafgaand aan de berekening, de tarieven van de goedkoopste leverancier, van de goedkoopste DNB op te tellen en hiervan de forfaitaire kosten of abonnementskosten af te trekken. Dit tarief blijft 6 maanden geldig voor het hele grondgebied. Het garandeert alle sociale klanten het laagste tarief voor individuele leveringen.

Bij een sterke daling van de commerciële tarieven bestaat er echter een kleine kans dat het tarief dat op basis van de drie voorafgaande maanden werd berekend, hoger is dan de tarieven die de leveranciers hanteren gedurende de periode van 6 maanden dat het tarief van kracht is.

Vergoedingsmechanisme van de leveranciers

a) Gewestelijke sociale klanten

Aangezien het federale fonds de leveranciers niet vergoedt, worden de gewestelijke sociale klanten klant van hun eigen DNB. Het verschil tussen de leveringskosten en het sociaal tarief is inbegrepen in de kosten van de DNB en wordt gedekt door een toeslag op de distributietarieven. Ze worden dus niet meer op nationaal niveau samengevoegd, maar uitsluitend gedragen door de LS-klanten van de DNB.

b) Federale sociale klanten: Fondsen ter financiering van de beschermde klanten²³⁰ - schuldvorderingen

Vóór de liberalisering hielden de tariefhervormingen rekening met het gedeerde inkomen dat door de leveranciers van de sociale klanten werd gedragen.

Met de vrijmaking van de markt werden er fondsen ter financiering van de beschermde klanten voor elektriciteit en gas opgericht om het gedeerde inkomen van de leveranciers (incl.

²²⁹ Ministerieel Besluit van 30 maart 2007 houdende vaststelling van sociale maximumprijzen voor de levering van elektriciteit/gas aan de beschermde residentiële klanten met een laag inkomen of in een kwetsbare situatie.

²³⁰ Koninklijke besluiten van 21 januari 2004 tot vaststelling van de nadere regels voor de compensatie van de reële nettokost die voortvloeit uit de toepassing van de sociale maximumprijzen in de elektriciteitsmarkt/de aardgassector en de tussenkomstregels voor het ten laste nemen hiervan.

de DNB, wanneer zij gedropte federale sociale klanten bevoorraden) te compenseren. Zij hebben het recht om het verschil te recupereren tussen het sociaal tarief en het tarief waarvoor een meerderheid van klanten met een gelijkwaardig verbruiksprofiel opteerde gedurende dezelfde verbruiksperiode, door bij de CREG een schuldvordering in te dienen. Deze manier van werken vergt een aanzienlijke beheerinspanning, zowel van de leveranciers (incl. de DNB) als van de CREG, aangezien het bedrag van de schuldvordering klant per klant dient te worden berekend. Deze fondsen vergoeden alleen de bevoorrading van federale sociale klanten. De leverancier wordt dus niet gepenaliseerd.

De gas- en elektriciteitsfondsen worden aangevuld met de opbrengst van de component beschermde klanten van de federale bijdrage die eveneens door de beschermde en de industriële klanten wordt gedragen (rekening houdend met de degressiviteit). De leveranciers dragen niets bij. De kostprijs wordt over de elektriciteits-/gasklanten op het nationale niveau verdeeld.

Deze methode om het sociaal tarief te bepalen, biedt weliswaar het voordeel dat ze de laagste prijs garandeert, maar heeft het aanzienlijke nadeel dat de kostprijs van de maatregel volledig afhankelijk wordt gemaakt van de commerciële strategie van de leveranciers. Twee voorbeelden illustreren dit :

- als alle leveranciers dezelfde prijs hanteren, zal er geen verschil zijn tussen het sociaal tarief en het normale tarief. Het fonds zal niet worden gebruikt;
- als een leverancier (die aan de representativiteitsvoorwaarden voldoet) en/of een (representatieve) DNB beduidend lagere tarieven hanteert dan alle anderen, zal dit tot een sociaal tarief leiden dat aanzienlijk lager ligt dan het tarief van de leveranciers, en zal het gebruik van het fonds maximaal zijn.

Dit heeft tot gevolg dat de kostprijs van het mechanisme sterk schommelt en maakt het opstellen van een begroting ter zake erg moeilijk, zoals onderstaande tabellen ook illustreren.

Tabel 3.5: *Evolutie van de gemiddelde schuldvordering per klant en per leverancier (Bron: CREG)*

[Vertrouwelijk]

Tabel 3.6: *Evolutie van de bedragen van de fondsen (in EUR), de gemiddelde schuldvorderingen (in EUR/klant) en het aantal begunstigden van het sociaal tarief voor elektriciteit en gas*

[Vertrouwelijk]

Om hier iets aan te doen, zou er kunnen worden nagedacht over een terugkeer naar een forfaitaire vermindering, eventueel geplafonneerd tot een bepaald aantal verbruikte kWh (naar het voorbeeld van het hierna besproken Franse mechanisme). Dit zou het mogelijk maken om de kostprijs van de maatregel voorzienbaar en controleerbaar te maken en zou het administratieve beheer aanzienlijk verlichten.

➤ **Analyse van het sociale elektriciteitsbeleid in de buurlanden**

1. Frankrijk

1.1. Elektriciteit

1.1.1. *Mechanisme: speciale tarifiering van elektriciteit als een 'eerste levensbehoefte'*

De wetgever heeft forfaitaire steunmaatregelen voorzien voor klanten die in een preciaire situatie verkeren via het *Décret n°2004-325 du 8 avril 2004 relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité* (Decreet nr. 2004-325 van 8 april 2004 betreffende de speciale tarifiering van elektriciteit als een eerste levensbehoefte).

Sinds 2005 wordt het sociaal tarief toegekend aan personen van wie de middelen niet boven de middelenmaxima ('*plafonds des ressources*') uitkomen die gelden voor het verkrijgen van de aanvullende universele ziekteverzekering ('*couverture maladie universelle complémentaire*') (CMU-C)²³¹.

Via het eerste-levensbehoeftetarief ('*Tarif de Première Nécessité*') (TPN) kan men een korting verkrijgen op het abonnement en het elektriciteitsverbruik voor de eerste 100 kWh die per maand worden verbruikt, in vergelijking met de gereguleerde tarieven van de elektriciteitsverkoop. Sinds haar optrekking met 10 % op 31 december 2010 is de korting goed voor 40 à 60 % afhankelijk van het aantal verbruikseenheden ('*Unité de Consommation*') (UC)²³² die het gezin telt. De toewijzing van het TPN geldt voor een jaar en kan worden vernieuwd.

²³¹ Cfr.: <http://vosdroits.service-public.fr/F10027.xhtml>

²³² 1 UC voor de eerste volwassene van het gezin; 0,5 UC voor de andere gezinsleden van 14 jaar of ouder; 0,3 UC voor de kinderen jonger dan 14
(Bron: <http://www.insee.fr/fr/methodes/default.asp?page=definitions/unite-consommation.htm>)

Tabel 3.7: Eerste-levensbehoefte-tarief ('Tarif de Première Nécessité')

Aantal consumptie-eenheden (UC)	Korting
1	40%
1 < UC < 2	50%
> = 2	60%

Voor de begunstigen van het TPN geldt bovendien:

- dat de ingebruikneming en de registratie van het contract bij de installatie in een woning gratis is;
- dat een korting van 80 % wordt toegekend op de kostprijs van een aan de klant aangerekende verplaatsing, wanneer deze laatste, omwille van een achterstallige betaling, het voorwerp uitmaakt van een bevoorradingsonderbreking.

Het aantal gezinnen dat recht heeft op het TPN, wordt op ca. 2 miljoen geraamd. Het aantal rechthebbenden dat houder is van een contract voor de levering van elektriciteit, ligt echter lager omwille van de groepering van bepaalde rechthebbenden binnen eenzelfde woning. Eind 2010 genoten slechts 650.000 gezinnen het TPN. Opdat alle rechthebbenden dit tarief zouden genieten, heeft de Regering er zich toe verbonden om de toekenningsprocedure te automatiseren aangezien deze vandaag nog gebaseerd is op een attest dat door de klant moet worden ingevuld.

De steunmaatregel was in 2010 goed voor ca. EUR 40 miljoen. De vastgestelde gemiddelde korting op een jaarfactuur bedroeg EUR 70 in 2010 en EUR 95 all-in in 2011²³³.

1.1.2. Kosten

Het systeem wordt gefinancierd via de bijdrage aan de openbare dienstverlening voor elektriciteit ('*contribution au service public de l'électricité*') (CSPE). De CSPE is een unieke heffing op het stroomverbruik die tot doel heeft om het gebruik van warmtekrachtkoppeling en hernieuwbare energiebronnen, de evenwichtige tariefverdeling in de insulaire gebieden en de sociale maatregelen ten gunste van de klanten die in een precaire situatie verkeren, te financieren. De CSPE wordt over het algemeen geïnd door de stroomleverancier via de periodieke stroomfactuur van de verbruikende locatie.

²³³ CRE: <http://www.cre.fr/dossiers/la-cspe>

De CSPE wordt door de regering vastgelegd op voorstel van de regulator, de *Commission de Régulation de l'Énergie* (CRE). Ze was goed voor een bedrag van 4,8 EUR/MWh in 2008 en 4,5 EUR/MWh in 2009 en 2010. Sinds 2009 laat ze echter niet langer toe om de lasten te dekken die ze geacht wordt te financieren. In 2011 steeg ze dan ook tot 7,5 EUR/MWh en in 2012 zal ze nog oplopen tot 9 EUR/MWh tot 30 juni en daarna tot 10,5 EUR/MWh tot 31 december.

Op basis van de begunstigen van het TPN eind 2010 leidde de herziening van de tarieven tot een toename van de lasten in 2011 met ongeveer EUR 10 miljoen, ofwel 0,03 EUR/MWh, op een totale kostprijs van ca. EUR 49 miljoen. Uitgaande van een verdubbeling van de begunstigen zou de kostprijs van het TPN zodoende uitkomen op 0,28 EUR/MWh ofwel ca. EUR 90 miljoen.

In 2011 werden de kosten als volgt over de bijdragers verdeeld:

Tabel 3.8: Verdeling van de kostprijs van de CSPE over de bijdragers (Bron: CREG)

	Bijdrage CSPE		Geschatte kost TPN
	Verdeling	MEUR	MEUR
Residentieel	37,23%	1058	18,1
Kleine professionelen	11,86%	337	5,9
(Middel)grote ondernemingen	50,91%	1447	25
Totaal	100%	2842	49

Net zoals in België, is de residentiële klant niet de enige klant die de kostprijs van de maatregel dient te dragen.

1.2. Gas

1.2.1. *Mechanisme*

In 2008 voerde de Franse wetgever iets gelijkaardigs in voor gas, nl. het speciale solidariteitstarief ('*Tarif Spécial Solidarité*') (TSS) via het *Décret n° 2008-778 du 13 août 2008*

relatif à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité (Decreet nr. 2008-778 van 13 augustus 2008 betreffende de levering van aardgas tegen het speciale solidariteitstarief)²³⁴.

Het TSS wordt door de gasleveranciers aangeboden in de vorm van een forfaitaire korting (onderaan op de factuur of gestort per individuele cheque voor de gebruikers van collectieve verwarmingssystemen) die varieert in functie van het verbruik en de grootte van het gezin. Sinds haar herziening met 20 % op 1 april 2011, schommelt de TSS-korting zodoende tussen EUR 20 en EUR 142. In totaal is de korting goed voor ca. EUR 20 miljoen per jaar, een bedrag dat wordt gefinancierd via de bijdrage aan het speciale solidariteitstarief, betaald door de gasleveranciers ('*contribution au tarif spécial de solidarité*') (CTSS)²³⁵.

Voor de begunstigden van het TSS geldt bovendien dat:

- de ingebruikneming en de registratie van het contract bij de installatie in een woning gratis is;
- een korting van 80 % wordt toegekend op de kostprijs van een aan de klant aangerekende verplaatsing, wanneer deze laatste, omwille van een achterstallige betaling, het voorwerp uitmaakt van een bevoorradingsonderbreking.

In 2011 golden de volgende forfaitaire kortingen per gezin:

Forfaitaire vermindering in functie van UC in EUR all in/jaar	Individueel contract			Stads- verwarming
	Verbruiksmarge			
	0-1000 kWh/jaar	1000-6000 kWh/jaar	> 6000 kWh/jaar	
1	22	67	94	72
1<UC<2	29	90	125	95
>= 2	37	112	156	119

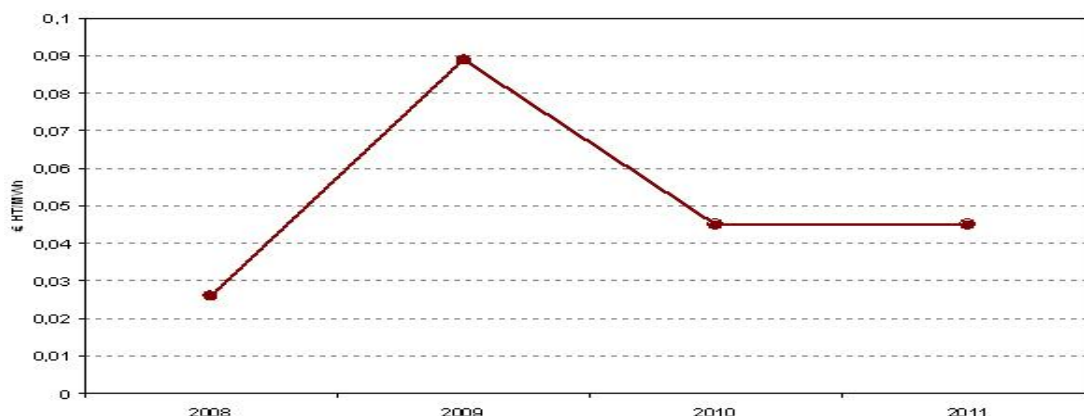
1.2.2. Kosten

Voor het jaar 2011 werd de unitaire bijdrage (CTSSG) herleid tot het voor 2010 bepaalde niveau van 0,045 EUR/MWh.

²³⁴ http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=7492C72263424534434A2D6179870C09.tp_djo04v_1?cidTexte=LEGITEXT000019326537&dateTexte=vig

²³⁵ <http://www.economie.gouv.fr/files/213%20-%20DP.pdf>

Figuur 3.5: Evolutie van de CTSSG (Bron: CRE²³⁶)



Bij de lancering van de maatregel had de CRE de unitaire kostprijs voor 2008 en 2009 bepaald op basis van een duidelijk te hoge raming van het aantal begunstigden. In 2008 bedroeg het geraamde aantal begunstigden 330.000 voor 2009 was dat 600.000²³⁷. In werkelijkheid genoten echter maar 132.000 en 298.000 gezinnen van het TSS. Het gevolg hiervan was dat het boekjaar 2009 werd afgesloten met een overschot van meer dan EUR 25 miljoen. Sindsdien werd de unitaire CTSSG beperkt tot 0.045 EUR/MWh (voor 2012 is de waarde nog niet gekend).

1.3. Vergelijking van de gemiddelde jaarlijkse korting die in België en in Frankrijk wordt toegekend

Tabel 3.9: Vergelijking van de gemiddelde jaarlijkse korting op de factuur van een huishoudelijke klant in Frankrijk en in België (Bron: CRE en CREG)

	Frankrijk	België
<i>Elektriciteit</i>		
2010	70	206
2011	95	157
<i>Gas</i>		
2011	20 à 142	376

²³⁶ <http://www.cre.fr/operateurs/service-public-du-gaz-ctss/montant>

²³⁷ <http://www.economie.gouv.fr/files/213%20-%20DP.pdf>

2. Groot-Brittannië

- **Doel**

De gas- en elektriciteitswetten belasten OFGEM met de opdracht om te waken over de belangen van de kwetsbare consument (gehandicapten, chronisch zieken, gepensioneerden of personen met een laag inkomen), met als doel de energiearmoede tegen 2016 (2018 in Schotland) uit te roeien.

De 'warmhuiskorting'-regeling ('*Warm Home Discount*') (WHD) die op 1 april 2011 werd ingevoerd, zal in maart 2015 aflopen. Dit programma volgt op een akkoord dat op vrijwillige basis met de regering in 2008 werd onderhandeld. Het verplicht de leveranciers om maatregelen te treffen teneinde de energiearmoede van hun klanten te verminderen (in 2008 ging het naar schatting om 4,5 miljoen gezinnen).

- **Definitie beschermde klant**

Een klant verkeert in een situatie van energiearmoede, wanneer zijn jaarlijkse energiefactuur meer dan 10 % van zijn jaarlijks inkomen bedraagt.

- **Verplichting voor de leveranciers**

De leveranciers die 250.000 klanten of meer hebben, moeten aan het programma deelnemen. Het programma zelf telt vier secties:

- **Kerngroep ('*Core group*')**: bejaarden met een laag inkomen. De korting moet hen worden toegekend;
- **Ruimere groep ('*Broader group*')**: de leveranciers moeten de korting aan een ruimere groep van consumenten toekennen die in een situatie van armoede verkeren of die het risico lopen om in een situatie van energiearmoede terecht te komen. Om te bepalen wie al dan niet tot deze groep behoort, hanteren ze eigen criteria die ze kunnen selecteren uit een lijst die in de wetgeving is opgenomen. Daarnaast staat het hen echter ook vrij om nog andere criteria te gebruiken, op voorwaarde dat deze door OFGEM werden goedgekeurd;

- **Verworven uitgavetoelage ('*Legacy spending allowance*')**: de leveranciers die al kortingen toekennen in het kader van het vrijwillige akkoord kunnen dat gedurende de eerste 3 jaar blijven doen. Het bedrag dat aldus aan deze groep van klanten wordt gespendeerd, dient echter wel geleidelijk aan af te nemen ten gunste van de tweede groep van klanten;
- **Sectorinitiatieven ('*Industry initiatives*')**: de leveranciers mogen nog andere types van uitgaven doen, bestemd om de factuur van de eindafnemer te verminderen, zoals het geven van energietips.

- **Bedrag van de korting**

De toegekende korting bedroeg GBP 120 in 2011 en zal dat ook bedragen in 2012. Voor 2014 en 2015 is een bedrag van GBP 140 voorzien. Dit bedrag wordt telkens in mindering gebracht van de factuur.

- **Totale kostprijs**

Tussen april 2010 en maart 2011 zouden de leveranciers GBP 150 miljoen uitgegeven moeten hebben. Voor 2011/2012 zou dit bedrag oplopen tot GBP 250 miljoen en voor 2014/2015 tot GBP 310 miljoen.

- **Bijdragers**

De kosten worden door de leveranciers aan al hun huishoudelijke klanten doorgerekend, wat in een toename van hun factuur met 3 GBP/jaar voor elektriciteit en met een gelijkaardig bedrag voor gas resulteert.

I.2. Ic1-klant

In vergelijking met de Dc-klant is de Ic1-klant niet aan de energiebijdrage onderworpen, recupereert hij de BTW en geniet hij van het degressiviteitsmechanisme van de federale

bijdrage. Niettemin zijn de belastingen en toeslagen goed voor respectievelijk 4 %, 6 % en 10 % van de factuur van Ic1-klant in Vlaanderen, Wallonië en Brussel. Dat percentage is de laatste drie jaar gestegen, zoals we in onderstaande tabel kunnen zien voor een klant met een contract bij Electrabel.

Tabel 3.10: Evolutie van het % van de toeslagen en belastingen in de factuur van de Ic1-klant

	2009	2010	2011
IMEWO	2,4%	3,5%	4,2%
IEH	4,2%	5,3%	5,8%
Sibelga	9,6%	10,8%	10,2%

De volgende tabel splitst de totaalcijfers per distributienetbeheerder (DNB) verder op en geeft meer inzicht in de verschillende toeslagen, heffingen en belastingen.

Tabel 3.11: Componenten en evolutie van de toeslagen en belastingen (Bron: CREG)

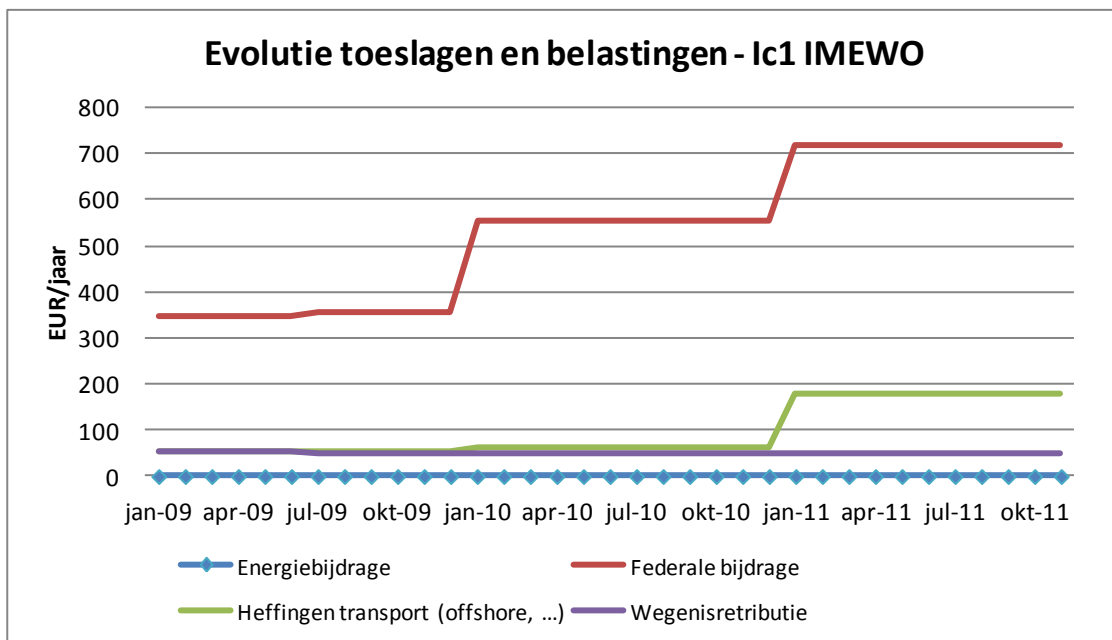
	Jaarlijks gemiddelde			2011 %	Evolutie 2011/2009	
	2009 EUR/jaar	2010 EUR/jaar	2011 EUR/jaar		%	EUR/jaar
Imewo						
Federale Bijdrage	350,34	554,29	717,16	76%	105%	367
Heffingen transport (offshore, ...)	55,84	61,92	177,44	19%	218%	122
Wegenisretributie	50,40	48,80	48,48	5%	-4%	-2
Aansluitingsvergoeding	0,00	0,00	0,00	0%		0
Totaal	456,58	665,01	943,08	100%	107%	486
IEH						
Federale Bijdrage	350,63	554,77	717,83	52%	105%	367
Heffingen transport (offshore, ...)	82,03	85,54	190,48	14%	132%	108
Wegenisretributie	309,64	343,36	349,60	25%	13%	40
Aansluitingsvergoeding	96,00	120,00	120,00	9%	25%	24
Totaal	838,30	1.103,67	1.377,91	100%	64%	540
Sibelga						
Federale Bijdrage	350,24	553,96	715,79	31%	104%	366
Heffingen transport (offshore, ...)	27,23	43,20	43,20	2%	59%	16
Wegenisretributie	465,76	467,04	481,60	21%	3%	16
Aansluitingsvergoeding	0,00	0,00	0,00	0%		0
ODV BXL]6; 9,5kVA] - EUR/jaar	1.046,92	1.046,92	1.065,60	46%	2%	19
Totaal	1.890,15	2.111,11	2.306,19	100%	22%	416

Bij het analyseren van deze tabel stellen we het volgende vast:

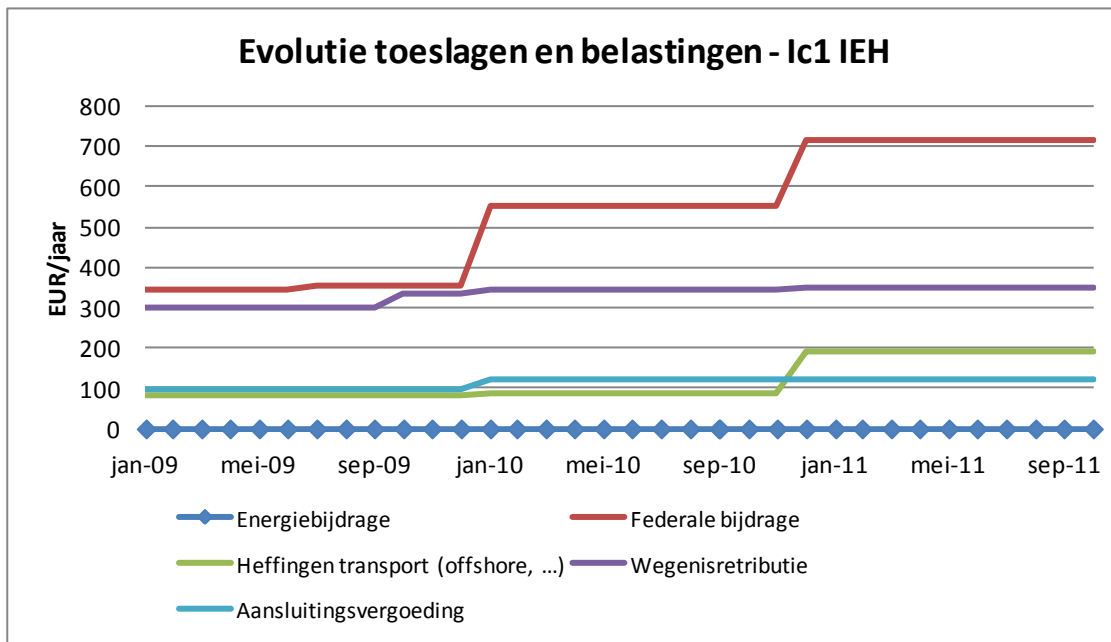
- de federale bijdrage is de belangrijkste component, zij het dat deze in Brussel nog wordt voorafgegaan door de ODV-bijdrage;
- de componenten die het sterkst zijn gestegen tussen 2009 en 2011 zijn:
 - in absolute cijfers, de federale bijdrage en de toeslagen op het transporttarief;
 - in groeipercentage, de toeslagen op het transporttarief (zij het in mindere mate bij Sibelga die het cascadesysteem niet toepast) en de federale bijdrage.

Er is duidelijk een verschil tussen de verschillende regio's vast te stellen. Volgende vier figuren geven dit duidelijk weer. In Vlaanderen wordt een lc1 het minst belast, in Brussel het zwaarst.

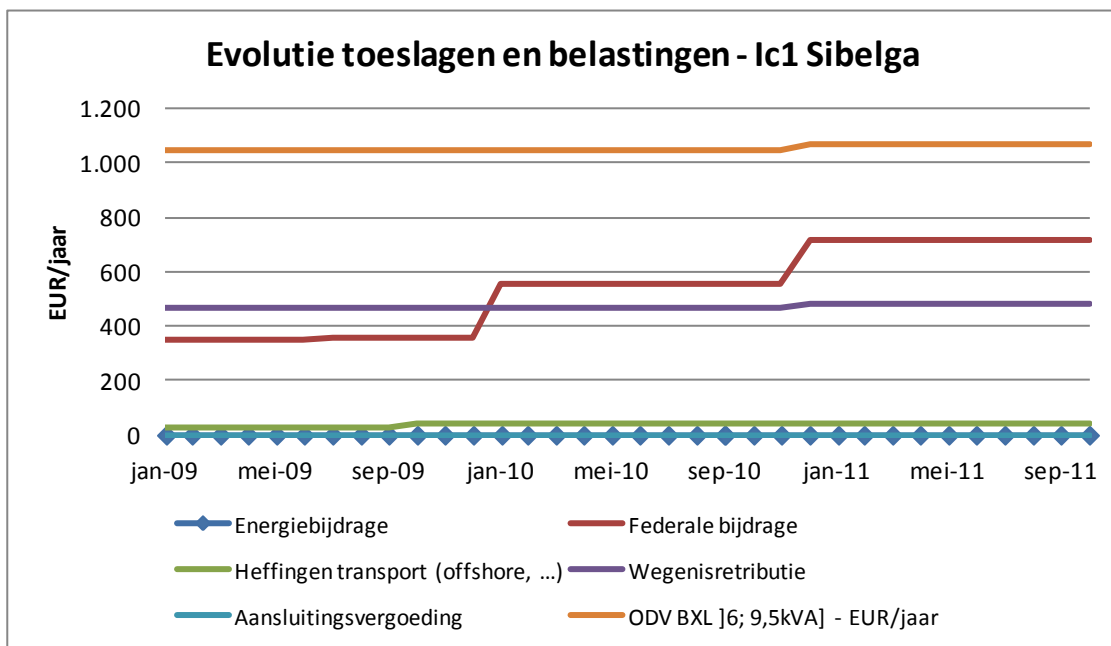
Figuur 3.6: Toeslagen en belastingen lc1 Imewo (Bron: CREG)



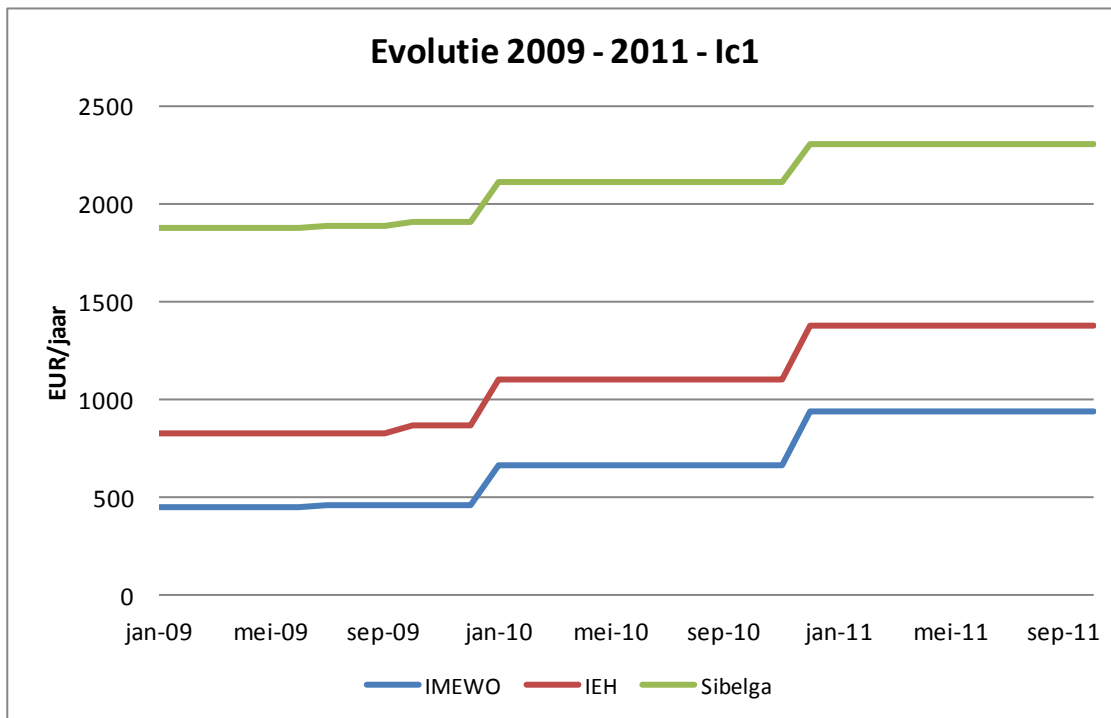
Figuur 3.7: Toeslagen en belastingen Ic1 IEH (Bron: CREG)



Figuur 3.8: Toeslagen en belastingen Ic1 Sibelga (Bron: CREG)



Figuur 3.9: Samenvatting toeslagen en belastingen Ic1 (Bron: CREG)



De verklaring voor de regionale verschillen moet worden gezocht bij de heffing van specifieke gewestelijke belastingen.

Wallonië:

- wegenisretributie om het verlies aan inkomsten van de gemeenten ten gevolge van de liberalisering van de markt en het wegvallen van het immaterieel dividend te compenseren;
- aansluitingsvergoeding.

Brussel :

- toeslag voor de financiering van de openbare dienstverplichtingen ten gunste van het sociale energiebeleid, het beleid inzake rationeel energiegebruik en de openbare verlichting.

I.3 Industriële klant (250 GWh/jaar)

Tabel 3.12: Toeslag gefactureerd aan grote industriële klanten in 2010

	Toeslag Exclusief Bijdrage Hernieuwbaar (EUR/MWh)
1e kwartiel	1,34
Mediaan	1,63
3e kwartiel	3,29

II. Buurlanden

II.1. Algemeen

Sinds 2005 kunnen we spreken van een stabiele structuur van de belastingen. De fiscale druk is er eveneens toegenomen via een stijging:

- van de BTW in Duitsland (+ 3 %) in 2007 en in Groot-Brittannië (+ 2,5 % voor de niet-residentiële niet-belastingplichtige klanten alleen);
- van de milieubelastingen (energiebelasting in Nederland en de toeslag hernieuwbare energie (EEG) in Duitsland);
- van de CSPE in Frankrijk in 2011, aangezien het bedrag van 4,5 EUR/MWh sinds 2009 onvoldoende bleek om de lasten te dekken, die ze geacht wordt te financieren. De bijdrage werd daarom opgetrokken tot 7,5 EUR/MWh, wat de factuur van de residentiële klanten met 3 % deed stijgen. Deze stijging is te wijten aan de toenemende behoefte aan subsidiëring van hernieuwbare energiebronnen. In Frankrijk is de promotie van hernieuwbare energiebronnen niet op marktmechanismen, maar op de aankoop van de productie tegen een onder een tariefafpraak vallende prijs gebaseerd. In 2010 werd volgens de CRE 44 % van het bedrag van de belasting aan deze aankopen besteed.

II.2. Berekening van de impact op de factuur van de klant en vergelijking met de andere landen

Voor 2010 werd het bedrag van de belastingen berekend voor vier typeklanten op basis van een gemiddelde elektriciteitsfactuur per land, waarop dan de belastingen werden toegepast, die in de volgende tabel worden vermeld.

Tabel 3.13: Vergelijking van de belastingen in België en de buurlanden (waarden 2010)

Tabel 2 - Vergelijking van de belastingen geheven bij de levering van elektriciteit aan de eindafnemer in België en in 4 aangrenzende landen - Waarden einde 2010

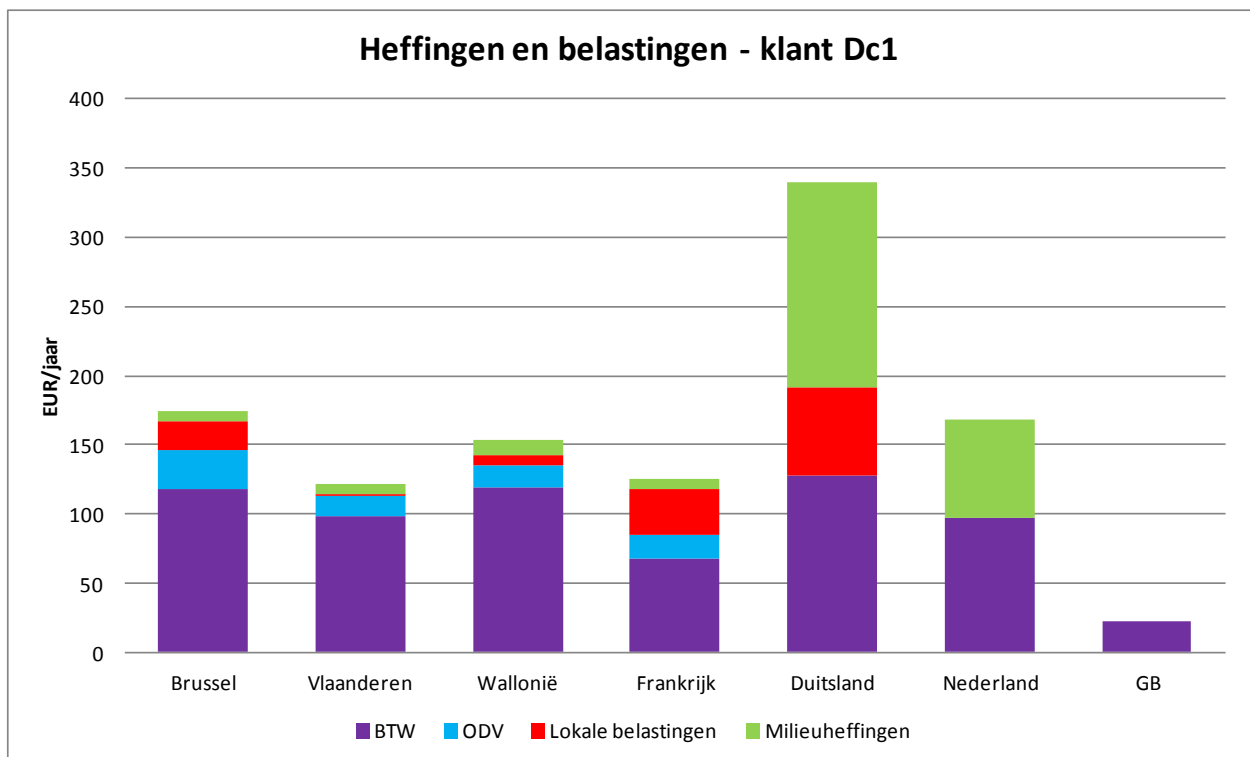
Belasting	België	Frankrijk	Duitsland	Nederland	Groot-Brittannië																																																
BTW	21% uitgezonderd aansluitingsvergoeding in Wallonië	≤36 kVA: abnormement, CTA: 5,5%, verbruik, aansluiting: 19,6% >36 kVA: 19,6%	19%	19%	Niet-residentieel: 17,5% (20% vanaf januari 2011) Residentieel 5%																																																
bijdragen voor openbare dienst-opdrachten	- Federale bijdrage (verschuldigd door de leverancier) Bijdrage CREG Nucleair passief (*) Kyoto-fonds (*) Fonds ODV Fonds beschermde klanten Forfaitaire vermindering elektrische verwarming Totaal + admin. kosten TNB-klanten (+1,1%) + admin. kosten DNB-klanten (0,1%TNB+1,1%DNB) - vrijstelling van (*) voor hernieuwbare elektriciteit & WKK - degressiviteit per verbruikslocatie: van 20 tot 50 MWh/jaar verbruikt - 15% van 50 tot 1.000 - 20% van 1.000 tot 25.000: - 25% van 25 tot 250.000: - 45% > 250.000 : beperkt tot maximum van 250.000 € +1,1% Recht voor financiering ODV HS: 67 c€/kwh LS: van 0 tot 132,86€ in functie van KVA	- Bijdrage aan de openbare dienst elektriciteit (CSPE) 0,45 c€/kWh + BTW (0,75c€/kWh in 2011) Voor zelfproducenten of verbruikers van ter plaatse door een derde opgewekte elektriciteit: 0,45 c€/ kWh > 240 GWh Beperkt tot maximum 0,5% van de toegevoegde waarde voor de industrie die meer dan 7 GWh verbruikt Beperkt per verbruikslocatie tot maximum 550.000 EUR/jaar - Tarifaire bijdrage voor transport (CTA) DNB (<40kV): 21% op het vaste deel van TURPE TNB (>40 kV): 8,20% op het vaste deel van TURPE (TURPE = verbruikstarief voor publieke elektrische netten) (is geen nieuwe belasting, was reeds in het abnormement inbegrepen)																																																			
Lokale Belasting	Wallonië - Wegensretributie (verschuldigd door LTNB, DNB) Afwenteling op afnemers aangesloten aan: TNB: 0 c€/kWh; LTNB: 0,02450 c€/kWh; DNB: van 0,19238 tot 0,2257 c€/kWh afhankelijk van DNB en spanningsniveau Vlaanderen - Retributie voor bezett. openb. domein (versch. door TNB, LTNB, DNB) van 0 c€/kWh tot 0,04 c€/kWh afhankelijk van DNB en spanningsniveau Brussel - Wegensretributie Voor geliberaliseerde HS-klanten : 0,292 c€/kWh, MS: 0,2919 c€/kWh HS: 0,5839 c€/kWh	Gemeente- en depart. belasting (versch. door leverancier en/of distributeur) <table border="1"> <thead> <tr> <th>Onderschreven vermogen</th> <th>Gemeente belasting</th> <th>Departement belasting</th> <th>Grondslag</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>≤ 36 kVA</td> <td>0% tot 8% max.</td> <td>0% tot 4% max.</td> <td>80% van het bedrag excl. belast. van de door de eindverbruiker betaalde factuur (levering & vervoer)</td> </tr> <tr> <td>> 36 kVA tot ≤ 250 kVA</td> <td>0% tot 8% max.</td> <td>0% tot 4% max.</td> <td>80% v/h bedrag excl. belast. v/d door de eindverbr. betaalde factuur (levering & vervoer)</td> </tr> <tr> <td>> 250 kVA</td> <td>0%</td> <td>0%</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> + BTW geheven op totaal bedrag (factuur + gemeentebelasting + departem. belasting)	Onderschreven vermogen	Gemeente belasting	Departement belasting	Grondslag	≤ 36 kVA	0% tot 8% max.	0% tot 4% max.	80% van het bedrag excl. belast. van de door de eindverbruiker betaalde factuur (levering & vervoer)	> 36 kVA tot ≤ 250 kVA	0% tot 8% max.	0% tot 4% max.	80% v/h bedrag excl. belast. v/d door de eindverbr. betaalde factuur (levering & vervoer)	> 250 kVA	0%	0%		Concessie (Konzessionsabgabe) (verschuldigd door DNB) <table border="1"> <thead> <tr> <th>Gemeentebelasting</th> <th>Bedrag excl. BTW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inbegrepen in dagtarief : tot 25.000 inwoners (in totaal)</td> <td>1,32 c€ / kWh</td> </tr> <tr> <td>tot 100.000 inwoners</td> <td>1,59 c€ / kWh</td> </tr> <tr> <td>tot 500.000 inwoners</td> <td>1,99 c€ / kWh</td> </tr> <tr> <td>meer dan 500.000 inwoners</td> <td>2,39 c€ / kWh</td> </tr> <tr> <td>Inbegrepen in nachttarief:</td> <td>0,61 c€ / kWh</td> </tr> <tr> <td>Indien jaarlijks verbruik > 30.000 kWh en jaarlijks vermogen > 30 kW (vermogen bereikt gedurende 2 maanden per jaar)</td> <td>0,11 c€ / kWh (ongeacht bevolkingscijfer)</td> </tr> </tbody> </table>	Gemeentebelasting	Bedrag excl. BTW	Inbegrepen in dagtarief : tot 25.000 inwoners (in totaal)	1,32 c€ / kWh	tot 100.000 inwoners	1,59 c€ / kWh	tot 500.000 inwoners	1,99 c€ / kWh	meer dan 500.000 inwoners	2,39 c€ / kWh	Inbegrepen in nachttarief:	0,61 c€ / kWh	Indien jaarlijks verbruik > 30.000 kWh en jaarlijks vermogen > 30 kW (vermogen bereikt gedurende 2 maanden per jaar)	0,11 c€ / kWh (ongeacht bevolkingscijfer)																				
Onderschreven vermogen	Gemeente belasting	Departement belasting	Grondslag																																																		
≤ 36 kVA	0% tot 8% max.	0% tot 4% max.	80% van het bedrag excl. belast. van de door de eindverbruiker betaalde factuur (levering & vervoer)																																																		
> 36 kVA tot ≤ 250 kVA	0% tot 8% max.	0% tot 4% max.	80% v/h bedrag excl. belast. v/d door de eindverbr. betaalde factuur (levering & vervoer)																																																		
> 250 kVA	0%	0%																																																			
Gemeentebelasting	Bedrag excl. BTW																																																				
Inbegrepen in dagtarief : tot 25.000 inwoners (in totaal)	1,32 c€ / kWh																																																				
tot 100.000 inwoners	1,59 c€ / kWh																																																				
tot 500.000 inwoners	1,99 c€ / kWh																																																				
meer dan 500.000 inwoners	2,39 c€ / kWh																																																				
Inbegrepen in nachttarief:	0,61 c€ / kWh																																																				
Indien jaarlijks verbruik > 30.000 kWh en jaarlijks vermogen > 30 kW (vermogen bereikt gedurende 2 maanden per jaar)	0,11 c€ / kWh (ongeacht bevolkingscijfer)																																																				
Milieu belasting	Federaal - Energiebijdrage (verschuldigd door de leverancier) LS < 1 kV 0,19088 c€/kWh < 1kV avec accord de branche ou accord environ. 0,09544 c€/kWh > 1kV 0 c€/kWh - Toeslag aankoopkosten offshore GSC door Elia 0,01286 c€/kWh - Toeslag aansluitingskosten offshore windmolentparken door Elia 0,01413 c€/kWh Wallonië Retributie voor aansluiting op het net (verschuldigd door leverancier) (energiefonds: financiering CWARE, RES-groen, status aan groene-stroomproducenten, sociale begeleiding op vlak van energie) <table border="1"> <thead> <tr> <th>Verbruikschijf</th> <th>Bedrag</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>van 0 tot 100 kWh (forfait)</td> <td>7,5 c€</td> </tr> <tr> <td>Voor de volgende kWh: LS-klanten +0,075 c€/kWh HS-klanten met verbruik < 10 GWh/jaar +0,06 c€/kWh HS-klanten met verbruik ≥ 10 GWh/jaar +0,03 c€/kWh</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> Vlaanderen - Toeslag REG van 0,0074 tot 0,0088c€/kWh afhankelijk van DNB en spanningsniveau	Verbruikschijf	Bedrag	van 0 tot 100 kWh (forfait)	7,5 c€	Voor de volgende kWh: LS-klanten +0,075 c€/kWh HS-klanten met verbruik < 10 GWh/jaar +0,06 c€/kWh HS-klanten met verbruik ≥ 10 GWh/jaar +0,03 c€/kWh		Geen specifieke belasting, maar een deel van CSPE wordt gebruikt voor de integratie van hernieuwbare energie	StmStG (component elektr. belasting) verschuldigd door leverancier <table border="1"> <thead> <tr> <th>Bijdrager</th> <th>Bedrag excl. BTW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Verbruiker niet opgenomen bij uitzonderingen</td> <td>2,05 c€/kWh</td> </tr> <tr> <td>Elektrische verwarming met accumulatie geïnstalleerd voor 01/04/1999</td> <td>1,23 c€/kWh</td> </tr> <tr> <td>Fabrieks-, landbouw-, bosbouwondernemingen verbruik ≤ 25 MWh/jaar</td> <td>2,05 c€/kWh</td> </tr> <tr> <td>verbruik > 25 MWh/jaar & indien belasting > verlichting sociale bijdrage</td> <td>1,23 c€/kWh</td> </tr> <tr> <td>Openbaar vervoer per spoor</td> <td>1,142 c€/kWh</td> </tr> <tr> <td>Voor het elektriciteitsverbruik : - opgewekt met behulp van hernieuwbare energiebronnen - met het doel om elektriciteit op te wekken - opgewekt voor eigen behoeften in een installatie waarvan het nominaal vermogen niet groter is dan 2MW en die nabij de plaats van verbruik is gelegen - opgewekt in het kader van contracten van het type "contracting" (bijv. WKK) WKK (Warmtekrachtopstelling) = toeslag op netbebruikstarief</td> <td>0 c€ / kWh</td> </tr> <tr> <td>Jaarlijks verbruik</td> <td>Montant (EUR / kWh) HTVA</td> </tr> <tr> <td>kWh ≤ 100 MWh/jaar</td> <td>0,13 c€/kWh</td> </tr> <tr> <td>kWh > 100 MWh :</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Normaal bedrag</td> <td>0,05 c€/kWh</td> </tr> <tr> <td>Voor ondernemingen uit de fabriekssector & ondernemingen voor vervoer per spoor waarvan de elektriciteitskosten het vorige jaar meer dan 4% van de nettoverkoop bedroegen</td> <td>0,025 c€/kWh</td> </tr> </tbody> </table> EEG (hernieuwbare energieën) verschuldigd door de TNB <table border="1"> <thead> <tr> <th>Type verbruiker</th> <th>Bedrag excl. BTW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Alle verbruikers buiten bijzonder stelsel</td> <td>jaarlijks berekend in functie van de kosten voor 2010: 2,047 c€/kWh (3,53 in 2011)</td> </tr> <tr> <td>Voor fabrieks-ondernemingen waarvan de kost elektriciteit/bruto toegevoegde waarde = 15%, voor kWh verbruik boven 10 GWh/jaar</td> <td>toeslag beperkt tot 0,05 c€/kWh</td> </tr> </tbody> </table>	Bijdrager	Bedrag excl. BTW	Verbruiker niet opgenomen bij uitzonderingen	2,05 c€/kWh	Elektrische verwarming met accumulatie geïnstalleerd voor 01/04/1999	1,23 c€/kWh	Fabrieks-, landbouw-, bosbouwondernemingen verbruik ≤ 25 MWh/jaar	2,05 c€/kWh	verbruik > 25 MWh/jaar & indien belasting > verlichting sociale bijdrage	1,23 c€/kWh	Openbaar vervoer per spoor	1,142 c€/kWh	Voor het elektriciteitsverbruik : - opgewekt met behulp van hernieuwbare energiebronnen - met het doel om elektriciteit op te wekken - opgewekt voor eigen behoeften in een installatie waarvan het nominaal vermogen niet groter is dan 2MW en die nabij de plaats van verbruik is gelegen - opgewekt in het kader van contracten van het type "contracting" (bijv. WKK) WKK (Warmtekrachtopstelling) = toeslag op netbebruikstarief	0 c€ / kWh	Jaarlijks verbruik	Montant (EUR / kWh) HTVA	kWh ≤ 100 MWh/jaar	0,13 c€/kWh	kWh > 100 MWh :		Normaal bedrag	0,05 c€/kWh	Voor ondernemingen uit de fabriekssector & ondernemingen voor vervoer per spoor waarvan de elektriciteitskosten het vorige jaar meer dan 4% van de nettoverkoop bedroegen	0,025 c€/kWh	Type verbruiker	Bedrag excl. BTW	Alle verbruikers buiten bijzonder stelsel	jaarlijks berekend in functie van de kosten voor 2010: 2,047 c€/kWh (3,53 in 2011)	Voor fabrieks-ondernemingen waarvan de kost elektriciteit/bruto toegevoegde waarde = 15%, voor kWh verbruik boven 10 GWh/jaar	toeslag beperkt tot 0,05 c€/kWh	Energiebelasting - grijze & groene stroom <table border="1"> <thead> <tr> <th>Verbruikschijf op een aansluitingspunt per 12 maanden</th> <th>Belasting per schijf excl. BTW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0 – 10.000 kWh</td> <td>11,14 c€/kWh</td> </tr> <tr> <td>> 10.000 – 50.000 kWh</td> <td>4,06 c€/kWh</td> </tr> <tr> <td>> 50.000 – 10.000.000 kWh</td> <td>1,08 c€/kWh</td> </tr> <tr> <td>> 10.000.000 kWh afnemers "niet"</td> <td>0,1 c€/kWh</td> </tr> <tr> <td>> 10.000.000 kWh afnemers "zaken"</td> <td>0,05 c€/kWh</td> </tr> </tbody> </table> - korting per aansluitingspunt 318,62 EUR/jaar (€197 in 2006, €199 in 2007) Type verbruik / verbruiker - Elektriciteit gebruik voor electrolyse, metallurgie, chemische reductie - Comenaribedrijven voor verbruik > 10 GWh / aansluiting / 12 maanden - verengingen zonder winsttoegmerk	Verbruikschijf op een aansluitingspunt per 12 maanden	Belasting per schijf excl. BTW	0 – 10.000 kWh	11,14 c€/kWh	> 10.000 – 50.000 kWh	4,06 c€/kWh	> 50.000 – 10.000.000 kWh	1,08 c€/kWh	> 10.000.000 kWh afnemers "niet"	0,1 c€/kWh	> 10.000.000 kWh afnemers "zaken"	0,05 c€/kWh	CCL: Residentieel: 0 Niet-residentieel: - Normale belastingvoet: 0,47 p/kWh = 0,55 c€/kWh + BTW (op basis gemiddelde wisselkoers 2010) - energy intensive users met CCLA: 0,55 * 20% = 0,11 c€/kWh - min inkomsten van ontvangen emissiecertificaten indien streekcijfer voortbijgestoken - tuinbouwers: 0,55 * 50% = 0,28 c€/kWh - zelf opgewekte, geëxporteerde, door kwaliteits-WKK of met behulp van hernieuwbare energiebronnen opgewekte elektriciteit die niet gebruikt wordt als brandstof (electrolyse): 0 c€/kWh
Verbruikschijf	Bedrag																																																				
van 0 tot 100 kWh (forfait)	7,5 c€																																																				
Voor de volgende kWh: LS-klanten +0,075 c€/kWh HS-klanten met verbruik < 10 GWh/jaar +0,06 c€/kWh HS-klanten met verbruik ≥ 10 GWh/jaar +0,03 c€/kWh																																																					
Bijdrager	Bedrag excl. BTW																																																				
Verbruiker niet opgenomen bij uitzonderingen	2,05 c€/kWh																																																				
Elektrische verwarming met accumulatie geïnstalleerd voor 01/04/1999	1,23 c€/kWh																																																				
Fabrieks-, landbouw-, bosbouwondernemingen verbruik ≤ 25 MWh/jaar	2,05 c€/kWh																																																				
verbruik > 25 MWh/jaar & indien belasting > verlichting sociale bijdrage	1,23 c€/kWh																																																				
Openbaar vervoer per spoor	1,142 c€/kWh																																																				
Voor het elektriciteitsverbruik : - opgewekt met behulp van hernieuwbare energiebronnen - met het doel om elektriciteit op te wekken - opgewekt voor eigen behoeften in een installatie waarvan het nominaal vermogen niet groter is dan 2MW en die nabij de plaats van verbruik is gelegen - opgewekt in het kader van contracten van het type "contracting" (bijv. WKK) WKK (Warmtekrachtopstelling) = toeslag op netbebruikstarief	0 c€ / kWh																																																				
Jaarlijks verbruik	Montant (EUR / kWh) HTVA																																																				
kWh ≤ 100 MWh/jaar	0,13 c€/kWh																																																				
kWh > 100 MWh :																																																					
Normaal bedrag	0,05 c€/kWh																																																				
Voor ondernemingen uit de fabriekssector & ondernemingen voor vervoer per spoor waarvan de elektriciteitskosten het vorige jaar meer dan 4% van de nettoverkoop bedroegen	0,025 c€/kWh																																																				
Type verbruiker	Bedrag excl. BTW																																																				
Alle verbruikers buiten bijzonder stelsel	jaarlijks berekend in functie van de kosten voor 2010: 2,047 c€/kWh (3,53 in 2011)																																																				
Voor fabrieks-ondernemingen waarvan de kost elektriciteit/bruto toegevoegde waarde = 15%, voor kWh verbruik boven 10 GWh/jaar	toeslag beperkt tot 0,05 c€/kWh																																																				
Verbruikschijf op een aansluitingspunt per 12 maanden	Belasting per schijf excl. BTW																																																				
0 – 10.000 kWh	11,14 c€/kWh																																																				
> 10.000 – 50.000 kWh	4,06 c€/kWh																																																				
> 50.000 – 10.000.000 kWh	1,08 c€/kWh																																																				
> 10.000.000 kWh afnemers "niet"	0,1 c€/kWh																																																				
> 10.000.000 kWh afnemers "zaken"	0,05 c€/kWh																																																				

Bij het maken van deze vergelijking is echter de nodige voorzichtigheid geboden, voor zover:

- het gevoerde fiscale beleid aanzienlijk van land tot land verschilt. Sommige landen kunnen opteren voor meer heffingen op de productiekosten. Hierdoor worden de belastingen geïnternaliseerd en verschijnen ze niet uitdrukkelijk op de uiteindelijke facturen, maar zijn ze wel in de kostprijs opgenomen;
- sommige niet aan de productie en de levering van elektriciteit gebonden kosten in sommige landen worden gefinancierd door de fiscaliteit op elektriciteit en in andere landen met externe middelen;
- de berekende evaluatie betrekking heeft op de elektriciteitsfactuur en niet op het hele boekhoudkundige plaatje voor de eindklant. Er wordt dus geen rekening gehouden met de herverdelingsmechanismen (in de vorm van bijvoorbeeld een verlichting van de sociale bijdragen);
- we dienden uit te gaan van een aantal hypothesen om de berekening te kunnen maken, met name met betrekking tot de inaanmerkingneming van de vrijstellingen;
- in sommige landen bepaalde procedés, zoals elektrolyse, aanzienlijke vrijstellingen genieten. Deze gevallen worden niet in de berekeningen opgenomen.

De positie van België ten opzichte van de ons omringende landen wordt in de volgende grafieken getoond per typeklant.

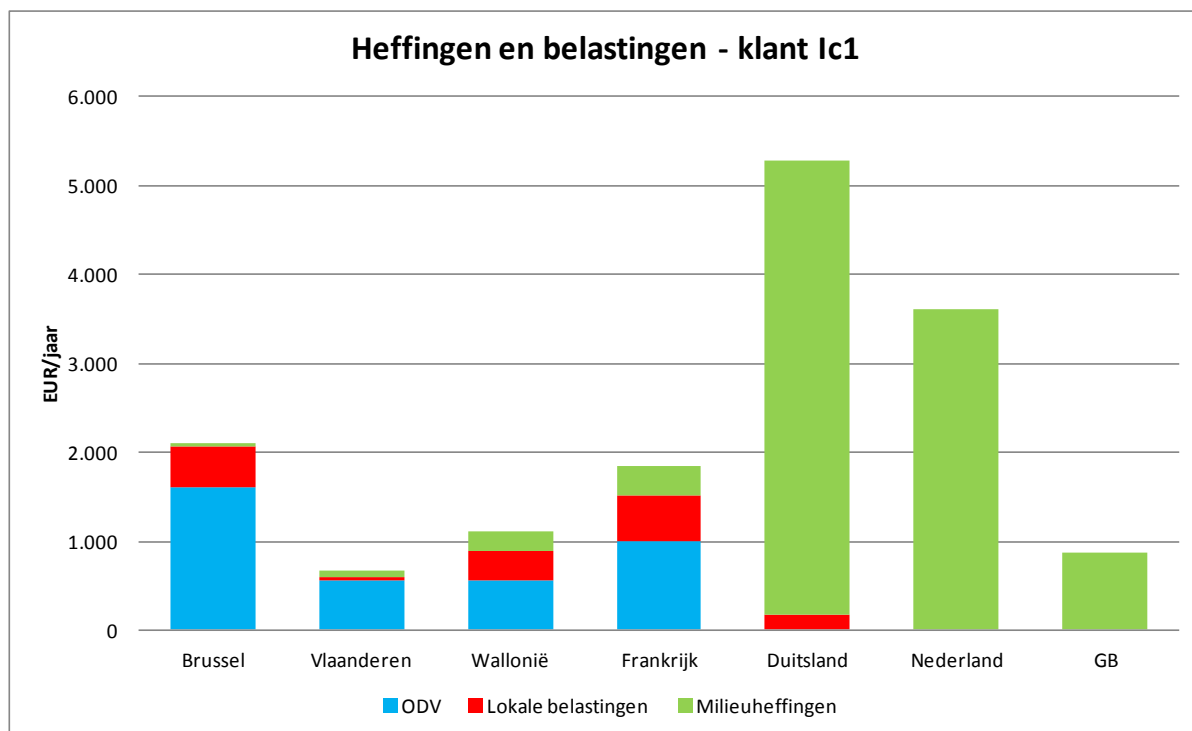
Figuur 3.10: Vergelijking van de fiscaliteit in België met de 4 buurlanden in 2010 voor een klant van het Dc-type (Bron: CREG + Frontier)



Qua fiscaliteitsniveau voor deze klant situeert België zich op de derde plaats, na Duitsland en Nederland, van wie het voortvarende milieubeleid duidelijk wordt weerspiegeld in het fiscaliteitsniveau. Voor de vijf landen neemt de BTW een groot deel van dit bedrag voor haar rekening. Deze belasting wordt namelijk niet alleen geheven op de componenten energie, transport en distributie van de factuur, maar ook – behoudens uitzondering – op de andere taksen en heffingen. In België is het BTW-tarief het hoogste.

Groot-Brittannië wordt door een erg zwakke fiscaliteit gekenmerkt. Voor de huishoudelijke klant geldt hier een BTW-percentag van 5,5 %.

Figuur 3.11: Vergelijking van de fiscaliteit in België met de 4 buurlanden in 2010 voor een klant van het Ic1-type (Bron: CREG + Frontier)



Voor deze klant weegt de fiscaliteit in België minder zwaar door in de factuur dan in 3 van de vermelde buurlanden. Verder wordt België door aanzienlijke ODV-belastingen gekenmerkt.

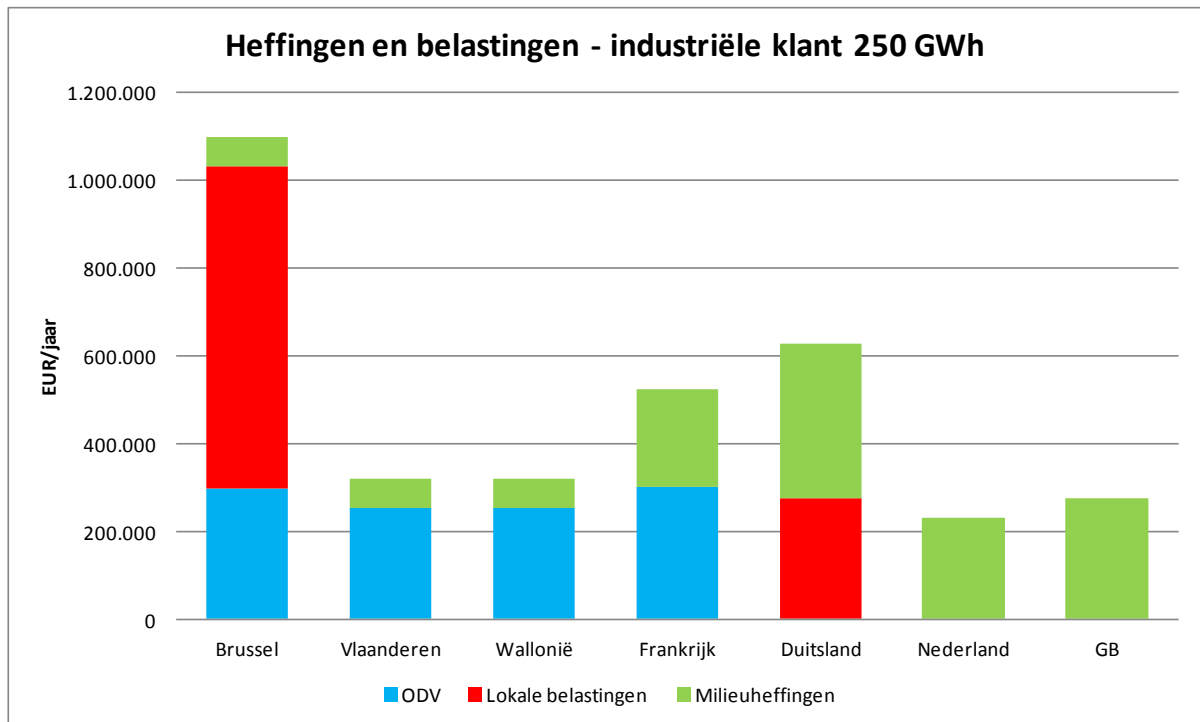
De Belgische federale bijdrage en de Franse CSPE verdelen de kostprijs van bepaalde solidariteitsmaatregelen over alle klanten (en dat op degressieve wijze en tot een bepaald plafond voor de grootste verbruikers). Zonder ODV-belastingen ontstaat er een grote kloof met Duitsland, Nederland en Groot-Brittannië omwille van de belasting op energie. Dit resultaat moet echter genuanceerd worden:

- deze belasting kan namelijk nul zijn in Duitsland en Groot-Brittannië als de klant 100 % groene stroom verbruikte;
- voormelde cijfers houden evenmin rekening met de bestaande herverdelingsmechanismen.

In Frankrijk bestaat er strikt genomen geen milieubelasting. Dat heeft alles te maken met de wijze van promotie van hernieuwbare energiebronnen die niet op marktmechanismen, maar op de aankoop van de productie tegen een onder een tariefafpraak vallende prijs is gebaseerd. Dat neemt evenwel niet weg dat het aandeel van de CSPE hand over hand

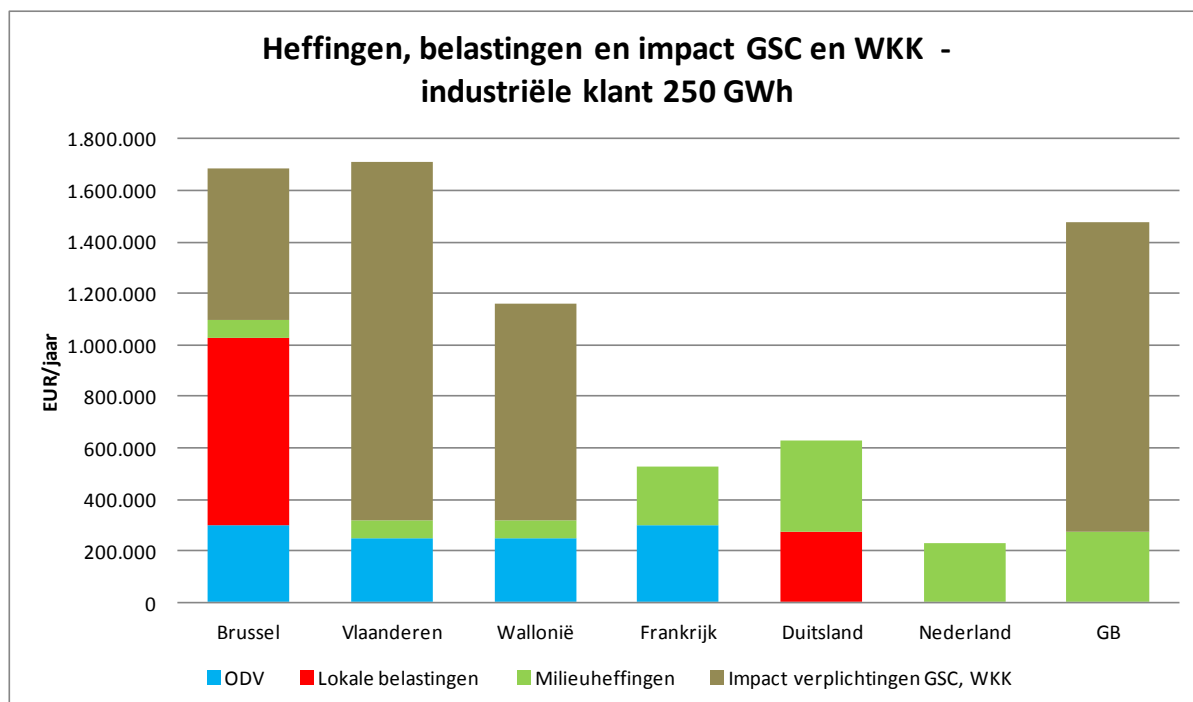
toeneemt. Voor 2010 werd de bijdrage door de CRE op 44 % van het bedrag van de belasting geraamd.

Figuur 3.12: Vergelijking van de fiscaliteit in België met de 4 buurlanden in 2010 voor een klant van het type industrie 25 GWh (Bron: CREG + Frontier)



Deze klant wordt in Wallonië en Brussel benadeeld door de inning van hoge lokale belastingen.

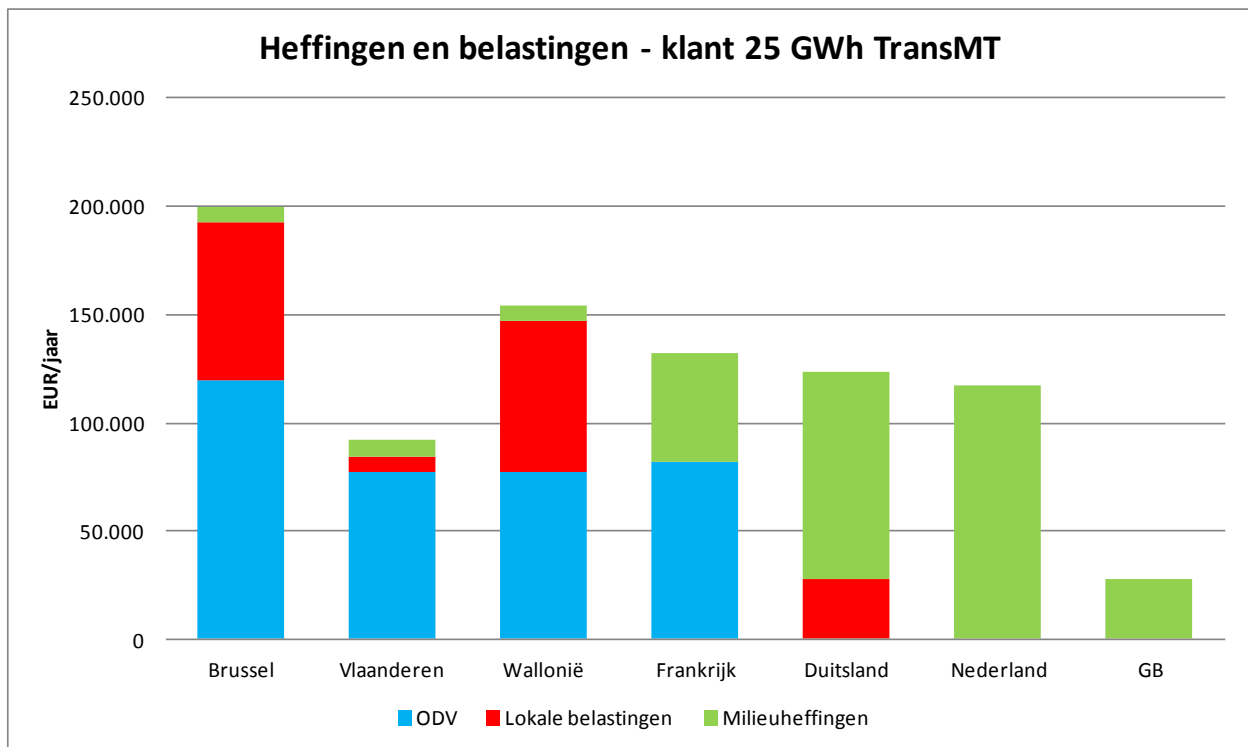
Figuur 3.13: Vergelijking van de fiscaliteit in België met de 4 buurlanden in 2010 voor een klant van het type industrie 250 GWh (Bron: CREG + Frontier)



De wegenisretributie benadeelt dergelijke in het Brussels Gewest gevestigde klanten aanzienlijk. Qua fiscaliteit situeren Vlaanderen en Wallonië zich in het midden van het peloton.

Als we hier echter de bijdragen hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling aan toevoegen, die door de leverancier worden geïnd om de verplichtingen te financieren, die ter zake worden opgelegd (in de 'Frontier Economics'-studie gehanteerde methodologie), krijgt België een heel andere positie in de ranglijst.

Figuur 3.14: Vergelijking van de fiscaliteit in België met de 4 buurlanden in 2010 voor een klant van het type industrie 250 GWh, impact GS en WKK (Bron: CREG + Frontier)



Deze twee grafieken illustreren de noodzaak om de overeenstemming tussen de kosten die door de leveranciers worden gedragen en de kosten die zij aan hun klanten doorrekenen, grondiger te controleren. Deze vaststelling geldt voor alle categorieën van klanten.

GAS

Voor gas bestaan er vier types van toeslagen:

- federale toeslagen;
- gewestelijke toeslag;
- DNB-toeslag;
- BTW.

De drie federale toeslagen die voor de eindafnemers gelden, zijn de energiebijdrage, de federale bijdrage en de toeslag beschermde klanten:

- energiebijdrage → financiert de sociale zekerheid;
- federale bijdrage → werking CREG, ODV-maatregelen van de OCMW's en verwarmingspremies;
- toeslag beschermde klanten → fondsen ter financiering van de beschermde klanten.

De volgende tabel toont de evolutie van de federale unitaire toeslagen voor de periode 2009-2011 in EUR/MWh, excl. BTW. Deze toeslagen gelden voor een T2 en een T4. Voor een T6-klant zijn dezelfde toeslagen van toepassing, met dit verschil dat de energiebijdrage voor een T6-klant 0,0942 EUR/MWh zal bedragen.

	Energie bijdrage	Federale bijdrage	Toeslag beschermde klanten	Sub totaal
2009	0,9889	0,1511	0,2415	1,3815
2010	0,9889	0,149	0,1777	1,3156
2011	0,9889	0,151	0,3506	1,4905
2012	0,9889	0,1309	0,609	1,7288

De enige gewestelijke toeslag die niet voor de DNB's geldt, is de Waalse aansluitingsretributie ('*redevance de raccordement*'). Voor de periode 2009-2012 is het unitaire bedrag van deze retributie ongewijzigd gebleven op 0,075 EUR/MWh.

De enige DNB-toeslag bij de gasactiviteit in de context van deze studie is de wegenisretributie. Er bestaan weliswaar andere elementen die als DNB-toeslagen zouden kunnen worden beschouwd, zoals de pensioenlasten, de maatregelen voor de openbare dienstverplichtingen en de rechtspersonenbelasting. Deze elementen zijn in feite echter kosten ten laste van de distributienetbeheerder, terwijl de wegenisretributie een eenvoudige '*pass through*' is. De bedragen die via deze belastingen worden geïnd, komen uiteindelijk bij de gemeenten/de provincie/het gewest terecht en mogen niet als een kost worden beschouwd.

Het unitaire bedrag van deze wegenisretributie varieert per DNB en per categorie (behalve voor Sibelga, waar hetzelfde bedrag geldt, ongeacht de categorie). De unitaire bedragen zijn degressief (minder voor een T4 en nog minder voor een T6) bij de Vlaamse (waaronder

Imewo) en Waalse gemengde DNB's (waaronder IGH). Het 1^{ste} deel van 2009 heeft betrekking op de eerste zes maanden van 2009 voor de Vlaamse gemengde DNB's van Eandis en de eerste negen maanden van 2009 voor de Brusselse DNB Sibelga. De bedragen zijn uitgedrukt in EUR/MWh, excl. BTW.

Wegenisretributie DNB	Imewo	IGH	Sibelga
2009 (1ste deel)	0,1311		1,048
2009 (2e deel)	0,1676		1,048
2010	0,138		1,051
2011	0,1393	1,91	1,083
2012	0,1406	1,91	1,096

Over het geheel genomen bedroegen alle belastingen (federale, gewestelijke, DNB) samen, excl. BTW, in januari 2012 bij een T2:

- 66,29 EUR in Brussel (3,8 % van de totale prijs);
- 43,48 EUR in Vlaanderen (2,5 % van de totale prijs);
- 84,64 EUR in Wallonië (4,7 % van de totale prijs).

De laatste toeslagcategorie is de belasting over de toegevoegde waarde of BTW. Deze bedraagt 21 % op alle bestanddelen van de verkoopprijs, met uitzondering van de toeslag beschermde klanten en de Waalse aansluitingsvergoeding, waarop de BTW niet van toepassing is.

De BTW is bijgevolg goed voor 17,2 %²³⁸ van de totale prijs. Op jaarbasis hebben we het (in januari 2012) dan over een bedrag van:

- 296,43 EUR in Brussel;
- 293,72 EUR in Vlaanderen;
- 307,99 EUR in Wallonië.

²³⁸ Op een prijs van 100 EUR excl. BTW is 21 EUR btw verschuldigd, waardoor de totale prijs dus 121 EUR incl. BTW bedraagt. Het aandeel van de BTW bedraagt bijgevolg 21/121 ofwel 17,35 % van de prijs. Bij gas is dat bedrag iets lager, omdat er geen BTW verschuldigd is op de toeslag beschermde klanten.

BIJLAGE 4 : ELECTRABEL ENERGYPLUS GAS

De aardgasprijzen voor Electrabel EnergyPlus (geïndexeerde energieprijz)



Van toepassing in juli 2011 - Inclusief BTW

Onderstaande prijsformules en voorwaarden maken integraal deel uit van de Bijzondere Voorwaarden van uw Contract met Electrabel Customer Solutions N.V. ("Electrabel").

De gasprijzen die u worden gefactureerd bestaan uit volgende 3 onderdelen: de prijs voor het gas vastgelegd door Electrabel en weergegeven onder punt 1, de tarieven voor het gebruik van de distributienetten (goedgekeurd door de CREG en gepubliceerd door de distributienetbeheerders) weergegeven onder punt 2 en tenslotte de toeslagen (taksen en heffingen) vastgelegd door de overheden en weergegeven onder punt 3.

1. GEÏNDEXEERDE ENERGIEPRIJS (1)

Verbruik/jaar	GAS 5 0 - 5 000 kWh	GAS 30 5 001 - 30 000 kWh	GAS 400 30 001 - 400 000 kWh
Vaste vergoeding (€/jaar)	43,72	46,52	54,18
Prijsformule	21,01 x lgd	22,36 x lgd	26,04 x lgd
Prijs per kWh (c€/kWh)	4,765	4,708	4,683
Prijsformule	2,0874 x Gpi + 0,2006 x lgd	2,0874 x Gpi + 0,1733 x lgd	2,0874 x Gpi + 0,1610 x lgd

Bovenvermelde energieprijz biedt u een prijsvoordeel van 2% ten opzichte van de energieprijz van het Electrabel Basisaanbod voor aardgas.

2. NETTARIEVEN: GEBRUIK VAN DE DISTRIBUTIENETTEN (2)

De energieprijzen (punt 1) dekken niet het gebruik van de distributienetten.

Distributienetbeheerder	DISTRIBUTIE							
	T1 0 - 5 000 kWh/jaar		T2 5 001 - 150 000 kWh/jaar		T3 150 001 - 1 000 000 kWh/jaar		Tarief voor de metingactiviteit	
	Vaste term	Proportionele term	Vaste term	Proportionele term	Vaste term	Proportionele term	Jaarlijkse meteropname	Maandelijkse meteropname
Vlaams Gewest	(€/jaar)	(c€/kWh)	(€/jaar)	(c€/kWh)	(€/jaar)	(c€/kWh)	(€/jaar)	(€/jaar)
GASELWEST	17,07	2,547	75,21	1,385	734,18	0,945	7,19	189,97
IMEA	14,88	2,258	93,09	0,694	372,33	0,508	7,19	189,97
IMEWO	20,06	3,008	112,58	1,158	555,91	0,863	7,19	189,97
INTER-ENERGA	15,19	2,430	76,57	1,210	969,63	0,615	6,23	181,50
INTERGAS *	-	-	-	-	-	-	-	-
INTERGEM	15,88	2,381	76,68	1,165	617,08	0,805	7,19	189,97
IVEG	14,70	2,170	85,47	0,741	159,30	0,691	6,23	181,50
IVEKA	15,81	2,354	84,95	0,971	531,01	0,674	7,19	189,97
IVERLEK	15,29	2,281	76,19	1,063	571,10	0,733	7,19	189,97
SIBELGAS NOORD	18,05	2,814	100,15	1,172	221,50	1,091	7,19	189,97
INFRA WEST	7,20	2,768	83,85	1,224	904,56	0,678	6,23	181,50
Waals Gewest	(€/jaar)	(c€/kWh)	(€/jaar)	(c€/kWh)	(€/jaar)	(c€/kWh)	(€/jaar)	(€/jaar)
ALG	24,20	2,455	94,38	1,011	857,89	0,441	6,11	73,33
GASELWEST	17,07	2,760	75,21	1,597	734,18	1,158	7,19	189,97
IDEG	14,71	3,173	91,22	1,643	620,86	1,254	9,17	194,70
IGH	14,90	3,174	92,34	1,625	628,51	1,218	9,17	194,70
INTERLUX	12,52	3,031	77,67	1,729	528,70	1,428	9,17	194,70
SEDILEC	14,46	3,055	89,62	1,551	610,03	1,187	9,17	194,70
SIMOGEL	12,17	2,539	75,47	1,272	513,68	0,980	9,17	194,70
Brussels Hoofdstedelijk Gewest	(€/jaar)	(c€/kWh)	(€/jaar)	(c€/kWh)	(€/jaar)	(c€/kWh)	(€/jaar)	(€/jaar)
SIBELGA	13,07	2,623	74,49	1,395	1061,85	0,737	9,53	433,49

* De distributietarieven zijn beschikbaar op www.intergasnetbeheer.nl

3. TOESLAGEN

Deze toeslagen zijn niet inbegrepen in de energieprijzen (punt 1).

FEDERAAAL	(c€/kWh)
Energiebijdrage	0,11966
Federale bijdrage	0,01827
Toeslag beschermde klanten	0,03506
TOTAAL	0,17299

AANSLUITINGS VERGOEDING (Waals Gewest)	
0 - 100 kWh/jaar	0,0075 €
< 1 GWh/jaar	0,0075 c€/kWh

De aansluitingsvergoeding wordt niet aan BTW onderworpen.

(1) De prijzen voor aardgas van Electrabel, vermeld in de tabel van punt 1, hierboven, voorzien een maandelijkse indexatie op basis van de parameters lgd en Gpi. De prijsformules zijn uitgedrukt exclusief BTW.

In deze tabel worden de geïndexeerde prijzen weergegeven, berekend op basis van de waarden van de parameters voor de maand (06/2011). De waarden van de maandelijkse parameters voor (06/2011) zijn Gpi = 1,7214 en lgd = 1,7195.

Electrabel gebruikt de formule van de parameter lgd zoals gepubliceerd in het Ministerieel Besluit van 12 december 2001. lgd evolueert in functie van het niveau van de salarissen in de sector van de technologische bedrijven (Agoria) alsook in functie van prijsindexen van de industriële productie (groothandelsprijzen).

De parameter Gpi evolueert in functie van de prijzen voor gasolie op de internationale markten en in functie van de gasprijs op de groothandelsmarkt van Zeebrugge, volgens de formule hieronder weergegeven.

$Gpi = (0,25 \text{ HUB} + 0,0468 \text{ GOL03} + 4,63 \times (CPIy-1 / CPIy-2 - 0,02) - 1,30) / 21,21479$

De definities van de componenten van Gpi zijn de volgende:

- HUB is de maandelijkse forward prijs van aardgas op de hub te Zeebrugge (gepubliceerd door Heren in "European Spot Gas Markets" onder de titel "Heren Monthly Indices"), omgezet in €/MWh.

- GOL03 is het rekenkundig gemiddelde van de maandelijkse noteringen (gepubliceerd door Platt's onder de titel "Barges FOB Rotterdam") van stookolie 0,1% S gedurende de 6 maanden voorafgaand aan het trimester van levering, omgezet in €/ton.

- CPIy is de consumptieprijsindex in België. In de formule van Gpi wordt deze term één maal per jaar aangepast, namelijk in oktober.

De jaarlijkse verbruiksfacturen worden opgemaakt op basis van het gewogen gemiddelde van de prijzen van de betreffende verbruiksmaanden.

De prijs voor het gebruik van het transportnet (Fluys) is in de hierboven vermelde energieprijz inbegrepen. De aangegeven prijzen zijn afgerond.

(2) Electrabel past de Nettarieven toe zoals goedgekeurd door de CREG en gepubliceerd door de bevoegde netbeheerders.

Ter informatie worden de tarieven geldig voor het derde kwartaal van 2011 hierboven weergegeven (zoals gepubliceerd op www.creg.be op 01/07/2011).

Conform het Ministerieel Besluit van 30/03/2007 en artikel 4 van de Programmwet van 27 april 2007 (met ingang van 1 juli 2009) hebben de volgende personen recht op het sociaal tarief: de eindafnemers of iedere persoon die onder hetzelfde dak leeft of een lid van hun gezin die genieten van (i) een leefloon van het OCMW, (ii) een gewaarborgd inkomen voor bejaarden of de rechthebbende die met toepassing van artikel 21, §2 van de wet van 1 april 1969 het recht op de rentebijslag behouden of een inkomensgarantie voor ouderen (IGO), (iii) een tegemoetkoming aan gehandicapten (bijzondere arbeidsongeschiktheid of invaliditeit van minstens 65%), (iv) een inkomensvervangende tegemoetkoming aan gehandicapten, (v) een integratietegemoetkoming aan gehandicapten, (vi) een tegemoetkoming voor hulp aan bejaarden, (vii) een tegemoetkoming van het OCMW in afwachting van het gewaarborgd inkomen voor bejaarden, een inkomensgarantie voor ouderen, een tegemoetkoming voor gehandicapten of een tegemoetkoming voor hulp aan bejaarden, (ix) een financiële sociale steun verstrekt door het OCMW aan bepaalde gereguleerde vreemdelingen, (x) personen die een steun verkrijgen die gedeeltelijk of volledig ten laste wordt genomen door de federale staat of (xi) kinderen die getroffen zijn door een lichamelijke of geestelijke ongeschiktheid van ten minste 60 pct.

MCR/RESID_GAZ_energyplus.nl Electrabel Customer Solutions N.V. - BTW BE 0476 306127 RPR Brussels

De Bijzondere Voorwaarden kunt u terugvinden door te klikken op de overeenstemmende link op vorige webpagina's.



BIJLAGE 5: WETSONTWERP VANGNET

VOORONTWERP VAN WET TOT WIJZIGING VAN DE WET VAN 29 APRIL 1999 BETREFFENDE DE ELEKTRICITEITSMARKT EN DE WET VAN 12 APRIL 1965 BETREFFENDE HET VERVOER VAN GASACHTIGE EN ANDERE PRODUCTEN DOOR MIDDEL VAN LEIDINGEN

MEMORIE VAN TOELICHTING

DAMES EN HEREN,

1. De wet van 8 januari 2012 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen, introduceerde een “vangnet” met als doel het omkaderen van de gevolgen van de volatiliteit van de voor de residentiële klanten en de KMO’s gehanteerde prijzen en het afremmen van de stijging van deze prijzen. In de memorie van toelichting van deze wet werd er verwezen naar de conclusies van tal van studies die met name door de Nationale Bank van België en de CREG werden opgesteld en waarin wordt gesteld dat:

- de elektriciteits- en gasprijzen snel veranderen en dat sneller dan in de buurlanden;
- de prijswijzigingen groter zijn;
- de volatiliteit van deze prijzen een inflatoir effect heeft.

2. Als reactie op deze vaststellingen werd er een vangnet bedacht, dat enerzijds erin bestaat om de indexering van de gas- en elektriciteitsprijzen te beperken en erop toe te zien dat de indexeringsformules correct worden toegepast, en dat anderzijds ook een controle van de andere prijsstijgingen omvat, met name door deze te vergelijken met de prijzen die in de buurlanden worden gehanteerd. Volgens de nieuwe wet is de CREG belast met de uitvoering van deze controles, in nauwe samenwerking met de Nationale Bank van België.

3. Niettemin blijkt dat, hoewel het ingevoerde mechanisme inderdaad een positieve impact kan hebben op de volatiliteit van de prijzen als zodanig (aangezien het mechanisme het aantal indexeringen beperkt tot vier per jaar), het niet echt zal toelaten om de snelle stijging van de energieprijzen af te remmen. Er wordt namelijk geen enkele controle op de prijs- en indexeringsformules zelf, noch op de gebruikte parameters ingevoerd; de CREG

mag er alleen op toezien dat de indexeringsformules correct worden toegepast. Niets belet de leveranciers dan ook om hun prijs- en indexeringsformules zodanig samen te stellen dat de prijzen onvermijdelijk naar boven zullen worden geïndexeerd en dat zonder dat er werkelijk een verband hoeft te bestaan met de kosten waarmee de leveranciers zich geconfronteerd zien.

4. Voorts heeft het mechanisme ook een ongewenst effect voor zover het de indruk wekt dat de CREG de door de leveranciers gebruikte prijs- en indexeringsformules goedkeurt, terwijl ze alleen maar bevoegd is om de correcte toepassing ervan te verifiëren.

5. Dit efficiëntieprobleem vormt bovendien tevens een juridisch obstakel. Uit recente rechtspraak van het Hof van Justitie²³⁹ blijkt namelijk dat, om als evenredig te kunnen worden beschouwd, een maatregel die afbreuk doet aan de vrije bepaling van de prijs voor de levering van energie, “*de realisatie van de doelstelling die hij beoogt, moet kunnen garanderen*”, wat niet het geval zal zijn voor de nieuwe artikelen 20bis van de elektriciteitswet en 15/10bis van de gaswet. Het risico bestaat dan ook dat het mechanisme voortdurend wordt verlengd, terwijl het per definitie volgens het Hof van Justitie voorlopig en tijdelijk dient te zijn.

6. De afdeling wetgeving van de Raad van State was verder tevens van mening dat het ingevoerde mechanisme afbreuk deed aan de onafhankelijkheid van de regulerende instantie die door de richtlijnen 2009/72/EG en 2009/73/EG wordt voorgeschreven. Volgens de Raad van State dient de verplichting voor de CREG om in het kader van de controle van de stijging van de prijzen te onderhandelen met de leverancier die een dergelijke stijging voorstelt, en hiertoe overleg te plegen met de Belgische Nationale Bank, namelijk beschouwd te worden als iets wat indruist tegen artikel 35, §§ 4 en 5 van de elektriciteitsrichtlijn en artikel 39, §§ 4 en 5 van de gasrichtlijn, gelet op met name het feit dat deze onderhandelingen geacht worden plaats te vinden, alvorens de CREG haar definitieve beslissing ter zake neemt. Daarenboven lijkt de tussenkomst van een lid van het Instituut van de bedrijfsrevisoren bij betwisting door de leverancier van de door de CREG gedane vaststelling dat de indexeringsformule niet correct zou zijn toegepast, eveneens in strijd met richtlijn 2009/72/EG; het advies dat door het lid van het IBR wordt uitgebracht, is immers bindend voor de CREG, terwijl artikel 35, § 4, b), ii) verbiedt dat de regulerende instantie bij het verrichten van haar reguleringsstaken een directe instructie van eender welke publieke of particuliere entiteit verlangt of ontvangt.

²³⁹ H.J.E.U., arrest C-242/10 van 21 december 2011, *Enel Produzione SpA*, § 55

7. Omwille van voormelde redenen dient het vangnetmechanisme dan ook grondig herzien te worden. Onderhavig ontwerp wil er echter wel de fundamenteel geachte aspecten van bewaren in het licht van het Europese recht, met name het nagestreefde doel, het tijdelijke karakter van de maatregel en de categorieën van beoogde personen.

8. In zijn *Federutility*-arrest²⁴⁰ verklaarde het Hof van Justitie van mening te zijn dat het de lidstaten was toegestaan om tussen te komen in de prijsstelling voor aardgas voor de eindafnemer, op voorwaarde dat daarbij de voorwaarden van artikel 3 van richtlijn 2003/55/EG zouden worden gerespecteerd²⁴¹. Concreet dient volgens het Hof het algemeen economisch belang de tussenkomst van de staat te rechtvaardigen. In haar advies nr. 49570/3 van 31 mei 2011 oordeelde de afdeling wetgeving van de Raad van State dat een wetgeving die de handhaving op een redelijk niveau van de prijs voor de levering van elektriciteit en gas aan de eindafnemer beoogt, een doel van algemeen economisch belang nastreeft.

9. Niettemin was het Hof van Justitie van mening dat een dergelijke tussenkomst in ieder geval het evenredigheidsprincipe diende te respecteren en in de eerste plaats alleen maar kon voor een beperkte tijd alsook regelmatig herzien diende te worden om na te gaan of de handhaving ervan nog nodig was, gelet op de evolutie van de markt, ook al viel ze principieel te rechtvaardigen. In dit opzicht werd het door de wet van 8 januari 2012 ingevoerde mechanisme grondig herzien conform het advies van de afdeling wetgeving van de Raad van State, zodat de vervaldata van de maatregel alsook zijn regelmatige evaluatie niet door dit ontwerp worden gewijzigd en als in overeenstemming met de Europese jurisprudentie dienen te worden beschouwd.

10. Wat de door de maatregel beoogde personen betreft, plaatst de wet van 8 januari 2012 de residentiële eindafnemers en de KMO's onder de bescherming van het vangnet. Deze categorieën van klanten worden overigens in de gas- en elektriciteitswetten gedefinieerd. Volgens de afdeling wetgeving van de Raad van State verzekert het feit dat de tussenkomst van overheidswege aan deze categorieën van afnemers wordt voorbehouden, het evenredige karakter van de maatregel, gelet op de bijzondere aandacht die artikel 3 van de richtlijnen 2009/72/EG en 2009/73/EG aan de huishoudelijke afnemers en de kleine ondernemingen schenkt. De ontwerptekst die nu de laagspannings- en lagedrukklanten

²⁴⁰ H.J.E.U., arrest van 20 april 2010, *Federutility et al.*, aff. C-265/08.

²⁴¹ *Mutatis mutandis* gaat dat ook op voor elektriciteit. Bovendien geldt de jurisprudentie eveneens voor de nieuwe richtlijn 2009/72/EG en 2009/73/EG.

beoogt, wil simpelweg de categorieën van klanten verduidelijken die van de maatregel kunnen genieten in overeenstemming met artikel 3 van voormelde richtlijnen.

11. Volgens het Hof van Justitie mag de tussenkomst van de staat in de bepaling van de energieprijs bovendien niet verder gaan dan wat nodig is om het beoogde doel van algemeen economisch belang te verwezenlijken. Dienaangaande oordeelde het Hof dat, afgezien van de *in casu* toepasselijke regelgevende tekst, nagegaan diende te worden of, in de praktijk, de controle van de overheid zich wel degelijk beperkte tot dat/die element(en) waarvoor de kans het grootste was dat het/ze zou(den) leiden tot een stijging van de aardgasprijzen²⁴². In zijn advies die aan de wet van 8 januari 2012 voorafging, stelt de Raad van State bij het hernemen van dit criterium dat louter het controleren van de correcte toepassing van de indexeringsformules als evenredig kon worden beschouwd, gelet op de mogelijkheid voor de leveranciers om er zelf de parameters van te bepalen; anderzijds bleek de Raad eveneens van mening dat de bevoegdheid van de CREG om elke stijging van de energieprijzen te controleren, daarentegen onevenredig was.

12. Zoals duidelijk uit de hierboven reeds aangehaalde studies blijkt, zal de stijging van de voor de eindafnemers geldende energieprijzen niet worden ingedijkt door het aantal jaarlijkse indexeringen te beperken en de correcte toepassing van de indexeringsformules te verifiëren. Om dat te bewerkstelligen, moet er, zij het weliswaar voor een beperkte termijn, een echte regulering van de leveringsprijzen worden ingesteld om ervoor te zorgen dat de prijzen werkelijk de kosten van de leveranciers weerspiegelen en in functie van deze kosten evolueren, en bijgevolg niet afhangen van elementen, formules of parameters die losstaan van deze kosten.

Het voorgestelde mechanisme druist bijgevolg geenszins in tegen de jurisprudentie van het Hof van Justitie, voor zover het precies voor een versterking van de gezonde concurrentie wil zorgen door de leveranciers de mogelijkheid te bieden om hun reële kosten aan hun klanten door te rekenen en hun prijzen in functie van deze kosten - en alleen hun reële kosten - te bepalen. De aantasting van de vrije prijsstelling zou onevenredig zijn als de tussenkomst van de staat ertoe zou leiden dat bepaalde kosten niet aan de klanten zouden kunnen worden doorgerekend, wat hier niet het geval is.

Voorts dient erop gewezen dat de CREG, in overeenstemming met artikel 23^{ter} van de elektriciteitswet en 15/14, § 2, 3^o van de gaswet, al over de nodige bevoegdheid beschikt om

²⁴² In dit geval de component van de prijs die door de evolutie van de prijs van de aardolieproducten naar boven toe wordt beïnvloed.

na te gaan of de door een elektriciteits- of aardgasonderneming aangeboden prijzen, gerechtvaardigd zijn in het licht van de kosten die ze heeft. Gelet op de moeilijkheid voor de CREG om deze opdracht *ex post* tot een goed einde te brengen en gezien de continue en ongecontroleerde inflatie van de energieprijzen, is het redelijk en evenredig om een eerste voorafgaande controle te voorzien.

13. Ten slotte oordeelde het Hof van Justitie dat de tussenkomst van de staat diende te voldoen aan de voorwaarden die door artikel 3 van de gas- en elektriciteitsrichtlijnen worden gesteld, met andere woorden dat de ingevoerde openbare dienstverplichting duidelijk gedefinieerd, transparant, niet-discriminerend en controleerbaar dient te zijn. Wat in het bijzonder het al dan niet discriminerende karakter van de tussenkomstmaatregel betreft, was het Hof van mening dat de financiële last van de maatregel niet in hoofdzaak op de schouders van bepaalde leveranciers zou mogen rusten. Dat zal *in casu* niet het geval zijn, aangezien de controle van de CREG zich beperkt tot het erop toezien dat de prijzen van de leveranciers in functie van hun reële kosten evolueren.

14. Uit hetgeen voorafgaat, vloeit voort dat het beoogde mechanisme zich richt naar de criteria die het Hof van Justitie in het *Federutility*-arrest van 10 april 2010 heeft geformuleerd.

ARTIKELSGEWIJZE TOELICHTING

HOOFDSTUK I. *Algemene bepaling*

Artikel 1.

Dit artikel preciseert dat het voorontwerp van wet onder artikel 78 van de Grondwet ressorteert.

HOOFDSTUK II. - *Wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de gasmarkt*

Art. 2.

Geen opmerkingen

Art. 3.

Dit artikel wil het mechanisme van het vangnet zoals dit werd ingevoerd door de wet van 8 januari 2012 wijzigen. De noodzaak om de stijging van de energieprijzen, met haar doorslaggevende impact op de inflatie en zodoende op de hele Belgische economie in te dijken, rechtvaardigt de toekenning aan de CREG van een werkelijke voorafgaande goedkeuringsbevoegdheid ten aanzien van de in de typecontracten van de leveranciers voorziene financiële voorwaarden. Zodoende zal elk element van het contract dat een impact kan hebben op de evolutie van de prijs, elke prijsformule, elke indexeringsformule alsook alle in deze formules gebruikte parameters, en elke wijziging hiervan, door de CREG voorafgaand aan hun toepassing goedgekeurd moeten worden.

De ontwerptekst handhaaft de bevoegdheid met betrekking tot de goedkeuring van de niet met de toepassing van de prijs- en indexeringsformules verband houdende prijsstijgingen van de energiecomponent. Als logisch gevolg hiervan raakt de tekst evenmin aan de taak van de CREG die erin bestaat om de in België gehanteerde prijzen permanent te vergelijken met diegene die in de buurlanden worden toegepast.

In dit opzicht dient benadrukt dat de omvang van de controle van de CREG zich beperkt tot de tariefvoorwaarden die door de leveranciers worden gehanteerd teneinde zich ervan te vergewissen dat de energieprijzen in functie van hun reële kosten evolueren. Het is dus zeker niet de bedoeling dat de CREG bijvoorbeeld alle algemene voorwaarden van de leveranciers zou controleren om bijvoorbeeld hun overeenstemming met de wet op de handelspraktijken na te gaan.

De CREG wordt uitdrukkelijk door het ontwerp gemachtigd om ter zake (niet-bindende) richtlijnen te formuleren, waardoor de leveranciers zich een zeker beeld zullen kunnen vormen van de manier waarop de CREG haar controlefunctie zal uitoefenen.

Het nieuwe § 1*bis* omschrijft de goedkeuringsprocedure. De tekst maakt de CREG als enige bevoegd om beslissingen te nemen en schrappt verder elke tussenkomst van andere instanties, zoals de Nationale Bank van België of het Instituut van de bedrijfsrevisoren. Deze werden namelijk niet alleen als problematisch beschouwd door de afdeling wetgeving van de Raad van State voor de onafhankelijkheid van de CREG, maar hadden ook tot gevolg dat het aantal tussenkomende partijen erdoor toenam en de procedure er nodeloos door werd bemoeilijkt.

Een ander essentieel punt is eveneens dat de CREG met het oog op haar controlefunctie alle informatie die ze hiervoor nodig heeft, van de leveranciers moet kunnen verkrijgen. Een dergelijke bevoegdheid dient zo ruim mogelijk te worden geïnterpreteerd, zowel met betrekking tot de vorm van de gevraagde gegevens (het gaat niet alleen om de gegevens waarover de leveranciers beschikken, maar ook om alle overige informatie die eventueel door de leveranciers moet worden samengesteld, zoals motiveringen of rapporten, etc.) als de inhoud: in dit opzicht dient gesteld dat, ook al beoogt de controlebevoegdheid alleen maar de tariefvoorwaarden die voor de laagspannings- en lagedrukkanten gelden, het niettemin belangrijk kan blijken om deze tariefvoorwaarden te evalueren in het licht van de hele klantenportefeuille van de leverancier, bijvoorbeeld om de afwezigheid van kruissubsidies tussen de verschillende categorieën van klanten na te gaan.

Zolang de CREG de gevraagde gegevens niet heeft gekregen, zal het goedkeuringsverzoek geblokkeerd blijven en zal de leverancier de beoogde aanpassingen niet mogen doorvoeren. Om de communicatie tussen de CREG en de leveranciers echter te vergemakkelijken, voorziet het ontwerp dat er door de CREG een standaard aanvraagformulier zal worden opgesteld, dat op haar website zal worden gepubliceerd.

Eenmaal de door de leverancier beoogde nieuwe tariefvoorwaarden door de CREG werden goedgekeurd, zal de leverancier ervoor moeten zorgen dat deze voldoende openbaar worden gemaakt via zijn website.

De ontwerptekst handhaaft de beperking van het aantal (met name vier) prijsindexeringen per jaar maar vereenvoudigt de procedure voor het controleren van de toepassing door de leveranciers van de indexeringsformules door louter het voorzien van enerzijds de verplichting voor de leveranciers om de CREG bij indexering te verwittigen, en anderzijds de mogelijkheid voor de CREG om er de correcte toepassing van te verifiëren.

Het nieuwe § 3 beoogt twee doelen. Ten eerste voorziet het de mogelijkheid voor de CREG om de controles ambtshalve te verrichten, mochten de leveranciers het nalaten om haar hun nieuwe tariefformules ter goedkeuring voor te leggen of mochten zij hun prijzen indexeren zonder de CREG hiervan vooraf op de hoogte te hebben gebracht. Bovendien voorziet de tekst dat bij miskenning van de verplichtingen ten laste van de leveranciers krachtens dit artikel, de CREG hen kan aanmanen om de nodige contractuele aanpassingen door te voeren en/of de betroffen klanten te crediteren, mocht blijken dat bepaalde klanten benadeeld werden. Als de leveranciers ook na de vooropgestelde termijn nog in gebreke blijven, kan de CREG hen een administratieve boete opleggen in overeenstemming met

artikel 31 van de elektriciteitswet; in afwijking van deze bepaling wordt het maximumbedrag van de boete beperkt tot EUR 500.000.

Het huidige § 5 van artikel 20*bis* wordt opgeheven, gelet op het feit dat het nieuwe § 1 de CREG in staat stelt om elke tariefverhoging te controleren.

§ 6 maakt simpelweg het voorwerp uit van formele aanpassingen en vergt verder geen nadere toelichting.

Bij § 7 wordt in overeenstemming met hetgeen voorafgaat, de advies- en rapporteringsbevoegdheid van de NBB opgeheven.

Ten slotte wordt nog een § 8 toegevoegd als overgangsmaatregel. Teneinde de CREG in staat te stellen om een complete en volledige controle te verzekeren van de tariefformules van de leveranciers, incl. diegene die op dit ogenblik al worden toegepast, dient de eenheidsprijs van energie te worden bevroren gedurende de tijd die de CREG nodig heeft om haar controle te verrichten. Gelet op het bestaande aantal typecontracten zou deze bevroering van de prijzen voor een periode van negen maanden gelden, te tellen vanaf de inwerkingtreding van de ontwerp*tekst*. Tijdens deze periode zullen de leveranciers geen enkele prijsstijging kunnen doorvoeren, ongeacht reden of oorzaak, maar zullen ze wel kunnen beslissen om de prijzen te verlagen, mochten ze dat wensen. De maatregel betekent dan ook geen buitensporige aantasting van de vrije mededinging. Bovendien komt de tijdelijke onmogelijkheid voor de leveranciers om een eventuele stijging van hun kosten door te rekenen aan de laagspannings- en lagedrukkanten niet discriminerend noch onevenredig voor, gezien de uiterst beperkte duur van de overgangsperiode (negen maanden) die in principe niet kan worden verlengd (tenzij een leverancier zich niet bereid zou tonen om mee te werken). Integendeel, het is net de bedoeling om de leveranciers op die manier allemaal op voet van gelijkheid te behandelen in het licht van de controle die de CREG zal dienen door te voeren. Deze overgangsbepaling voldoet dan ook aan de eisen die door de Europese jurisprudentie worden gesteld, zoals deze hierboven uiteengezet werden.

Art. 4.

Voor zover de administratieve boete die de CREG kan toewijzen in overeenstemming met 20*bis*, § 3, in ontwerp, wordt opgelegd in toepassing van artikel 31 van de wet, heeft artikel 20*ter*, waarin een afwijkende procedure wordt beschreven, geen nut meer.

HOOFDSTUK III. - *Wijziging van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten of andere door middel van leidingen*

Art. 5.

Geen opmerkingen

Art. 6 en 7.

Deze voor gas geldende bepalingen zijn *mutatis mutandis* identiek aan de artikelen 2 en 3 die op de elektriciteitswet van toepassing zijn. Bijgevolg wordt verwezen naar de opmerkingen die bij deze artikelen werden geformuleerd.

VOORONTWERP VAN WET

ALBERT II, Koning der Belgen,
Aan allen die nu zijn en hierna wezen zullen,

ONZE GROET.

Op voordracht van [...];

HEBBEN WIJ BESLOTEN EN BESLUITEN WIJ:

Onze [...] is gelast het voorontwerp van wet, waarvan de tekst hierna volgt, in Onze naam aan de Wetgevende Kamers voor te leggen en bij de Kamer van volksvertegenwoordigers in te dienen:

HOOFDSTUK I. - *Algemene bepaling*

Artikel 1. Deze wet regelt een aangelegenheid als bedoeld in artikel 78 van de Grondwet.

HOOFDSTUK II. - *Wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de gasmarkt*

Art. 2. In artikel 2 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, voor het laatst gewijzigd door de wet van 8 januari 2012, worden de volgende wijzigingen aangebracht:

1° punt 49° wordt opgeheven;

2° punt 50° wordt vervangen door het volgende: “50° “laagspanningsklant”: [...] »

Art. 3. Aan artikel 20*bis* van dezelfde wet, ingevoegd door de wet van 8 januari 2012, worden de volgende wijzigingen aangebracht:

1° § 1 wordt vervangen door het volgende:

“§ 1. Elk typecontract dat door de leveranciers aan hun laagspanningsklanten wordt voorgesteld, alsook elke prijs- of indexeringsformule, evenals de parameters die ze gebruiken, moeten, vooraleer ze worden toegepast, het voorwerp uitmaken van een voorafgaande controle door de Commissie die onderzoekt of de toegepaste

tariefvoorwaarden aanvaardbaar zijn en een objectief verband vertonen met de reële kosten van de leveranciers.

De Commissie is eveneens bevoegd om elke op de laagspanningsklanten toegepaste verhoging van de prijs van de energiecomponent goed te keuren, die niet voortvloeit uit een beslissing van de bevoegde instantie, de regulator, de netbeheerder, een distributienetbeheerder en die niet voortvloeit uit de toepassing door de leveranciers van de prijs- of indexeringsformules, noch van de gehanteerde parameters.

De Commissie kan in dit opzicht richtlijnen publiceren over de manier waarop ze van plan is om haar controle uit te voeren. In het kader van de opdracht die bij alinea 2 wordt beoogd, zorgt ze voor een permanente vergelijking van de energiecomponent voor de levering van elektriciteit aan de laagspanningsklanten met het gemiddelde van de energiecomponent in de regio Noordwest-Europa.”;

2° er wordt een § 1 *bis* ingevoegd, waarvan de inhoud als volgt luidt:

“§ 1 *bis*. Teneinde de bij § 1 beoogde controle mogelijk te maken, bezorgt de leverancier de commissie voorafgaand aan de toepassing ervan, een aanvraag tot goedkeuring voor elk nieuw typecontract, elke nieuwe indexeringsformule of parameter, alsook voor elke wijziging van een typecontract of een reeds toegepaste prijs- of indexeringsformule en elke prijsstijging. De leverancier voegt hier elk nuttig geacht informatie-element aan toe, zonder dat hiermee afbreuk wordt gedaan aan de mogelijkheid voor de commissie om te verzoeken om eender welke bijkomende inlichting, in welke vorm dan ook, met inbegrip van alle informatie over de impact van de door de leverancier beoogde maatregelen op zijn hele klantenbestand.

De Commissie stelt de aanvraagformulieren op en publiceert deze op haar website.

De Commissie neemt haar beslissing binnen de dertig werkdagen na ontvangst van de goedkeuringsaanvraag en bezorgt deze per aangetekend schrijven met ontvangstbewijs aan de leverancier. Deze termijn begint te lopen vanaf de dag waarop de Commissie de leverancier per aangetekend schrijven met ontvangstbewijs mededeelt dat ze in het bezit is van het volledige dossier van de aanvraag.

Elk nieuw typecontract, elke nieuwe prijs- of indexeringsformule en elke parameter, alsook elke wijziging van een typecontract of een reeds toegepaste prijs- of indexeringsformule en elke prijsstijging maken het voorwerp uit van een publicatie door de leverancier op zijn website binnen de drie werkdagen na de goedkeuring ervan door de Commissie;

3° bij § 2 wordt alinea 1 aangevuld met de volgende zin:

“Uiterlijk binnen de twintig werkdagen die aan de indexering voorafgaan, brengen de leveranciers de Commissie hiervan op de hoogte.”;

4° bij § 2 wordt alinea 2 vervangen door het volgende:

“De Commissie is bevoegd om na te gaan of de indexeringsformule van de energiegcomponent voor de levering van elektriciteit tegen een variabele prijs aan de laagspanningsklanten correct werd toegepast.”;

5° § 3 wordt vervangen door het volgende:

« § 3. Mocht een leverancier nalaten om bij de commissie een goedkeuringsaanvraag in te dienen, zoals beoogd bij § 1bis, of de commissie van de indexering van de prijs van de energiegcomponent op de hoogte te brengen, in overeenstemming met § 2, kan de Commissie haar controle ambtshalve verrichten.

Bij toepassing van een typecontract dat of een prijs- of indexeringsformule, een parameter of een prijsstijging die niet werd goedgekeurd, of bij vaststelling van een foutieve toepassing van de indexeringsformule door een leverancier kan de commissie:

1° de leverancier in kwestie aanmanen om de nodige contractuele aanpassingen door te voeren binnen de termijn die zij bepaalt;

2° in voorkomend geval, de leverancier aanmanen om de betrokken klanten voor het te veel gefactureerde deel van de energiegcomponent te crediteren binnen de termijn van drie maanden.

Als de leverancier nalaat om zich te schikken naar de aanmaning, kan de Commissie hem een administratieve boete opleggen die, in afwijking van artikel 31, niet meer kan bedragen dan EUR 500.000 per inbreuk."

6° § 5 wordt opgeheven;

7° § 6 wordt vervangen door het volgende:

« § 6. Er wordt een Fonds ter vermindering van de federale bijdrage opgericht. Het wordt door de Commissie beheerd.

De administratieve boetes die in toepassing van § 3 worden geïnd, worden gestort in het Fonds ter vermindering van de federale bijdrage.”;

8° bij § 7, alinea 1, worden de woorden “en de Nationale Bank van België” geschrapt;

9° bij § 7, alinea 3, 1^{ste} zin, worden de woorden “en de Nationale Bank van België” geschrapt;

10° bij § 7, alinea 3, 3^{de} zin, worden de woorden “en de Nationale Bank van België” geschrapt;

11° het artikel wordt aangevuld door een § 8, waarvan de inhoud als volgt luidt:

« § 8. Gedurende een periode van negen maanden, te tellen vanaf de inwerkingstreding van de wet van [...] tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten of andere door middel van leidingen, onthouden de leveranciers zich van elke verhoging van de unitaire energieprijis voor de laagspanningsklanten, ongeacht de aard ervan.

Tijdens deze periode gaat de Commissie over tot het bij § 1, alinea 1 beoogde onderzoek van alle typecontracten, prijs- en indexeringsformules en parameters die door de leveranciers worden toegepast.

Voor de leveranciers die de commissie niet alle door haar benodigde informatie bezorgen, blijft het bij alinea 1 beoogde verbod op eender welke prijsstijging ook na voormelde periode van negen maanden van kracht.”

Art. 4. Artikel 20^{ter} van dezelfde wet, ingevoegd door de wet van 8 januari 2012, wordt opgeheven.

HOOFDSTUK III. - *Wijziging van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten of andere door middel van leidingen*

Art. 5. In artikel 1 van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten of andere door middel van leidingen, voor het laatst gewijzigd door de wet van 8 januari 2012, worden de volgende wijzigingen aangebracht:

1° punt 62° wordt opgeheven;

2° punt 63° wordt vervangen door het volgende:

“63° “lagedrukklant”: [...]. ».

Art. 6. Aan artikel 15/10^{bis} van dezelfde wet, ingevoegd door de wet van 8 januari 2012, worden de volgende wijzigingen aangebracht:

1° § 1 wordt vervangen door het volgende:

“§ 1. Elk typecontract dat door de leveranciers aan hun lagedrukkanten wordt voorgesteld, alsook elke prijs- of indexeringsformule, evenals de parameters die ze gebruiken, moeten, vooraleer ze worden toegepast, het voorwerp uitmaken van een voorafgaande controle door de Commissie die onderzoekt of de toegepaste tariefvoorwaarden aanvaardbaar zijn en een objectief verband vertonen met de reële kosten van de leveranciers.

De Commissie is eveneens bevoegd om elke op de lagedrukkanten toegepaste verhoging van de prijs van de energiecomponent goed te keuren, die niet voortvloeit uit een beslissing van de bevoegde instantie, de regulator, de netbeheerder, een distributienetbeheerder en die niet voortvloeit uit de toepassing door de leveranciers van de prijs- of indexeringsformules, noch van de gehanteerde parameters.

De Commissie kan in dit opzicht richtlijnen publiceren over de manier waarop ze van plan is om haar controle uit te voeren. Ter fine van de opdracht die bij alinea 2 wordt beoogd, zorgt ze voor een permanente vergelijking van de energiecomponent voor de levering van gas aan de lagedrukkanten met het gemiddelde van de energiecomponent in de regio Noordwest-Europa.”;

2° er wordt een § 1 *bis* ingevoegd, waarvan de inhoud als volgt luidt:

“§ 1 *bis*. Teneinde de bij § 1 beoogde controle mogelijk te maken, bezorgt de leverancier de commissie voorafgaand aan de toepassing ervan, een aanvraag tot goedkeuring voor elk nieuw typecontract, elke nieuwe indexeringsformule of parameter, alsook voor elke wijziging van een typecontract of een reeds toegepaste prijs- of indexeringsformule, en elke prijsstijging. De leverancier voegt hier elk nuttig geacht informatie-element aan toe, zonder dat hiermee afbreuk wordt gedaan aan de mogelijkheid voor de Commissie om te verzoeken om eender welke bijkomende inlichting, in welke vorm dan ook, met inbegrip van alle informatie over de impact van de door de leverancier beoogde maatregelen op zijn hele klantenbestand.

De Commissie stelt de aanvraagformulieren op en publiceert deze op haar website.

De Commissie neemt haar beslissing binnen de dertig werkdagen na ontvangst van de goedkeuringaanvraag en bezorgt deze per aangetekend schrijven met ontvangstbewijs aan de leverancier. Deze termijn begint te lopen vanaf de dag waarop de CREG de leverancier per aangetekend schrijven met ontvangstbewijs meedeelt dat ze in het bezit is van het volledige dossier van de aanvraag.

Elk nieuw typecontract, elke nieuwe prijs- of indexeringsformule en elke parameter, alsook elke wijziging van een typecontract of een reeds toegepaste prijs- of indexeringsformule, en elke prijsstijging maken het voorwerp uit van een publicatie door de leverancier op zijn website binnen de drie werkdagen na de goedkeuring ervan door de Commissie;

3° bij § 2 wordt alinea 1 aangevuld met de volgende zin:

“Uiterlijk binnen de twintig werkdagen die aan de indexering voorafgaan, brengen de leveranciers de commissie hiervan op de hoogte.”;

4° bij § 2 wordt alinea 2 vervangen door het volgende:

“De Commissie is bevoegd om na te gaan of de indexeringsformule van de energiecomponent voor de levering van elektriciteit tegen een variabele prijs aan de lagedrukkanten correct werd toegepast.”;

5° § 3 wordt vervangen door het volgende:

« § 3. Mocht een leverancier nalaten om bij de commissie een goedkeuringsaanvraag in te dienen, zoals beoogd bij § 1 *bis*, of de commissie van de indexering van de variabele prijs van de energiecomponent op de hoogte te brengen, in overeenstemming met § 2, kan de Commissie haar controle ambtshalve verrichten.

Bij toepassing van een typecontract dat of een prijs- of indexeringsformule, een parameter of een prijsstijging die niet werd goedgekeurd, of bij vaststelling van een foutieve toepassing van de indexeringsformule door een leverancier kan de commissie:

1° de leverancier in kwestie aanmanen om de nodige contractuele aanpassingen door te voeren binnen de termijn die zij bepaalt;

2° in voorkomend geval, de leverancier aanmanen om de betrokken klanten voor het te veel gefactureerde deel van de energiecomponent te crediteren binnen de termijn van drie maanden.

Als de leverancier nalaat om zich te schikken naar de aanmaning, kan de Commissie hem een administratieve boete opleggen die, in afwijking van artikel 20/2, niet meer kan bedragen dan EUR 500.000 per inbreuk.”

6° § 5 wordt opgeheven;

7° bij § 7, alinea 1, worden de woorden “en de Nationale Bank van België” geschrapt;

8° bij § 7, alinea 3, 1^{ste} zin, worden de woorden “en de Nationale Bank van België” geschrapt;

9° bij § 7, alinea 3, 3^{de} zin, worden de woorden “en de Nationale Bank van België” geschrapt;

10° het artikel wordt aangevuld door een § 8, waarvan de inhoud als volgt luidt:

« § 8. Gedurende een periode van negen maanden, te tellen vanaf de inwerkingstreding van de wet van [...] tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten of andere door middel van leidingen, onthouden de leveranciers zich van elke verhoging van de unitaire energieprijs voor de lagedrukkanten, ongeacht de aard ervan.

Tijdens deze periode gaat de Commissie over tot het bij § 1 beoogde onderzoek van alle typecontracten, prijs- en indexeringsformules en parameters die door de leveranciers worden toegepast.

Voor de leveranciers die de Commissie niet alle door haar benodigde informatie bezorgen, blijft het bij alinea 1 beoogde verbod op eender welke prijsstijging ook na voormelde periode van negen maanden van kracht.”

Art. 7. Artikel 15/10^{ter} van dezelfde wet, ingevoegd door de wet van 8 januari 2012, wordt opgeheven.

Gegeven te Brussel, [...]

ALBERT
VAN KONINGSWEGE:

[...]

BIJLAGE 6 : CONCEPT MIJNERGIE.BE

Richt zich tot de volledige energiemarkt:

- Voor particulieren, zelfstandigen en kleine KMO's voorziet ze een prijssimulatiemodule met een vergelijkingsresultatentabel voor elektriciteit en aardgas;
- Voor grote verbruikers (electriciteit > 60.000 kWh/jaar en aardgas > 150.000 kWh/jaar) voorziet ze de mogelijkheid tot aanvraag van een gepersonaliseerde prijs offerte voor elektriciteit en aardgas. De gebruiker kiest daarbij zelf naar welke leveranciers hij zijn aanvraag wenst door te sturen.

De keuzelijst van de leveranciers is:

- voor elektriciteit: Belpower, EDF, Electrabel, Elexys, Eneco, Essent, Lampiris, Luminus, Nuon, OCTA+;
- voor aardgas: EDF, Electrabel, Eneco, Essent, Lampiris, Luminus, Nuon, OCTA+.

Prijsvergelijkingsmodule:

- De resultatentabel geeft de productnaam, de totale factuurprijs, de typeprijs, de duurtijd en de oorsprong (enkel voor elektriciteit) weer. Deze gegevens zijn gelijkaardig aan die van de VREG, CWAPE en BRUGEL.
- Extra gebruikersmogelijkheden in de module:
 - de gebruikers kunnen een prijssimulatie doen met of zonder de lopende promoties, afhankelijk van hun voorkeur. Bij selectie van een prijssimulatie met lopende promoties moeten de gebruikers een korte vragenlijst beantwoorden zodat enkel de relevante korting(en) bij de resultaten worden opgenomen;
 - de gebruikers kunnen in hun resultatentabel voor elk aanbod een detail van de prijs per facturatiepost (energieprijs, distributienet- en transmissienettarieven, heffingen) zien. Voor de energieprijs krijgen de gebruikers ook een detail te zien van het jaarlijkse abonnement, de kWh-prijs per register en de bijdrage voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling;

- De gebruikers krijgen hierbij een volledige uitleg over de verschillende factuurposten en hun componenten alsook over het type “prijs” en wat dit precies inhoudt naar mogelijke prijsevolutie van hun contract. Er is een overzicht beschikbaar van de lopende promoties, hun voorwaarden en geldigheidsperiode alsook de presentatie van de verschillende producten van de leveranciers.

Extra tools in de module:

- Om ervoor te zorgen dat de gebruikers zorgeloos van leverancier kunnen veranderen wordt een gratis dienst “Verander zorgeloos van leverancier” ter beschikking van de gebruiker gesteld. Hiermee krijgt de gebruiker een gedetailleerde uitleg over de te volgen procedure specifiek aan zijn eigen situatie (gewone leverancierswissel, verhuis, nieuwe gasaansluiting, ...) alsook over de termijnen die van toepassing zijn, opzegtermijn en/of minimumperiode gevraagd door de nieuwe leverancier om een nieuw contract volledig af te werken. Hierbij kan de gebruiker zien wat de eerst mogelijke datum is waarop een nieuw contract bij de gekozen leverancier kan beginnen. Voor contracten van bepaalde duur wordt hij ook duidelijk geïnformeerd over de mogelijke vergoeding voor vroegtijdige contractbreuk, zodat hij deze kan vermijden;
- Professionelen voor wie het aan te bevelen is om zelf hun lopend contract op te zeggen, kunnen een modelopzegbrief downloaden;
- Gebruikers die verhuizen vinden op de site de relevante formulieren en de verzendadressen van de leveranciers.

Bijkomende dienstverlening:

- Mogelijkheid tot het stellen van vragen: Mijnenergie.be geeft de mogelijkheid aan gebruikers om vragen te stellen en garandeert een zo snel mogelijk antwoord met als richtlijn 4 werkdagen. Dit zijn vooral algemene energievragen of vragen omtrent facturatie, prijzen of praktische problemen;
- Module groepsaankopen: Mijnenergie.be geeft de mogelijkheid aan gebruikers om te vergelijken of een groepsaankoop interessant is voor hun eigen verbruik in hun regio. Daarvoor wordt op de site een extra module voorzien die voor iedereen online ter beschikking staat.